



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Análise de risco da viabilidade técnico-econômica de uma usina híbrida composta por uma usina heliotérmica com armazenamento térmico e por uma usina fotovoltaica com armazenamento por baterias**

**Breno de Almeida Menezes**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
Faculdade de Tecnologia  
Departamento de Engenharia Elétrica

## DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

# **Análise de risco da viabilidade técnico-econômica de uma usina híbrida composta por uma usina heliotérmica com armazenamento térmico e por uma usina fotovoltaica com armazenamento por baterias**

**Breno de Almeida Menezes**

*Dissertação de Mestrado submetida ao Departamento de Engenharia  
Elétrica como requisito parcial para obtenção  
do grau de Mestre em Engenharia Elétrica*

### Banca Examinadora

Prof. Anésio de Leles Ferreira Filho, Ph.D, FT/UnB  
*Orientador*

Prof. Elder Geraldo Domingues, Ph.D, IFG  
*Coorientador*

Prof. Kleber Melo e Silva, Ph.D, FT/UnB  
*Examinador interno*

Prof. Daywes Pinheiro Neto, Ph.D, IFG  
*Examinador externo*

Publicação: PPGEE.DM 820/24

Brasília/DF: setembro - 2024

## FICHA CATALOGRÁFICA

MENEZES, BRENO DE ALMEIDA

Análise de risco da viabilidade técnico-econômica de uma usina híbrida composta por uma usina heliotérmica com armazenamento térmico e por uma usina fotovoltaica com armazenamento por baterias [Distrito Federal] 2024.

xvi, 122 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2024).

Dissertação de Mestrado - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- |                       |                       |
|-----------------------|-----------------------|
| 1. Análise de risco   | 2. Usina híbrida      |
| 3. Usina heliotérmica | 4. Usina fotovoltaica |
| I. ENE/FT/UnB         | II. Título (série)    |

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MENEZES, B.A. (2024). Análise de risco da viabilidade técnico-econômica de uma usina híbrida composta por uma usina heliotérmica com armazenamento térmico e por uma usina fotovoltaica com armazenamento por baterias. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM 820/24, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 122 p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Breno de Almeida Menezes

TÍTULO: Análise de risco da viabilidade técnico-econômica de uma usina híbrida composta por uma usina heliotérmica com armazenamento térmico e por uma usina fotovoltaica com armazenamento por baterias.

GRAU: Mestre em Engenharia Elétrica ANO: 2024

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Dissertação de Mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Do mesmo modo, a Universidade de Brasília tem permissão para divulgar este documento em biblioteca virtual, em formato que permita o acesso via redes de comunicação e a reprodução de cópias, desde que protegida a integridade do conteúdo dessas cópias e proibido o acesso a partes isoladas desse conteúdo. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste documento pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

---

Breno de Almeida Menezes

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

## **DEDICATÓRIA**

*À Nathália Anicio de Oliveira, minha confiança e luz constante. Que seu caminho seja sempre iluminado por sua força e brilho incomparáveis.*

*Breno de Almeida Menezes*

## **AGRADECIMENTOS**

Com imensa gratidão, começo reconhecendo a importância de Deus que me deu forças e clareza ao longo dessa jornada.

Agradeço profundamente à minha família, em especial aos meus pais José Antônio e Luciana, por todo o amor, apoio e incentivo, fundamentais para que eu pudesse trilhar este caminho.

Minha gratidão estende-se à minha namorada, Nathália Anicio de Oliveira, cuja compreensão e apoio foram indispensáveis para a conclusão deste trabalho.

Sou extremamente grato ao meu orientador, Professor Anésio de Leles Ferreira Filho, e ao meu coorientador, Professor Elder Geraldo Domingues, cujas orientações, paciência e conhecimento foram vitais para o desenvolvimento deste projeto.

Agradeço também à CAPES, pelo suporte financeiro que viabilizou esta pesquisa.

Por fim, deixo meu sincero agradecimento a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para que este projeto se tornasse realidade.

---

## RESUMO

O aumento contínuo no consumo de energia elétrica, aliado à preocupação crescente com a segurança energética e à necessidade de reduzir as emissões de gases poluentes, justifica a complexidade e os atuais desafios do cenário nacional e mundial. Nesse contexto, as tecnologias de energia renovável, como a Solar Fotovoltaica (PV) e a Solar Concentrada (CSP), caracterizam-se como uma solução sustentável e ecologicamente correta para suprir a crescente demanda por energia, tanto no Brasil quanto globalmente. Considerando esses fatores, surgiu a ideia de desenvolvimento deste estudo, cujo objetivo é realizar uma análise de riscos de investimentos em geração de energia elétrica por meio de usinas híbridas CSP + PV, que utilizam: i) topologia torre solar para CSP; ii) usina PV; e iii) sistemas de armazenamento térmico e de bateria. Para cada usina, será elaborada uma metodologia de análise de risco que: i) emprega modelos estocásticos para a geração das séries sintéticas das variáveis aleatórias que influenciam a produção energética e a viabilidade econômica; ii) modela o sistema físico que caracteriza a sua operação; e iii) utiliza o modelo de fluxo de caixa para a análise de viabilidade econômica do investimento. A análise de viabilidade econômica da usina híbrida baseia-se no modelo de fluxo de caixa descontado (FCD) para a empresa (FCLE) e para os acionistas (FCLA). Ela será efetuada considerando-se que a energia elétrica produzida será comercializada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Além disso, este estudo contempla as particularidades legislativas e tributárias com esta venda de energia no ACR. Os resultados fornecem informações do potencial de geração e dos indicadores de viabilidade econômica do investimento. No cenário inicial proposto para a usina híbrida, os indicadores econômicos mencionados apontaram a inviabilidade econômica, independentemente do fluxo de caixa adotado. Diante deste quadro, e com o objetivo de se avaliar como os principais parâmetros afetam a viabilidade econômica, executou-se uma análise de sensibilidade univariada para o valor presente líquido para o FCLE e para o FCLA dos seguintes parâmetros: preço de venda da energia elétrica no ACR, CAPEX, taxa de câmbio, taxa mínima de atratividade e montante anual de energia de contrato. De posse dos resultados da análise de sensibilidade, propôs-se um contexto otimista para instalação da usina híbrida em Bom Jesus da Lapa. Nesta hipótese, os parâmetros contemplados na análise de sensibilidade foram então alterados visando-se valores mais positivos. Neste caso, todos os indicadores econômicos mencionados apontam a viabilidade econômica e probabilidade de não retorno do investimento igual a zero, independentemente do fluxo de caixa adotado. Cabe destacar que os modelos adotados são específicos para o Brasil, mas eles podem ser adaptados para outros países. Uma vez analisados os aspectos ora mencionados, pode-se concluir que este estudo se caracteriza como uma ferramenta para a tomada de decisão, especialmente no contexto das energias renováveis e das usinas híbridas, que são ainda hoje incipientes no Brasil.

---

## ABSTRACT

The continuous increase in electricity consumption, combined with growing concerns about energy security and the need to reduce greenhouse gas emissions, justifies the complexity and current challenges of the national and global energy landscape. In this context, renewable energy technologies, such as Photovoltaic Solar (PV) and Concentrated Solar Power (CSP), are characterized as a sustainable and environmentally friendly solution to meet the growing demand for energy, both in Brazil and globally. Considering these factors, the idea for this study emerged with the objective of conducting a risk analysis of investments in electricity generation through hybrid CSP + PV power plants, which utilize: i) solar tower topology for CSP; ii) PV plant; and iii) thermal and battery storage systems. For each plant, a risk analysis methodology will be developed that: i) employs stochastic models for generating synthetic series of the random variables that influence energy production and economic feasibility; ii) models the physical system that characterizes its operation; and iii) uses the cash flow model for the economic feasibility analysis of the investment. The economic feasibility analysis of the hybrid plant is based on the discounted cash flow (FCD) model for the company (FCLE) and for shareholders (FCLA). It will be carried out considering that the electricity produced will be sold in the Regulated Contracting Environment (ACR). Furthermore, this study takes into account the legislative and tax particularities associated with the sale of energy in the ACR. The results provide information on the generation potential and the economic feasibility indicators of the investment. In the initial scenario proposed for the hybrid plant, the mentioned economic indicators pointed to economic infeasibility, regardless of the cash flow model adopted. Given this situation, and with the aim of evaluating how the main parameters affect economic feasibility, a univariate sensitivity analysis was performed for the net present value for FCLE and FCLA of the following parameters: electricity selling price in the ACR, CAPEX, exchange rate, minimum attractive rate of return, and annual contract energy amount. Based on the results of the sensitivity analysis, an optimistic scenario was proposed for the installation of the hybrid plant in Bom Jesus da Lapa. In this hypothesis, the parameters considered in the sensitivity analysis were then altered to more favorable values. In this case, all the mentioned economic indicators point to economic feasibility and a zero probability of investment non-return, regardless of the cash flow model adopted. It is worth noting that the models adopted are specific to Brazil, but they can be adapted to other countries. Once the aforementioned aspects have been analyzed, it can be concluded that this study is characterized as a decision-making tool, especially in the context of renewable energy and hybrid power plants, which are still incipient in Brazil.

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2	ESTADO DA ARTE	2
1.3	OBJETIVOS	7
1.4	CONTRIBUIÇÕES	7
1.5	ORGANIZAÇÃO DO MANUSCRITO	8
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>9</b>
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	9
2.2	IRRADIAÇÃO SOLAR E ÂNGULOS RELACIONADOS À POSIÇÃO SOLAR	9
2.2.1	GEOMETRIA SOLAR	9
2.2.2	IRRADIAÇÃO SOLAR	10
2.3	PRINCIPAIS COMPONENTES DA USINA HÍBRIDA	11
2.3.1	USINA FOTOVOLTAICA	11
2.3.2	BATERIAS	13
2.3.3	USINA HELIOTÉRMICA	14
2.4	PROCESSOS ESTOCÁSTICOS	16
2.4.1	CADEIAS DE MARKOV	18
2.4.2	PROCESSO DE WIENER	18
2.4.3	MOVIMENTO ARITMÉTICO BROWNIANO	19
2.4.4	MOVIMENTO GEOMÉTRICO BROWNIANO	20
2.4.5	MOVIMENTO DE REVERSÃO À MÉDIA	21
2.4.6	AValiação DA PERTINÊNCIA DO PROCESSO ESTOCÁSTICO	24
2.5	CORRELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS	26
2.6	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	28
2.6.1	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	28
2.6.2	MODELOS DE FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	29
2.6.3	TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE	32
2.6.4	INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICA	33
2.7	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UNIVARIADA	34
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	35
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>36</b>
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	36
3.2	METODOLOGIA GERAL	36
3.3	MODELAGEM DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS	38
3.3.1	MODELAGEM DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS TEMPERATURA DO AMBIENTE, UMI- DADE RELATIVA DO AR E VELOCIDADE DO VENTO	39



3.3.2	MODELAGEM DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS IRRADIAÇÃO SOLAR DIRETA E DIFUSA .	41
3.4	MODELAGEM FÍSICA DOS ELEMENTOS QUE COMPÕEM A USINA HÍBRIDA .....	42
3.4.1	USINA FOTOVOLTAICA COM ARMAZENAMENTO POR BATERIAS .....	43
3.4.2	MODELAGEM DA USINA HELIOTÉRMICA DO TIPO TORRE SOLAR COM ARMAZE- NAMENTO TÉRMICO.....	51
3.5	LÓGICA DE DESPACHO DA USINA HELIOTÉRMICA .....	57
3.6	LÓGICA DE DESPACHO DA USINA HÍBRIDA.....	58
3.7	OBTENÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA GERADA .....	61
3.8	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA .....	62
3.8.1	MODELAGEM DO FLUXO DE CAIXA .....	62
3.8.2	RECEITA BRUTA DA VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	62
3.8.3	CUSTOS DE INSTALAÇÃO DA USINA HÍBRIDA .....	64
3.8.4	INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	68
3.9	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UNIVARIADA E DEFINIÇÃO DO CENÁRIO OTIMISTA ...	70
3.10	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	70
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>71</b>
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	71
4.2	CARACTERIZAÇÃO DA USINA HÍBRIDA .....	71
4.2.1	DADOS DA SIMULAÇÃO .....	72
4.2.2	LOCAL .....	72
4.2.3	DADOS DA USINA HELIOTÉRMICA DO TIPO TORRE SOLAR .....	72
4.2.4	DADOS DA USINA FOTOVOLTAICA E BATERIAS.....	73
4.3	SÉRIES HISTÓRICAS DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS .....	76
4.4	VALIDAÇÃO DOS MODELOS ESTOCÁSTICOS .....	77
4.4.1	TESTE DE DICKEY-FULLER .....	77
4.4.2	TESTE DA RAZÃO DA VARIÂNCIA .....	77
4.4.3	CORRELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS .....	78
4.4.4	MODELO ESTOCÁSTICO DA TEMPERATURA AMBIENTE .....	80
4.4.5	MODELO ESTOCÁSTICO DA VELOCIDADE DO VENTO .....	81
4.4.6	MODELO ESTOCÁSTICO DA UMIDADE RELATIVA DO AR.....	83
4.4.7	MODELO ESTOCÁSTICO DA IRRADIAÇÃO DIRETA .....	86
4.4.8	MODELO ESTOCÁSTICO DA IRRADIAÇÃO DIFUSA .....	88
4.5	ANÁLISE TÉCNICA DA USINA HÍBRIDA .....	89
4.5.1	MONTANTE DE ENERGIA PRODUZIDO PELA USINA HÍBRIDA E ASPECTOS DA TROCA DAS BATERIAS.....	92
4.6	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O CENÁRIO BASE.....	93
4.6.1	PREMISSAS ECONÔMICAS .....	93
4.6.2	VALOR PRESENTE LÍQUIDO .....	96
4.6.3	TAXA INTERNA DE RETORNO MODIFICADA.....	97
4.6.4	PAYBACK DESCONTADO .....	98
4.6.5	CUSTO NIVELADO DE ENERGIA .....	98

4.7	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE .....	99
4.8	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O CENÁRIO OTIMISTA .....	101
4.8.1	VALOR PRESENTE LÍQUIDO PARA O CENÁRIO OTIMISTA.....	102
4.8.2	TAXA INTERNA DE RETORNO MODIFICADA PARA O CENÁRIO OTIMISTA .....	102
4.8.3	PAYBACK DESCONTADO PARA O CENÁRIO OTIMISTA.....	103
4.8.4	CUSTO NIVELADO DE ENERGIA PARA O CENÁRIO OTIMISTA .....	104
4.9	COMPARAÇÃO DOS INDICADORES ECONÔMICOS ENTRE OS RESULTADOS DO CENÁRIO BASE E CENÁRIO OTIMISTA .....	105
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>107</b>
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS.....	110
5.2	TRABALHOS PUBLICADOS.....	110
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>112</b>
	<b>ANEXO.....</b>	<b>119</b>
<b>A</b>	<b>ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O PROCESSO DE REVERSÃO À MÉDIA ARITMÉTICO ..</b>	<b>120</b>
<b>B</b>	<b>ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O PROCESSO DE REVERSÃO À MÉDIA GEOMÉTRICO DE DIAS/MARLIM .....</b>	<b>121</b>

# LISTA DE FIGURAS

2.1	Ângulos solares, adaptado de (GILMAN et al., 2018). .....	10
2.2	Representação das componentes da radiação solar (SOLAR, 2020). .....	11
2.3	Esquemático de uma usina híbrida, adaptado de (ZURITA et al., 2018). .....	12
2.4	Esquemático de uma usina fotovoltaica, adaptado de (OKAFOR et al., 2013). .....	12
2.5	Topologia da usina fotovoltaica conectado à rede com bateria. ....	14
2.6	Usina heliotérmica do tipo torre solar, adaptado de (TAGLE-SALAZAR; CABEZA; PRI- ETO, 2024). .....	16
2.7	Um processo estocástico interpretado como uma família de variáveis aleatórias, adaptado de (MORETTIN; TOLOI, 2022). .....	17
2.8	Comportamento do movimento aritmético browniano e drift: $\alpha = 2$ e $\sigma = 1$ . ....	19
2.9	Comportamento do movimento geométrico browniano e drift: $\alpha = 0,08$ e $\sigma = 0,2$ . ....	20
2.10	Comportamento do movimento aritmético de reversão à média. ....	21
2.11	Comportamento do modelo geométrico de reversão à média de Ornstein-Uhlenbeck (TEI- XEIRA, 2021). .....	23
2.12	Comportamento do modelo geométrico de reversão à média de Dias/Marlim. ....	24
2.13	Mercado de energia elétrica brasileiro (ENERGES, 2021). .....	28
3.1	Fluxograma geral da metodologia de análise de risco proposta. ....	38
3.2	Fluxograma de modelagem das variáveis aleatórias irradiações direta e difusa, temperatura do ambiente, umidade relativa do ar e velocidade do vento. ....	39
3.3	Descarregamento da bateria (Elaborado pelo autor conforme (DIORIO et al., 2015)). ....	49
3.4	Carregamento da bateria (Elaborado pelo autor conforme (DIORIO et al., 2015)). .....	49
3.5	Potência despachada da usina híbrida durante (A) alta incidência solar, (B) baixa incidência solar, adaptado de (ZURITA et al., 2018). .....	60
3.6	Lógica de despacho geral da usina híbrida. ....	61
4.1	Relação entre capacidade remanescente e quantidade de ciclos da bateria, adaptado de (RELION, 2023). .....	76
4.2	Teste da razão da variância: temperatura ambiente, irradiação direta (DNI), irradiação di- fusa (DHI), velocidade do vento e umidade relativa do ar. ....	79
4.3	Regressão linear para a série da temperatura ambiente. ....	81
4.4	Simulação para validação da temperatura ambiente. ....	82
4.5	Regressão linear para a série da velocidade do vento. ....	83
4.6	Simulação para validação da velocidade do vento. ....	84
4.7	Regressão linear para a série da umidade relativa do ar. ....	85
4.8	Simulação para validação da umidade relativa do ar. ....	86
4.9	Simulação para validação da irradiação direta. ....	87
4.10	Simulação para validação da irradiação difusa. ....	89

4.11	Gráfico das potências da usina híbrida, das porcentagens do SOC da bateria e do armazenamento térmico para o primeiro ano de funcionamento da usina híbrida e para um período de alta incidência solar. ....	90
4.12	Gráfico das potências da usina híbrida, das porcentagens do SOC da bateria e do armazenamento térmico para o primeiro ano de funcionamento da usina híbrida e para um período de baixa incidência solar. ....	90
4.13	Gráfico das potências da usina híbrida, das porcentagens do SOC da bateria e do armazenamento térmico para o último ano de funcionamento da usina híbrida e para um período de alta incidência solar. ....	91
4.14	Gráfico das potências da usina híbrida, das porcentagens do SOC da bateria e do armazenamento térmico para o último ano de funcionamento da usina híbrida e para um período de baixa incidência solar. ....	91
4.15	Gráfico do valor esperado e desvio padrão relativo da energia anual da usina híbrida. ....	93
4.16	Gráfico da distribuição de probabilidade da energia gerada durante a vida útil da usina híbrida. ....	93
4.17	Gráfico da distribuição de probabilidade do momento de troca da bateria. ....	94
4.18	Distribuição de probabilidade do VPL para o FCLE. ....	96
4.19	Distribuição de probabilidade do VPL para o FCLA. ....	97
4.20	Distribuição de probabilidade da TIRM para o FCLE. ....	97
4.21	Distribuição de probabilidade da TIRM para o FCLA. ....	98
4.22	Distribuição de probabilidade do LCOE para o FCLE. ....	99
4.23	Distribuição de probabilidade do LCOE para o FCLA. ....	99
4.24	Resultados da análise de sensibilidade para o FCLE. ....	100
4.25	Resultados da análise de sensibilidade para o FCLA. ....	100
4.26	Distribuição de probabilidade do VPL para o cenário otimista ao utilizar o FCLE. ....	102
4.27	Distribuição de probabilidade do VPL para o cenário otimista ao utilizar o FCLA. ....	103
4.28	Distribuição de probabilidade da TIRM para o cenário otimista ao utilizar o FCLE. ....	103
4.29	Distribuição de probabilidade da TIRM para o cenário otimista ao utilizar o FCLA. ....	104
4.30	Distribuição de probabilidade do PBD para o cenário otimista ao utilizar o FCLE. ....	104
4.31	Distribuição de probabilidade do PBD para o cenário otimista ao utilizar o FCLA. ....	105
4.32	Distribuição de probabilidade do LCOE para o cenário otimista ao utilizar o FCLE. ....	105
4.33	Distribuição de probabilidade do LCOE para o cenário otimista ao utilizar o FCLA. ....	106

# LISTA DE TABELAS

2.1	Topologia das usinas heliotérmicas de acordo com o tipo de receptor e coletor (PHILIBERT, 2010). .....	15
2.2	Valores críticos assintóticos de teste t de raiz unitária. ....	25
2.3	Modelo FCLE. ....	30
2.4	Modelo FCLA. ....	31
2.5	Regimes de tributação pelo lucro real e pelo lucro presumido. ....	31
4.1	Dados da simulação. ....	72
4.2	Dados da cidade de instalação da usina híbrida. ....	72
4.3	Parâmetros técnicos da planta heliotérmica do tipo torre solar (AWAN; ZUBAIR; MOULI, 2020). ....	73
4.4	Parâmetros técnicos da usina fotovoltaica e inversor fotovoltaico. ....	75
4.5	Parâmetros técnicos da bateria e seu respectivo inversor. ....	75
4.6	Dados históricos das variáveis aleatórias em estudo. ....	76
4.7	Dados estatísticos dos históricos das variáveis aleatórias em estudo. ....	77
4.8	Resultado do Teste de Dickey-Fuller para variável aleatória temperatura ambiente, DNI, DHI, velocidade do vento e umidade relativa do ar. ....	78
4.9	Matriz de correlação: umidade relativa do ar, temperatura ambiente e velocidade do vento. ..	79
4.10	Valores de média e desvio padrão para o histórico de calibração, de validação e para os 2000 cenários da temperatura ambiente. ....	80
4.11	Parâmetros estimados para validação da temperatura ambiente. ....	80
4.12	Valores de média e desvio padrão para o histórico de calibração, de validação e para os 2000 cenários da velocidade do vento. ....	82
4.13	Parâmetros estimados para validação da velocidade do vento. ....	82
4.14	Valores de média e desvio padrão para o histórico de calibração, de validação e para os 2000 cenários da umidade relativa do ar. ....	84
4.15	Parâmetros estimados para validação da umidade relativa do ar. ....	85
4.16	Médias mensais sintéticas e do histórico correspondente à validação - DNI. ....	87
4.17	Médias mensais sintéticas e do histórico correspondente à validação - DHI. ....	89
4.18	Taxas de remuneração do capital. ....	94
4.19	Dados econômicos. ....	95
4.20	Dados para determinar o investimento da usina heliotérmica. ....	95
4.21	Dados para determinar o investimento da usina fotovoltaica com baterias. ....	96
4.22	Valor dos parâmetros para o cenário otimista. ....	102
4.23	Comparação entre os resultados do valor esperado do cenário base e otimista para o FCLE. ....	105
4.24	Comparação entre os resultados do valor esperado do cenário base e otimista para o FCLA. ....	106

# LISTA DE SÍMBOLOS

## Símbolos Latinos

$T_{a_h}$	Temperatura ambiente	[°C]
$V_{v_h}$	Velocidade do vento	[m/s]
$UR_h$	Umidade relativa do ar	[%]
$Z_s$	Ângulo de zênite solar	[°]
$I_{b_h}$	Irradiação direta ajustada	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$E_{b_h}$	Irradiação direta da série sintética	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$AOI_h$	Ângulo de incidência	[rad]
$I_{d_h}$	Irradiação difusa ajustada	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$E_{d_h}$	Irradiação difusa da série sintética	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$I_{r_h}$	Irradiação refletida ajustada	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$GI_h$	Irradiação incidente global ajustada	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$T_{c_h}$	Temperatura operacional do módulo fotovoltaico	[°C]
$PPV_h(CC)$	Potência de corrente contínua do módulo fotovoltaico	[W]
$PPV_h(CA)$	Potência de corrente alternada do módulo fotovoltaico com degradação	[W]
$A_{mod}$	Área do módulo fotovoltaico	[m <sup>2</sup> ]
$P_{nom}$	Potência nominal do módulo fotovoltaico	[W]
$PPV,DEG_h$	Potência de corrente contínua do módulo fotovoltaico com degradação	[W]
$N_{invPV}$	Eficiência do inversor fotovoltaico	[%]
$L_{mismatch}$	Porcentagem de perda fotovoltaica por <i>mismatch</i>	[%]
$L_{diodo}$	Porcentagem de perda fotovoltaica pelo diodo	[%]
$L_{CC}$	Porcentagem de perda fotovoltaica pela fiação de corrente continua	[%]
$T_{c,REF}$	Temperatura do módulo fotovoltaico sob condições padrões de teste (STC)	[°C]
$Deg_{PV}$	Degradação do módulo fotovoltaico	[% a.a.]
$V_h$	Tensão horária da bateria	[V]
$V_0$	Tensão constante da bateria	[V]
$R$	Resistência da bateria	[Ω]
$i_{max}$	Resistência da bateria	[A]
$K$	Coefficiente de polarização	[V/Ah]
$Q_{full}$	Capacidade máxima da bateria	[Ah]
$it_h$	Valor absoluto da diferença entre a carga atual e a carga máxima da bateria	[Ah]
$A$	Amplitude da zona exponencial	[V]
$B$	Constante de tempo inversa da zona exponencial	[Ah <sup>-1</sup> ]

$V_{full}$	Tensão máxima da bateria	[V]
$V_{nom}$	Tensão no final da zona nominal	[V]
$Q_{nom}$	Capacidade no final da zona nominal	[Ah]
$Q_{atual}$	Capacidade atual da bateria	[Ah]
$i_h$	Corrente atual da bateria	[A]
$i_{max}$	Corrente máxima da bateria	[A]
$i_{carga_h}$	Corrente atual da bateria de carga	[A]
$i_{descarga_h}$	Corrente atual da bateria de descarga	[A]
$N_{inv_{bat}}$	Eficiência do inversor da bateria	[%]
$SOC_h$	Estado de carga da bateria	[%]
$Q_{max}$	Capacidade máxima da bateria versus porcentagem remanescente da capacidade máxima	[Ah]
$SOC_{min}$	Estado de carga mínimo permitido da bateria	[%]
$SOC_{max}$	Estado de carga máximo permitido da bateria	[%]
$P_{bat,carga_h}$	Potência da bateria no processo de carga do lado de corrente alternada	[W]
$P_{bat,descarga_h}$	Potência da bateria no processo de descarga do lado de corrente alternada	[W]
$P_{inv_{PV}}$	Potência de corrente alternada do inversor da parte fotovoltaica	[W]
$PPV_{max,det}$	Potência máxima fotovoltaica de forma determinística	[W]
$P_{inv_{bat}}$	Potência do inversor da bateria	[W]
$P_{nom_{bat}}$	Potência nominal da bateria	[W]
$P_{incidente_{he_h}}$	Potência incidente no campo de heliostatos	[W]
$P_{incidente_{re_h}}$	Potência incidente no receptor	[W]
$A_{he}$	Área dos heliostatos	[m <sup>2</sup> ]
$N_{field}$	Eficiência do campo solar	[%]
$P_{r_h}$	Potência útil no receptor	[W]
$Q_{rad_h}$	Perda por radiação	[W]
$Q_{conv_h}$	Perda por convecção	[W]
$D_r$	Diâmetro do receptor	[m]
$H_r$	Altura do receptor	[m]
$T_r$	Temperatura média do receptor	[K]
$StB$	Constante de Stefan-Boltzman	[W/m <sup>2</sup> .K <sup>4</sup> ]
$T_{quente,HTF}$	Temperatura do tanque quente	[°C]
$T_{frio,HTF}$	Temperatura do tanque frio	[°C]
$T_{sky_h}$	Temperatura do céu	[K]
$T_{po_h}$	Temperatura do ponto de orvalho	[°C]
$H_{f_n}$	Coefficiente de convecção forçada	[W/m <sup>2</sup> .K]
$H_{n_n}$	Coefficiente de convecção natural	[W/m <sup>2</sup> .K]
$k_{air}$	Condutividade térmica do ar	[W/m.k]
$H_{torre}$	Altura da torre	[m]
$v_d$	Viscosidade dinâmica do ar	[Pa.s]

$g$	Aceleração da gravidade	[m/s <sup>2</sup> ]
$v_k$	Viscosidade cinética do ar	[m/s <sup>2</sup> ]
$Perda_{tubos}$	Perda pela tubulação	[W]
$Coeff_{perda1}$	Coefficiente de perda de calor do tubo	[W/m <sup>2</sup> .k]
$T_{amb_{des}}$	Temperatura ambiente de projeto do tubos	[K]
$Taxa_{flow}$	Taxa de fluxo de massa projetada	[kg/s]
$V_{tubo}$	Velocidade alvo da tubulação	[kg/s]
$Q_{TES}$	Potência máxima da capacidade de armazenamento térmico	[Wt-hr]
$P_{nom}^C$	Potência nominal do ciclo de potência	[Wt-hr]
$HTF_{loss}$	Perda do armazenamento térmico	[W]
$Coeff_{perda2}$	Coefficiente de perda térmica do tanque	[W/m <sup>2</sup> .k]
$V_{HTF}$	Volume total do tanque de armazenamento	[m <sup>3</sup> ]
$h_{HTF}$	Altura do volume do fluido	[m]
$T_{amb_{des,HTF}}$	Temperatura ambiente de projeto dos tanques	[K]
$Den_{fluido}$	Densidade do fluido	[kg/m <sup>3</sup> ]
$C$	Calor específico do fluido	[kJ/kg.K]
$h_{min}$	Altura mínima permitida de fluido nos tanques de armazenamento	[m]
$P_{startup}$	Potência necessária para ligar o receptor	[W]
$P_{TES,CP_h}$	Potência entregue aos tanques ou ao ciclo de potência	[W]
$P_{CSP_h}$	Potência gerada pelo ciclo de potência	[W]
$P_{inCP_h}$	Potência de entrada do ciclo de potência	[W]
$P_{CSP,DEG_h}$	Potência de saída do usina heliotérmica com degradação	[W]
$Deg_{CSP}$	Degradação da usina heliotérmica	[% a.a.]
$P_{flat}$	Demanda horária	[W]
$P_{ref}$	Potência de referência	[W]
$CAPEX_{UH}$	Custo de instalação da usina híbrida	[BRL]
$CAPEX_{PV,BAT}$	Custo de instalação da usina fotovoltaica com baterias	[BRL]
$CAPEX_{CSP}$	Custo de instalação da usina heliotérmica com armazenamento térmico	[BRL]
$Ad_{CCCEE}$	Adesão a câmara de comercialização de energia elétrica	[BRL]

## Símbolos Gregos

$\beta_s$	Ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico	[°]
$\gamma_s$	Ângulo de azimute do módulo fotovoltaico	[°]
$\rho$	Albedo	[adimensional]
$\gamma$	Coefficiente de temperatura	[%/K]
$\rho_{csp}$	densidade do ar	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\beta$	Coefficiente de expansão volumétrica	[K <sup>-1</sup> ]



## Grupos Adimensionais

$e$	Número de Euler
$\pi$	Número de Pi
$I_{X_h}$	Índice sazonal horário de uma variável aleatória X
$SP$	Perda devido à sujeira e poeira
$N_{PV,NOM}$	Eficiência nominal do painel fotovoltaico
$Qtd_{mod}$	Quantidade de módulos fotovoltaicos
$N_{PV_h}$	Eficiência horária do módulo fotovoltaico
$f_{PVCC}$	Fator de modelagem das perdas elétricas de corrente contínua do módulo fotovoltaico
$f_{PVCA}$	Fator de modelagem das perdas elétricas de corrente alternada do módulo fotovoltaico
$T_{drenar}$	Tempo para descarregar completamente a bateria
$FDI$	Fator de dimensionamento do inversor fotovoltaico
$Qtd_{he}$	Quantidade de helióstatos
$A_{reflex}$	Fator do percentual da área do helióstato que reflete
$r_{se}$	Emissividade da superfície
$t_h$	Hora do dia
$Nu_{D_h}$	Número de Nusselt
$Re_{D_h}$	Número de Reynolds
$Canom$	Multiplicador da altura da torre
$\Delta T$	Horas de carga total do armazenamento térmico
$Re_{tempo}$	Constante de tempo designada para realizar o transiente do receptor
$Fator_{min_{CP}}$	Fração da potência nominal do ciclo de potência
$N_{CP}$	Eficiência do ciclo de potência
$F_{B-L}$	Fator de conversão bruto para líquido

## Sobrescritos

–	Valor médio
---	-------------

## Siglas

ACR	Ambiente de contratação regulado
ACL	Ambiente de contratação livre
AR	Modelo autorregressivo sem deslocamento
ARD	Modelo autorregressivo com deslocamento
ARDT	Modelo autorregressivo com deslocamento e tendência determinística
AS	<i>Sensitivity analysis</i>
BRL	Real Brasileiro
CA	Corrente alternada
CAPEX	<i>Capital expenditure</i>
CC	Corrente contínua

CCEE	Câmara de comercialização de energia elétrica
COFINS	Contribuição para financiamento da seguridade social
CSLL	Contribuição social sobre o lucro líquido
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i>
DHI	Irradiação difusa horizontal
DF	Dickey-Fuller
DoD	<i>Depth of discharge</i>
FCD	Fluxo de caixa descontado
FCLE	Fluxo de caixa livre para a empresa
FCLA	Fluxo de caixa livre para os acionistas
GHI	Irradiação global horizontal
GMR	<i>Geometric mean reverse</i>
$H_0$	Hipótese nula
$H_1$	Hipótese alternativa
IPCA	Índice nacional de preços ao consumidor amplo
HTF	Fluido de transferência de calor
IR	Imposto de renda
LCOE	Custo nivelado de energia
Li-ion	Íon de lítio
MAB	Movimento aritmético browniano
MAEC	Montante anual de energia de contrato
MEEB	Mercado de energia elétrica brasileiro
MGB	Movimento geométrico browniano
MRM	Movimento de reversão à média
MTM	Matriz de transição de Markov
Ni	Níquel
NSRDB	<i>National solar resource database</i>
O&M	Custo de operação e manutenção
Pb	chumbo
P&D	Pesquisa e desenvolvimento
PASEP	Programa de formação do patrimônio do servidor público
PBD	Payback descontado
PIS	Programa de integração social
PNRI	Probabilidade de não retorno do investimento
PV	Fotovoltaico
PVF	Preço de venda fixo
RFA	Receita fixa anual
RFB	Bateria de fluxo
ROL	Receita operacional líquida
SAM	<i>System advisor model</i>
SPT	<i>Solar power tower</i>
SOC	<i>State of charge</i>

TES	Sistema de armazenamento térmico
TFSEE	Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica
TIR	Taxa interna de retorno
TIRM	Taxa interna de retorno modificada
TMA	Taxa mínima de atratividade
TRNSYS	<i>Transient system simulation tool</i>
TUST	Tarifa de uso de sistema de transmissão
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição
USD	<i>United States Dollar</i>
VPL	Valor presente líquido
WACC	Custo médio ponderado de capital

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O emprego da geração renovável de energia elétrica caracteriza-se como um meio promissor para se enfrentar os desafios ambientais e econômicos do século XXI, direcionando os cenários de expansão dos sistemas elétricos globalmente. Com o crescimento socioeconômico acelerado, faz-se necessário implementar novos conceitos e metodologias de planejamento energético que modernizem e reformulem a estrutura dos sistemas de potência. Essas inovações configuram-se como uma estratégia eficaz para a gestão das incertezas associadas ao crescimento da demanda e à capacidade de geração, ao mesmo tempo em que desempenham um papel crucial na mitigação das mudanças climáticas e na redução da dependência de combustíveis fósseis. As fontes de energia renovável, como solar, eólica, hídrica, biomassa e geotérmica, desempenham um papel fundamental na promoção de uma transição energética mais limpa e resiliente. No Brasil, o aumento significativo da geração de energia por meio de fontes renováveis como solar e eólica está impulsionando a transição para um futuro mais sustentável (GROUP, 2024).

O Brasil apresenta uma significativa dependência da matriz hidrelétrica, que responde por cerca de 53,47% da produção de energia elétrica no país (SIGA, 2024). Esse cenário, somado ao crescimento projetado da demanda energética e às mudanças climáticas que comprometem a regularidade do regime hidrológico, expõe a vulnerabilidade do fornecimento de energia elétrica nacional. Apesar desse desafio, o Brasil é rico em energias renováveis alternativas, como a solar e a eólica, que têm ganhado destaque nos últimos anos. Em agosto de 2024, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica ultrapassou o marco de 45 GW (CASARIN, 2024). Já a eólica encontra-se na ordem de 30 GW (ABEEÓLICA, 2024). Estes dados as consolidam como fontes promissoras para se diversificar a matriz energética e reduzir a dependência hidrelétrica. A bioenergia, derivada de biomassa e biogás, também se destaca, contribuindo para a sustentabilidade e segurança energética do país. A integração dessas fontes renováveis, juntamente com avanços em tecnologia de armazenamento e eficiência energética, podem garantir a resiliência do sistema elétrico brasileiro frente às adversidades climáticas e ao crescimento da demanda (IEMA, 2024).

A energia solar no Brasil apresenta um enorme potencial, justificado por elevados índices de irradiação solar global média que variam entre 4,44 Wh/m<sup>2</sup> e 5,48 Wh/m<sup>2</sup> em diversas regiões do país (PEREIRA et al., 2017). Este fator contribui significativamente para o crescimento da geração fotovoltaica no território nacional, promovendo uma alternativa sustentável e econômica frente às fontes tradicionais de energia. Além da abundante radiação solar, políticas de incentivo e avanços tecnológicos têm facilitado a adoção de sistemas solares fotovoltaicos. No entanto, alguns desafios ainda persistem, como a dificuldade de armazenamento eficiente da energia gerada e a intermitência da produção, que depende das condições climáticas e do ciclo diurno (ELETRICO, 2024).

Para superar algumas limitações da geração fotovoltaica e otimizar o aproveitamento da energia solar, pesquisadores têm explorado a integração desta fonte com tecnologias heliotérmicas. As usinas heliotérmicas concentram a energia solar via espelhos. Elas podem ser de quatro tipos, a saber: calhas parabólicas (PTC, do inglês *Parabolic trough collector*), torres solares (SPT, do inglês *Solar Power Tower*), refletores

de Fresnel (LFR, do inglês *Linear Fresnel Reflector*) e discos parabólicos (PDC, do inglês *Parabolic Dish Collector*) (ISLAM et al., 2018). Tais fontes permitem o armazenamento da energia gerada, compensando a natureza intermitente da geração fotovoltaica.

A fim de promover a expansão da hibridização entre usinas fotovoltaicas (PV) e heliotérmicas (CSP, do inglês *Concentrating Solar Power*) dentro do cenário regulatório brasileiro, e atrair investidores ao setor de geração, é recomendável a realização de uma avaliação técnico-econômica eficaz dessa tecnologia. Tal avaliação fornecerá informações que possibilitará verificar a viabilidade dessas usinas híbridas para os agentes do mercado elétrico. Com isso, é possível identificar os potenciais retornos e riscos associados à integração dessa tecnologia no país, determinando as variáveis que podem impactar a geração de energia e, por conseguinte, os retornos financeiros. Além disso, caracteriza-se como relevante, contemplar nesse tipo de análise o mercado de comercialização de energia brasileiro, considerando-se tributos, encargos setoriais e possíveis isenções para fontes híbridas.

## 1.2 ESTADO DA ARTE

Apesar da carência de referências bibliográficas que abordem estudos de viabilidade econômica para usinas híbridas PV + CSP no contexto brasileiro, é possível identificar identificar investigações relacionadas a esse tema no Chile, Itália, Marrocos, México, China, Irã, Arábia Saudita e Estados Unidos (STARKE et al., 2016; PETROLLESE; COCCO, 2016; VALENZUELA et al., 2017; ZURITA et al., 2018; AGUILAR-JIMENEZ et al., 2018; LIU et al., 2019; KHAJEPOUR; AMERI, 2020; LIU et al., 2022; BRUMANA et al., 2022; JBAIHI et al., 2022; PILOTTI et al., 2023; SUMAYLI et al., 2023; COX; HAMILTON; NEWMAN, 2023). Em geral, estas regiões são caracterizadas por elevadas taxas de irradiação solar e padrões de demanda energética que favorecem a análise de viabilidade para implantação de usinas híbridas.

Em (STARKE et al., 2016), os autores realizaram uma análise técnico-econômica de uma planta híbrida solar PV e CSP no norte do Chile. A hibridização dessas tecnologias permite o aumento do fator de capacidade total da planta e o armazenamento de energia térmica enquanto o sistema PV está em produção, contribuindo para um sistema de geração de eletricidade solar totalmente despachável. A análise considerou dois modelos híbridos de usinas. Eles são constituídos por usinas PTC ou SPT, combinados com sistemas PV, considerando as condições ambientais do deserto do Atacama. O estudo incluiu uma análise paramétrica e a otimização dos tamanhos de armazenamento e dos blocos de potência, visando minimizar o custo nivelado de energia (LCOE). Para tanto, eles variaram a capacidade nominal das usinas PV. As simulações mostraram um alto potencial para plantas híbridas na região devido aos elevados níveis de irradiação solar. O principal aspecto identificado nesta pesquisa reside na análise da produção de energia elétrica da usina híbrida, que considera apenas um ano. Além disso, ela é baseada exclusivamente no indicador econômico do LCOE para sua análise.

Os autores de (PETROLLESE; COCCO, 2016), investigaram o comportamento de um sistema híbrido de geração de energia solar totalmente despachável, combinando CSP com PV. O sistema concentrado utilizou LFR com óleo térmico, um sistema de armazenamento térmico de dois tanques, e um ciclo orgânico

de Rankine. A seção PV foi equipada com um banco de baterias para armazenamento eletroquímico. O estudo avaliou os parâmetros de configuração ótimos como área do campo solar, capacidade de armazenamento térmico, potência nominal do ciclo orgânico de Rankine para a seção CSP, e potência nominal da usina PV, juntamente com a capacidade da bateria. O objetivo era minimizar o LCOE mantendo um nível constante de saída de potência. A análise considerou dois locais diferentes, Ottana (Itália) e Ouarzazate (Marrocos). Ela permite concluir que a combinação de CSP e PV é mais econômica para períodos de produção diária superiores a 16 horas, aproveitando a capacidade da CSP de desacoplar a geração de energia da luz solar. Para períodos menores que 8 horas, um sistema PV com um banco de baterias apresenta uma relação vantajosa entre investimento e retorno. A disponibilidade de energia solar e a fração de carga não atendida afetam significativamente a configuração da planta híbrida, especialmente, para períodos de carga entre 8 e 16 horas/dia. Com isso, a planta em Ottana exige maiores dimensões e custos mais altos devido à menor disponibilidade solar em comparação com Ouarzazate. Uma das principais limitações deste estudo é a utilização de um modelo simplificado para a bateria, que considera apenas o estado de carga, a eficiência, a capacidade nominal e a energia envolvida nos processos de carga e descarga.

Em (VALENZUELA et al., 2017), um modelo de planta CSP do tipo SPT + PV + processo de dessalinização de água foi analisado para integração no norte do Chile, onde o alto potencial solar e as significativas operações de mineração criam um mercado ideal para energia renovável e dessalinização de água. A planta CSP + PV oferece redução de custos, aumento do fator de capacidade e alta despachabilidade, enquanto o processo de dessalinização de água faz uso do calor residual. O modelo, implementado no *Transient System Simulation Tool* (TRNSYS) com uma estratégia de despacho priorizando a saída da PV e minimizando as paradas da turbina, mostra que a planta CSP + PV + processo de dessalinização de água tem um fator de capacidade 7,6% menor do que a planta CSP + PV. Configurações que maximizam as horas de operação também melhoram o desempenho em carga parcial, revelando diferentes capacidades ótimas de PV para a operação da turbina e do processo de dessalinização de água. O estudo revelou que variar as configurações de CSP e PV entre configurações ótimas e sub ótimas pode minimizar o LCOE e o custo nivelado da água. O melhor equilíbrio foi alcançado via uma configurações ótimas de CSP e sub ótima de PV. Apesar dos progressos, faz-se necessário um estudo sobre a análise econômica da usina.

Em (ZURITA et al., 2018), os autores analisaram o desempenho de uma usina híbrida CSP + PV em escala utilitária, integrada a um sistema de armazenamento de energia com bateria de grande escala, localizada no norte do Chile, região com os mais altos níveis de irradiação solar do mundo. A usina inclui uma torre solar com armazenamento térmico de sal fundido e um sistema PV de eixo fixo acoplado a um armazenamento por baterias para fornecer uma carga base de 100 MWe. A análise paramétrica considerou o tamanho da usina PV, múltiplos solares, capacidade de horas do armazenamento térmico e tamanho da bateria, avaliando o seu desempenho em termos de LCOE e fator de capacidade. Foi identificado que, com os custos atuais, a integração da bateria é inviável sem uma redução de 60-90% nos custos de armazenamento. No cenário de redução de custos, diferentes configurações híbridas se mostraram viáveis, integrando e complementando a produção das plantas CSP e PV de forma sinérgica. Comparando configurações PV fixas e com rastreamento, constatou-se que o rastreamento aumenta a produção anual em até 5% e reduz o LCOE em até 1,98%. Tal aspecto permite inferir que configurações híbridas com rastreamento podem resultar em plantas PV menores devido ao aumento da produção. Apesar dos avanços significativos na área, ainda há uma oportunidade para explorar a degradação dos principais componentes

que compõem a usina híbrida.

Já em (AGUILAR-JIMENEZ et al., 2018), foi apresentado uma análise técnica e econômica de um sistema híbrido de energia solar PV e CSP do tipo PTC para uso em microrredes isoladas, utilizando-se a micro rede em Puertecitos, Baja Califórnia, México. O sistema híbrido inclui concentradores solares com armazenamento térmico para ativar um ciclo Rankine orgânico de 30 kW, atendendo a demanda de energia da comunidade durante períodos de baixa ou nenhuma radiação solar. O campo PV fornece 73 kW para as necessidades elétricas diurnas, enquanto o campo CSP armazena calor para uso posterior. Um estudo operacional e econômico compara o sistema híbrido com o atualmente empregado na microrrede, evidenciando que o LCOE do sistema híbrido é de 0,524 USD/kWh, apenas 2% maior que o LCOE do sistema PV-bateria, de 0,51 USD/kWh. No entanto, para uma demanda 50% maior, o LCOE do híbrido seria de 0,506 USD/kWh, e para demandas superiores a 500 kW, ele seria 26% menor. O uso máximo da capacidade anual torna o LCOE competitivo com grandes plantas híbridas comerciais. A hibridização permite uma gestão energética que reduz ou elimina a necessidade de armazenamento em baterias, diminuindo custos ao longo da vida útil do projeto. Cabe ressaltar que este estudo visa realizar uma análise econômica. No entanto, o único indicador econômico utilizado é o LCOE.

Em (LIU et al., 2019), sistemas fotovoltaicos e CSP do tipo SPT com armazenamento térmico são otimizados utilizando *genetic algorithm-particle swarm optimization* (GA-PSO) para minimizar o LCOE. A potência nominal dos sistemas fotovoltaicos, os valores de potência de saída do sistema e a capacidade do armazenamento térmico são ajustados em diferentes estratégias de despacho. Quando se emprega a estratégia de saída constante, onde a potência da CSP responde à saída PV para fornecer uma curva de potência constante. Neste caso, a potência nominal ótima do sistema PV é de 35,23 MW. A potência de saída é calculada na capacidade nominal da usina CSP, e o LCOE é de 16,93 ¢/kWh. Na estratégia de saída independente, a potência nominal ótima do sistema PV é de 213,91 MW, o valor da potência de saída da PV é 76,10 MW, e o LCOE é 16,33 ¢/kWh. O símbolo ¢ representa o centavo. Estratégias complexas com valores de potência de saída intermediários reduzem ainda mais o LCOE, atingindo 15,32 ¢/kWh e 15,15 ¢/kWh em estratégias de saída constante, e 14,33 ¢/kWh e 12,80 ¢/kWh em estratégias de saída independente, respectivamente. Em geral, a estratégia de saída constante apresenta desempenho mais estável, enquanto a estratégia independente exige um subsistema PV de grande escala. Segundo os autores, esta pesquisa aborda um estudo de viabilidade econômica, mas o único indicador econômico utilizado é o LCOE. Além disso, não é especificada a taxa mínima de atratividade utilizada no cálculo deste custo.

Em (KHAJEPOUR; AMERI, 2020), é apresentado uma nova combinação de campos solares, no Irã, para reduzir o LCOE e aumentar a participação solar. A configuração inclui um campo solar (PTC ou LFR) com sal fundido como fluido térmico para armazenamento de energia diurna, e dois LFR independentes para geração direta de vapor para turbinas de alta e baixa pressão. Devido ao baixo preço do gás natural, o uso de campos solares não é econômico, e o armazenamento térmico é viável apenas com preços mais elevados de gás natural. Embora o PTC tenha uma maior participação solar, o LFR é mais econômico. O estudo mostra que três LFR independentes oferecem a melhor combinação para atender a demanda energética. Embora o LCOE de uma planta PV seja inferior ao de uma planta CSP, a PV não pode fornecer energia durante à noite. Assim, para melhorar o desempenho do sistema e reduzir o LCOE, o artigo propõe a combinação de uma planta CSP com uma planta PV e investiga os efeitos de diferentes tamanhos da planta PV no sistema híbrido. Neste estudo, os autores não expõem uma demonstração detalhada de como

foram estimados os custos de cada componente da usina híbrida.

Em (LIU et al., 2022), uma planta de energia solar que combina vários componentes, incluindo usinas PV, inversores, CSP do tipo SPT, aquecedores elétricos e baterias, foi proposta para avaliar combinações ótimas considerando-se os aspectos econômicos e de confiabilidade em Delingha, Qinghai, China. Usando o LCOE e a probabilidade de perda de fornecimento de energia como critérios, e definindo as capacidades dos componentes como variáveis de decisão, foi aplicada uma otimização multiobjetivo. Em cenários atuais, sistemas com armazenamento térmico apresentam melhor viabilidade e confiabilidade do que aqueles com baterias, e a integração de CSP aos sistemas PV melhora a confiabilidade de forma mais econômica. À medida que os custos de armazenamento de energia diminuem, as baterias tornam-se mais competitivas, especialmente se os custos caírem para cerca de 160 USD/kWh. As baterias apresentam uma relação vantajosa entre investimento e retorno em comparação ao armazenamento térmico quando os custos atingem 60 USD/kWh. Assim, embora a integração de CSP seja vantajosa em cenários atuais, a integração de baterias parece mais promissora para o futuro. Cabe destacar que os autores utilizaram somente o LCOE como indicador econômico na análise econômica.

Já em (BRUMANA et al., 2022), efetuou-se um procedimento de otimização técnica e econômica para selecionar a melhor combinação de usinas PV, eólica e CSP do tipo PTC com sistemas de armazenamento de energia (elétrico e térmico). O procedimento foi realizado para atender às demandas energéticas de uma comunidade isolada. Utilizando o software TRNSYS, o modelo de simulação considera as características técnicas dos componentes, dados meteorológicos do local, e os custos de operação e manutenção. O procedimento de otimização busca a combinação ideal e o dimensionamento de cada sistema de geração e capacidade de armazenamento para minimizar o LCOE para frações de energia renovável de 40% a 100%. Um estudo de caso para uma nova comunidade renovável na região de Tabuk, Arábia Saudita, com carga de pico de 50 MW, mostrou que a implementação completa de um sistema renovável elevou o LCOE para 0,156 USD/kWh em comparação com 0,081 USD/kWh. A penetração renovável ótima para o caso analisado é de aproximadamente 80%, com um LCOE de 0,092 USD/kWh. Isso destaca a possibilidade de fornecer energia limpa sem um grande ônus financeiro. Os autores fazem uso apenas do LCOE como o único indicador econômico.

Em (JBAIHI et al., 2022), os autores elaboraram uma metodologia que visa identificar e classificar locais apropriados para plantas solares híbridas utilizando o método de processo analítico hierárquico associado a ferramentas de sistema de informação geográfica. Foram gerados mapas para o Marrocos considerando sistemas de resfriamento seco e úmido da CSP. Esses mapas revelam que 11,2% e 32,2% dos locais são adequados para plantas CSP + PV com resfriamento úmido e seco, respectivamente. Além disso, cerca de 26,53% da área total foi excluída devido a restrições. Uma análise de sensibilidade e um estudo de viabilidade técnico-econômica foram realizados para validar os resultados, a saber: uma planta híbrida de CSP + PV com capacidade de 100 MWe pode produzir 312 GWeh/ano com um LCOE de 0,08 \$/kWh utilizando resfriamento úmido, e 333 GWeh/ano com um LCOE de 0,0816 \$/kWh com resfriamento seco. Os autores não executam uma análise de viabilidade técnica e econômica após a seleção do local mais apropriado para a instalação da usina híbrida.

Em (PILOTTI et al., 2023), os autores investigaram o design otimizado de plantas de energia híbridas integradas CSP do tipo LFR e PV na Itália. A integração ocorre não só a nível de rede elétrica, mas também



por meio da introdução de aquecedores elétricos que convertem o excedente de eletricidade PV em calor, armazenado no tanque de armazenamento quente da CSP. O design do sistema é otimizado usando um *mixed integer linear program* (MILP) que co-otimiza variáveis de design e operacionais com linearização precisa de efeitos não lineares. Comparado às tecnologias isoladas (CSP ou PV com bateria), as soluções híbridas conseguem níveis semelhantes ou melhores de capacidade de despacho com uma redução no custo da eletricidade entre 30% e 50%. Os autores utilizam o LCOE como o único indicador econômico na análise econômica.

Os autores de (SUMAYLI et al., 2023), avaliaram a viabilidade da combinação de energia solar PV e de CSP para fornecer eletricidade sustentável e de baixo custo em duas cidades da Arábia Saudita, Riyadh e Tabuk. A pesquisa foi dividida em três partes: i) simulação de uma planta CSP do tipo PTC independente com cálculo do LCOE; ii) simulação de um sistema híbrido em que a energia PV é utilizada durante o dia, sendo complementada pela energia CSP conforme necessário para manter a operação de carga base contínua durante todo o período diurno; e iii) simulação de um sistema híbrido com a estratégia de fornecer a maior parte ou quase toda energia durante o dia com energia PV. O excesso de energia PV é utilizado para aquecer o sistema de armazenamento térmico. Os resultados mostram que a combinação dos sistemas reduz o múltiplo solar necessário para operar a usina com maior benefício em Riyadh devido à maior fração de luz difusa coletada pela PV. A hibridização também reduz o LCOE em ambas as localidades, com um benefício mais significativo em Riyadh. A integração da PV com CSP é recomendada para otimizar o LCOE e a aplicabilidade da energia solar em diferentes condições climáticas. Os autores adotam o LCOE de energia como o único indicador na análise econômica realizada.

Em (COX; HAMILTON; NEWMAN, 2023), os autores propõem uma análise paramétrica para otimizar o projeto de usinas híbridas CSP + PV nos Estados Unidos e no Chile. Para isso, eles utilizam o *Hybrid Optimization and Performance Platform* (HOPP), que integra o despacho ótimo ao avaliar parâmetros como sensibilidade às condições do clima e do mercado, limites de operação e a presença de incentivos baseados na capacidade da usina. É possível observar uma ausência de um aprofundamento metodológico na modelagem das equações para a geração de energia de cada componente da usina híbrida, limitando-se ao uso de software para realizar essa tarefa.

Considerando os estudos ora mencionados, é possível concluir que não há na literatura trabalhos que analisem a viabilidade técnica e econômica de sistemas híbridos (CSP + PV com armazenamento de energia térmico e elétrico) de geração de energia elétrica considerando variáveis de risco, tanto físicas quanto financeiras. Em outras palavras, as pesquisas disponíveis até o momento têm se concentrado em análises determinísticas baseados em softwares tradicionais como o SAM e o TRNSYS. Cabe ressaltar que estas ferramentas não contemplam com propriedade as condições do mercado brasileiro. Além disso, elas não empregam os indicadores de viabilidades econômica, tais como a taxa interna de retorno modificada (TIRM), o valor presente líquido (VPL) e o *payback* descontado do projeto (PBD).

### 1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral desta dissertação é desenvolver uma metodologia de análise de risco de investimentos em geração de energia elétrica por meio de uma usina híbrida composta por uma usina CSP do tipo SPT com armazenamento térmico e por uma usina fotovoltaica com armazenamento por baterias.

São objetivos específicos deste trabalho:

- Modelar as variáveis aleatórias relacionadas à temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar, irradiação direta e irradiação difusa. Para isso, serão usados processos estocásticos para gerar cenários e séries sintéticas;
- Implementar a modelagem física da topologia de geração solar PV e CSP do tipo SPT, considerando-se os sistemas de armazenamento térmico e por baterias;
- Definir a estratégia de controle de despacho da energia da usina híbrida;
- Obter as séries sintéticas da energia elétrica gerada pela usina híbrida;
- Adquirir o fluxo de caixa estocástico do projeto e executar a análise de risco da viabilidade econômica da usina híbrida, considerando-se o ambiente de contratação regulado (ACR) do mercado de energia elétrica brasileiro (MEEB);
- Utilizar a metodologia de análise de risco para avaliar a viabilidade econômica de investimento em usina híbrida;
- Analisar a sensibilidade dos principais parâmetros econômicos que podem tornar viável a implementação de uma usina híbrida no Brasil; e
- Realizar uma análise de risco da viabilidade econômica da usina híbrida em um cenário otimista.

### 1.4 CONTRIBUIÇÕES

Este estudo tem como contribuições:

- A elaboração de uma metodologia que viabilize análises de riscos do investimento de usinas híbridas compostas por plantas CSP + PV + sistemas de armazenamentos térmico e as baterias; e
- A avaliação do desempenho de uma usina híbrida ao longo de sua vida útil. Essa análise verifica a lógica de despacho da usina híbrida, bem como avalia a degradação anual das usinas fotovoltaica e heliotérmica, e determina o momento adequado para a substituição das baterias. Tal ação será efetuada empregando-se processos estocásticos para se gerar series sintéticas das variáveis aleatórias.

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO MANUSCRITO

A dissertação foi organizada de maneira a proporcionar ao leitor uma compreensão clara da problemática abordada e dos objetivos estabelecidos. Para isso, o restante da dissertação está dividido em quatro capítulos, que serão descritos a seguir.

- Capítulo 2: Referencial teórico - Este capítulo introduz conceitos para facilitar o entendimento do conteúdo deste estudo. Tal capítulo é iniciado mencionando-se informações sobre o sol e prosseguindo para sistemas PV, baterias e sistemas CSP, com ênfase em SPT. Em seguida, aborda-se a geração de séries sintéticas. Na sequência, expõe-se, dentro da seção de análise de viabilidade econômica, o fluxo de caixa descontado, o MEEB e os indicadores de viabilidade econômica. Este capítulo, é finalizado com a discussão sobre os conceitos fundamentais para a análise de sensibilidade univariada;
- Capítulo 3: Metodologia - O capítulo apresenta a metodologia de análise de risco de investimentos em uma usina híbrida de geração de energia elétrica. A metodologia envolve a criação de modelos estocásticos para gerar séries sintéticas das variáveis aleatórias que afetam a produção e a viabilidade econômica da usina, a modelagem do sistema físico da operação e a aplicação do modelo de fluxo de caixa descontado para avaliar a viabilidade econômica considerando a tributação brasileira. Para isso, foi desenvolvido um código em Python para proceder com análise de viabilidade técnica e econômica da usina híbrida;
- Capítulo 4: Resultados - Este capítulo dedica-se à exposição dos resultados da validação dos modelos estocásticos, da análise técnica, da análise de viabilidade econômica para o cenário base e para o cenário otimista, e da análise de sensibilidade. No cenário otimista, sugere-se uma possível abordagem para tornar a usina híbrida em questão economicamente viável no Brasil; e
- Capítulo 5: Conclusões - No capítulo final, apresenta-se as principais conclusões e contribuições da pesquisa. Além disso, são apresentadas sugestões para pesquisas futuras.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo é dedicado à apresentação dos principais conceitos necessários para se compreender o estudo proposto neste trabalho. Inicialmente, apresenta-se o conteúdo base relacionado aos ângulos solares e à radiação solar. Em seguida, abordam-se as ideias mais relevantes relacionados aos sistemas PV, de baterias e sistemas CSP, com foco especial nas torres solares. Posteriormente, detalha-se o processo de geração de séries sintéticas e seu significado no contexto dos processos estocásticos. Na sequência, dentro da seção de análise de viabilidade econômica, mostra-se o MEEB, os fundamentos de fluxo de caixa descontado e os indicadores de viabilidade econômica. Por fim, discutem-se as premissas cruciais para a realização de uma análise de sensibilidade univariada. A seguir, serão apresentados os conteúdos que constituem cada seção deste capítulo.

- Seção 2.2: examina os ângulos associados à posição do sol e à radiação solar;
- Seção 2.3: descreve os principais componentes de uma usina híbrida;
- Seção 2.4: apresenta o referencial teórico dos processos estocásticos;
- Seção 2.5: detalha como é feita a correlação entre as variáveis aleatórias;
- Seção 2.6: expõe o modelo de fluxo de caixa descontado e os indicadores de viabilidade econômica; e
- Seção 2.7: introduz a ferramenta da análise de sensibilidade univariada.

### 2.2 IRRADIAÇÃO SOLAR E ÂNGULOS RELACIONADOS À POSIÇÃO SOLAR

Nesta seção, explora-se a irradiação e os ângulos solares de zênite, de altitude e de azimute que estão relacionados à posição solar.

#### 2.2.1 Geometria solar

A intensidade da irradiação solar que incide em uma superfície está diretamente relacionada com a posição do sol em relação a um observador na superfície. A posição solar pode ser descrita por meio de diversos ângulos que identificam a posição do sol em relação a um ponto na superfície terrestre. Esses ângulos variam durante o dia e ao longo do ano, interferindo na irradiação que incide sobre os painéis PV. A Figura 2.1 ilustra alguns desses ângulos solares para um observador situado em um determinado ponto (GILMAN et al., 2018).

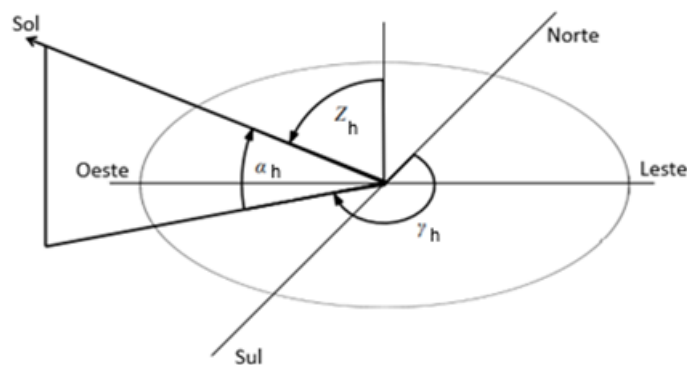


Figura 2.1: Ângulos solares, adaptado de (GILMAN et al., 2018).

Na Figura 2.1, tem-se os seguintes ângulos solares: i) de zênite horário ( $Z_h$ ); ii) de altitude horário ( $\alpha_h$ ), ou altura solar; e iii) de azimute horário ( $\gamma_h$ ). O primeiro deles é o ângulo entre os raios do sol e a linha perpendicular à superfície da Terra para a hora  $h$ . Quando o sol está diretamente acima de um ponto na Terra, o ângulo de zênite é zero. À medida que o sol se desloca para o horizonte, o ângulo de zênite aumenta. O segundo é o ângulo entre o raio solar e o horizonte local para a hora  $h$ . Ele é medido a partir do horizonte até a posição do sol no céu. Quando o sol está no horizonte, a altitude solar é zero. À medida que o sol se eleva no céu, a altitude aumenta. O  $\gamma_h$  representa a direção do sol em relação ao norte verdadeiro para a hora  $h$ . Ele é medido no plano horizontal, com o Norte como referência. O ângulo de azimute varia de  $0^\circ$  a  $360^\circ$  (voltado ao norte).

## 2.2.2 Irradiação solar

Para entrar no contexto de irradiação solar é importante se atentar às definições de radiação, irradiação e irradiância. A radiação refere-se à transmissão de energia através do espaço, como luz ou calor. Ela se propaga em partículas e campos elétricos e magnéticos. Existem dois tipos de radiação solar: não ionizante (baixo índice energético) e ionizante (capaz de arrancar elétrons dos átomos). A irradiância representa o fluxo de energia radiante instantâneo que incide sobre uma superfície, real ou imaginária, por unidade de área, em  $W/m^2$ . Já a irradiação é a irradiância durante um período de tempo, em  $Wh/m^2$ .

A irradiação solar refere-se à quantidade de energia proveniente do Sol que incide sobre uma unidade de área. Essa energia é transmitida na forma de radiação eletromagnética e desempenha um papel fundamental nos processos químicos, físicos e biológicos da Terra. Pode ser classificada em quatro tipos principais, descritos a seguir (SALAMEH, 2014).

A irradiação direta normal (DNI) é o feixe luminoso que se origina diretamente do Sol e incide perpendicularmente em uma superfície. Ao atravessar a atmosfera, ele sofre uma pequena perda de energia devido ao efeito de dispersão. Esse tipo de irradiação é fundamental em usinas CSP, que concentram a energia solar em um ponto específico. A irradiação difusa horizontal (DHI) representa a quantidade de energia solar que incide sobre uma superfície horizontal por unidade de área. Essa energia é resultado do espalhamento do feixe solar direto pelos componentes atmosféricos, como moléculas, material particulado e nuvens. A irradiação refletida é um fenômeno que ocorre quando a energia solar é refletida de volta pela

superfície terrestre. Quando se refere à irradiação refletida, o coeficiente de reflexão é denominado albedo. O albedo representa a razão entre a irradiação solar refletida em relação à irradiação solar incidente em uma superfície. Por fim, A irradiação global horizontal (GHI) representa a quantidade total de energia solar que incide sobre uma superfície horizontal. Essa irradiação é calculada somando a irradiação difusa horizontal, a irradiação direta normal e a irradiação refletida.

A Figura 2.2 apresenta as componentes da radiação solar.

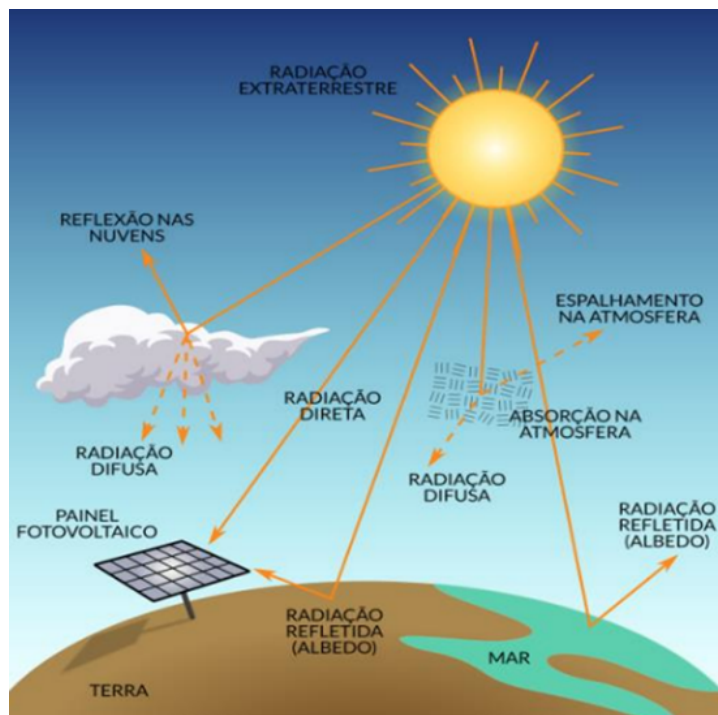


Figura 2.2: Representação das componentes da radiação solar (SOLAR, 2020).

## 2.3 PRINCIPAIS COMPONENTES DA USINA HÍBRIDA

Esta seção expõe os principais componentes da usina híbrida, que incluem a usina PV, a bateria e a usina CSP juntamente com seu armazenamento térmico. A Figura 2.3 apresenta o esquemático da usina híbrida.

### 2.3.1 Usina fotovoltaica

Usinas PV, também conhecidas como usinas solares PV, são instalações destinadas à geração de eletricidade por meio da conversão da energia solar em energia elétrica. Esse processo de conversão é realizado via células fotovoltaicas, que são dispositivos semicondutores capazes de converter a luz do sol diretamente em eletricidade. A tecnologia PV é uma das formas mais limpas e sustentáveis de geração de energia, pois ela não emite poluentes durante a operação e utiliza uma fonte de energia renovável e abundante: o sol. Uma usina PV típica é composta por painéis fotovoltaicos, inversores, painel e medidores. No contexto de

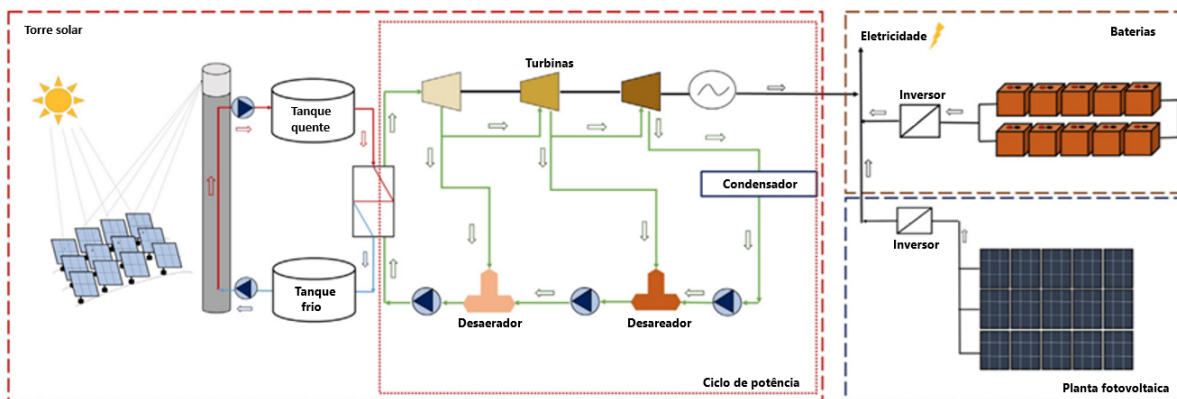


Figura 2.3: Esquemático de uma usina híbrida, adaptado de (ZURITA et al., 2018).

um sistema fotovoltaico, o painel é o ponto de interface onde a energia gerada pelos painéis solares, convertida pelo inversor, é distribuída para os diferentes circuitos elétricos da edificação. Além de distribuir a energia, ele permite a injeção do excedente na rede elétrica, protege o sistema contra sobrecorrente ou curto-circuito por meio de disjuntores e fusíveis, e pode incluir dispositivos para monitoramento e controle, especialmente em sistemas mais complexos com baterias ou geradores de backup (OKAFOR et al., 2013). A Figura 2.4 apresenta o esquemático de uma usina PV.

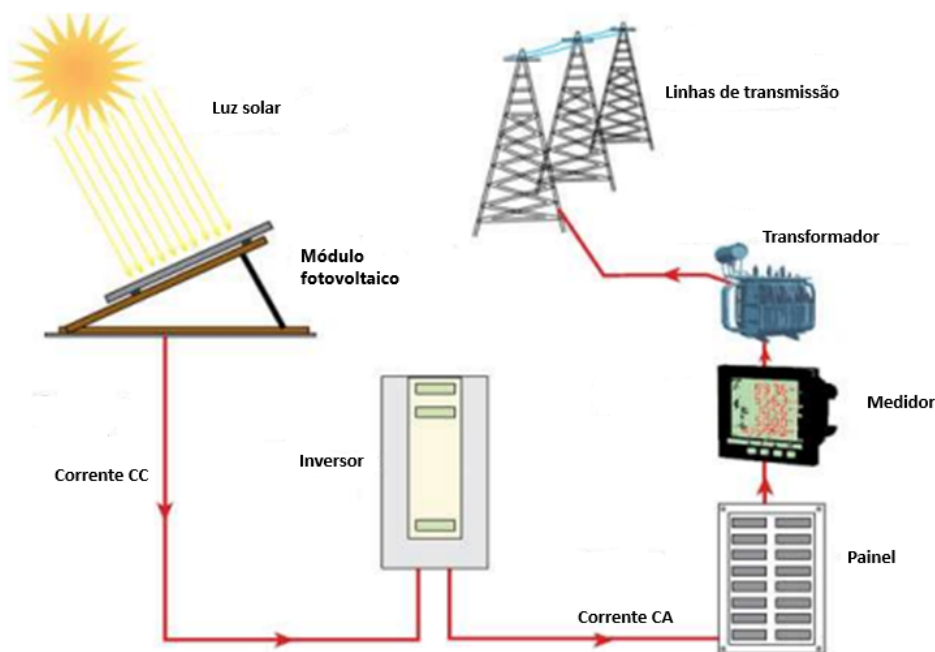


Figura 2.4: Esquemático de uma usina fotovoltaica, adaptado de (OKAFOR et al., 2013).

O princípio de funcionamento das usinas PV baseia-se no efeito fotovoltaico. Esse efeito ocorre quando a luz solar incide sobre materiais semicondutores, como o silício, presentes nas células fotovoltaicas. Quando os fótons da luz solar atingem esses materiais, eles transferem sua energia aos elétrons, fazendo com que esses elétrons se movimentem e gerem uma corrente elétrica. Essa corrente é então coletada e conduzida para um inversor, que a converte de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), tornando-a adequada para uso na rede elétrica (MILLER; LUMBY, 2011).

As usinas PV apresentam várias vantagens, como a redução das emissões de gases de efeito estufa, a diminuição da dependência de combustíveis fósseis e a criação de empregos no setor de energias renováveis. Além disso, a modularidade dos sistemas PV permite a instalação em diferentes escalas, desde pequenas unidades residenciais até grandes usinas de geração centralizada (OKAFOR et al., 2013).

Por outro lado, uma das principais limitações das usinas PV é que elas não conseguem gerar energia ao longo de todo o dia. A produção de eletricidade está diretamente relacionada à disponibilidade de luz solar, o que significa que durante a noite ou em dias nublados, a geração de energia é significativamente reduzida ou até inexistente. Isso impõe desafios à integração dessa tecnologia em sistemas elétricos que demandam fornecimento contínuo de energia (MILLER; LUMBY, 2011).

Para mitigar a intermitência na geração de energia, uma solução é a implementação de sistemas de armazenamento de energia, como baterias ou armazenamento térmico presentes nas usinas CSP. Esses sistemas permitem que a energia gerada durante os períodos de alta irradiância solar seja armazenada e utilizada durante a noite ou em momentos de baixa produção. No entanto, a tecnologia de armazenamento ainda enfrenta desafios relacionados ao custo e à capacidade.

### **2.3.2 Baterias**

Diversas tecnologias de baterias estão em desenvolvimento, entre as quais se destacam as de íon-lítio (Li-ion), chumbo (Pb), níquel (Ni), bateria de fluxo (RFB, do inglês *Redox Flow Battery*) e enxofre de sódio (IRENA, 2015). A tecnologia de baterias de íon-lítio, considerada a mais avançada, tem superado outras alternativas, como as baterias de chumbo-ácido, em termos de desempenho (AL-KHORI; BICER; KOÇ, 2021). Comparativamente, as baterias de íon-lítio apresentam vantagens significativas, como maior capacidade e leveza, além de uma profundidade de descarga superior e vida útil prolongada. Esses atributos, aliados à alta densidade de energia, potência, durabilidade em ciclos de carga e descarga e competitividade em termos de custo, posicionam as baterias de íon-lítio como a tecnologia líder no setor. Essa superioridade técnica também confere a essas baterias um grande potencial para o futuro, especialmente em comparação com tecnologias mais tradicionais, como as baterias à base de níquel e enxofre de sódio. Conforme o estudo de (IRENA, 2015), entre 2013 e 2014, a maior parte da capacidade instalada globalmente foi composta por baterias de íon-lítio, com contribuições marginais das demais tecnologias.

O armazenamento de energia por meio de baterias é essencial para atender à demanda diária. Durante o dia, essas baterias são carregadas pela energia solar PV e, posteriormente, descarregadas à tarde e à noite para fornecer eletricidade conforme a curva diária de consumo. Além disso, a capacidade total de armazenamento de energia necessária para cenários de grande porte varia de aproximadamente 100 MWh a 500 MWh. As baterias de íon de lítio são uma escolha razoavelmente adequada para atender a esses requisitos (PERKINS, 2018).

A bateria de lítio é uma solução essencial para o armazenamento de energia em sistemas PV de grande porte. Algumas das principais funções da bateria de lítio nesse contexto são: i) o armazenamento de energia desempenha um papel crucial em sistemas fotovoltaicos, com as baterias de lítio convertendo e armazenando a energia gerada pelos painéis solares durante o dia, possibilitando seu uso à noite ou em períodos de baixa geração solar; ii) as baterias contribuem para a estabilização da rede elétrica, reduzindo



oscilações e garantindo um fornecimento de energia mais estável, o que é particularmente relevante em usinas fotovoltaicas de grande escala; iii) outro aspecto importante é a autonomia proporcionada por essas baterias, permitindo que a rede continue operando mesmo diante de falhas na geração solar ou na rede elétrica convencional; iv) o gerenciamento eficiente de carga e descarga também é essencial, uma vez que o controle do fluxo de energia otimiza o processo, maximizando a vida útil e a eficiência das baterias; e v) as baterias podem ser integradas à rede elétrica, funcionando tanto em sistemas conectados (on-grid) quanto de forma independente (off-grid), o que permite sua adaptação às necessidades específicas da usina.

A bateria de lítio é uma alternativa eficiente para armazenar energia solar, garantindo maior confiabilidade e sustentabilidade em usinas PV e usinas híbridas. Neste estudo, utilizou-se baterias do tipo íon-lítio, que têm ganhado popularidade em aplicações de maior escala, como sistemas PV conectados à rede e veículos elétricos. Essas baterias oferecem uma excelente relação entre capacidade de armazenamento e densidade de energia, o que as torna ideais para diversas aplicações.

A Figura 2.5 expõe a topologia da usina PV conectado à rede com baterias empregada neste estudo. Nesse cenário, a energia excedente proveniente da parte PV interage com a bateria pelo lado CA. Por esta razão, tem-se que a topologia selecionado para conectar a bateria é do tipo CA.

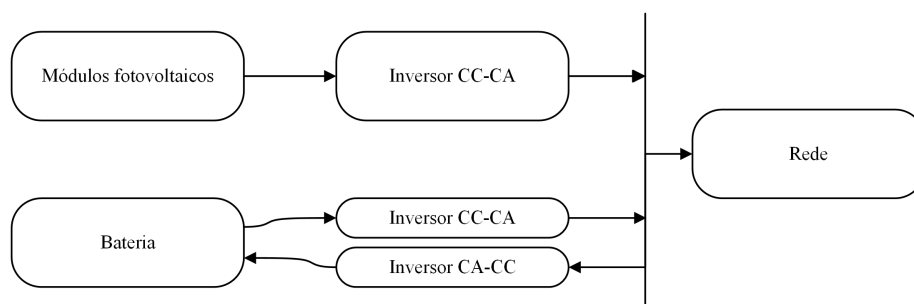


Figura 2.5: Topologia da usina fotovoltaica conectado à rede com bateria.

### 2.3.3 Usina heliotérmica

A energia heliotérmica, também conhecida como energia solar concentrada, é uma forma indireta de geração de energia elétrica por meio dos raios solares. Diferentemente dos sistemas PV, que convertem a luz solar diretamente em eletricidade, a energia heliotérmica captura e armazena o calor do sol. Esse calor é então transformado em energia mecânica e, por fim, em eletricidade. Basicamente, a energia heliotérmica utiliza painéis solares (como espelhos ou coletores) para concentrar a luz solar em um único ponto. O calor acumulado é usado para aquecer um fluido, que movimenta turbinas e aciona um gerador elétrico (OLIVEIRA, 2020).

As topologias CSP captam a energia solar e a concentram em uma área significativamente menor, utilizando-a para aquecer um fluido de transferência de calor. Esse fluido pode alimentar diretamente um ciclo de energia ou gerar vapor de alta temperatura e pressão, que é utilizado para fornecer energia ao ciclo. A energia térmica convertida em mecânica é transferida para uma turbina acoplada a um gerador, que, por fim, alimenta as redes de distribuição ou transmissão.

A principal diferença entre as topologias de concentradores solares reside no modo como a energia

solar é captada e concentrada. A escolha entre uma topologia e outra depende da aplicação desejada e dos recursos disponíveis (PHILIBERT, 2010).

Os receptores nas usinas CSP desempenham o papel de capturar a energia solar. Esses receptores podem ser classificados com base em sua mobilidade. Os receptores móveis acompanham o movimento da estrutura coletora para maximizar a captação de energia, enquanto os receptores fixos permanecem estáticos durante a operação.

Na coleta de energia, geralmente, utiliza-se uma superfície altamente refletiva para direcionar a maior parte da energia incidente para o receptor. Existem dois tipos de coletores com base na alteração da trajetória dos raios de luz: os bidimensionais, que ocorrem no mesmo plano, e os tridimensionais, que alteram a trajetória em todas as direções.

Com base nas duas classificações mencionadas, é possível dividir as quatro topologias existentes de fontes CSP. A Tabela 2.1 demonstra esses quatro tipos de topologia.

Tabela 2.1: Topologia das usinas heliotérmicas de acordo com o tipo de receptor e coletor (PHILIBERT, 2010).

<b>Receptor/Coletor</b>	Foco linear	Foco pontual
Receptor fixo	Refletor Linear de Fresnel	Torre Solar
Receptor móvel	Cilíndrico Parabólico	Disco Parabólico

No Brasil, ainda não existem sistemas heliotérmicos comerciais para a produção de energia elétrica; no entanto, existem aplicações voltadas para a geração de calor de processo para a indústria de alimentos. Como exemplo, tem-se a empresa multinacional Kraft Foods, localizada no município de Vitória de Santo Antão, em Pernambuco, com DNI de 1.552 kWh/m<sup>2</sup>/ano. O sistema em questão possui um campo solar com calhas parabólicas para fornecer água pressurizada a temperaturas de 110°C (SILVA, 2020).

### 2.3.3.1 Usina heliotérmica do tipo torre solar

A topologia de torre solar caracteriza-se por coletores tridimensionais e um receptor fixo. Nesse sistema, a energia térmica é convertida em energia mecânica por meio do ciclo de Rankine. O sal fundido atua como fluido de transferência de calor, aquecendo a água e gerando vapor de alta temperatura. Para compreender melhor o funcionamento dessa tecnologia, a planta pode ser dividida em quatro partes: campo solar, receptor, tanques de armazenamento e ciclo de potência. A Figura 2.6 apresenta um esquemático de uma planta de torre solar.

O campo solar tem a função de captar os raios solares e concentrá-los em um ponto específico com a maior precisão possível. No entanto, uma das principais dificuldades nesse bloco da planta é minimizar as perdas decorrentes do processo de reflexão dos raios solares pelos heliostatos, que estão localizados em um raio de até 1 km da torre central (WAGNER, 2008). Para enfrentar esse desafio, os heliostatos são construídos agrupando conjuntos de espelhos menores, formando uma estrutura de maior alcance.

O receptor está localizado no topo da torre e por ele percorre o fluido de transferência de calor, para o qual será transferida a energia concentrada. Por ser o ponto de maior concentração da energia térmica, o receptor também é o principal ponto de perdas térmicas por convecção e radiação. As perdas por radiação

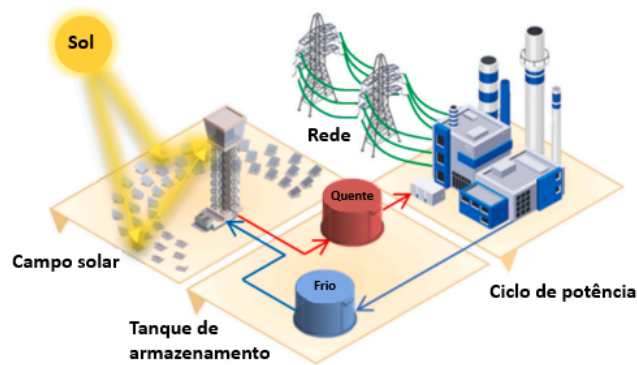


Figura 2.6: Usina heliotérmica do tipo torre solar, adaptado de (TAGLE-SALAZAR; CABEZA; PRIETO, 2024).

ocorrem devido à troca de energia com o ambiente externo em torno dos tubos, enquanto as perdas por convecção estão relacionadas à transferência de calor entre o receptor e o ar, que acaba absorvendo parte da energia concentrada (SIEBERS; KRAABEL, 1984).

O tanque de armazenamento em uma usina heliotérmica exerce uma função fundamental ao armazenar o calor gerado pelos coletores solares, permitindo a utilização desse calor em períodos de baixa irradiação, como à noite ou em dias nublados. Essa capacidade de armazenamento não apenas aumenta a disponibilidade de energia, mas também proporciona flexibilidade operacional, ajustando a geração às variações da demanda elétrica. Além disso, a utilização do tanque contribui para a maximização da eficiência da usina, evitando desperdícios e estabilizando a rede elétrica, ao garantir uma fonte constante de energia. Dessa forma, o tanque de armazenamento é um componente essencial que potencializa a eficácia da geração de energia solar heliotérmica.

O ciclo de potência é responsável por converter a energia térmica em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica. Além disso, o ciclo de potência pode incluir tanques de armazenamento para as plantas que contam com sistemas de armazenamento. Nessas topologias, o campo solar é superdimensionado para alimentar tanto o ciclo de potência operando em sua capacidade nominal quanto os tanques de armazenamento. Dessa forma, garante-se a geração de energia por um período prolongado, mesmo na ausência de recurso solar.

## 2.4 PROCESSOS ESTOCÁSTICOS

Nesta seção, é apresentado o referencial teórico dos processos estocásticos que servirão como base para o desenvolvimento de modelos relacionados às variáveis aleatórias presentes em cada tipo de fonte de geração de energia elétrica. Essas variáveis são: i) temperatura ambiente, ii) velocidade do vento, iii) irradiância direta e difusa e iv) umidade relativa. A evolução dessas variáveis ao longo do tempo pode ser representada por meio de séries temporais, que, por sua vez, são descritas por processos estocásticos.

Um processo estocástico é uma família de variáveis aleatórias que representam a evolução de um sistema de valores ao longo do tempo. Essa noção é a contraparte probabilística de um processo determi-

nístico. Enquanto um processo determinístico segue um único modo de evolução (como nas soluções de equações diferenciais ordinárias), um processo estocástico é caracterizado pela indeterminação: mesmo conhecendo a condição inicial, existem várias direções nas quais o processo pode evoluir. Em outras palavras, há uma complexa dependência estatística entre os valores aleatórios em momentos diferentes.

As séries temporais podem exibir componentes sazonais, que se manifestam por meio de flutuações recorrentes de subida e queda. Essas variações sazonais ocorrem regularmente em determinados períodos, como anualmente, mensalmente, semanalmente ou até mesmo em horários específicos do dia (SILVA, 2010).

Assim sendo, seja  $T$  um conjunto arbitrário. Um processo estocástico é uma família  $Z = Z(h)$ ,  $h \in T$ , em que, para cada  $h \in T$ ,  $Z(h)$  é uma variável aleatória. Nessas condições, um processo estocástico é um família de variáveis aleatórias, que supomos definidas num espaço de probabilidades  $(\Omega, \mathcal{A}, P)$ . Sejam  $\Omega$ ,  $\mathcal{A}$  e  $P$ , respectivamente, o espaço amostral (conjunto de todos os possíveis resultados de um experimento aleatório), o conjunto de eventos sobre os quais a probabilidade é definida e a medida de probabilidade (função que atribui a cada evento uma probabilidade). O conjunto  $T$  é normalmente tomado como o conjunto dos inteiros  $\mathbb{Z}$  ou o conjunto dos reais  $\mathbb{R}$ . Como, para  $h \in T$ ,  $Z(h)$  é uma variável aleatória definida sobre  $\Omega$ , na realidade  $Z(t)$  é uma função de dois argumentos,  $Z(h, \omega)$ ,  $h \in T$ ,  $\omega \in \Omega$  (MORETTIN; TOLOI, 2022). A Figura 2.7 ilustra esta interpretação de um processo estocástico.

É visto, na Figura 2.7, que para cada  $h \in T$ , temos uma variável aleatória  $Z(h, \omega)$  com uma distribuição de probabilidades. É possível que a função densidade de probabilidade (PDF) no instante  $h_1$  seja diferente da PDF no instante  $h_2$ , para dois instantes  $h_1$  e  $h_2$  quaisquer, mas a situação usual é aquela em que a PDF de  $Z(h, \omega)$  é a mesma, para todo  $h \in T$ .

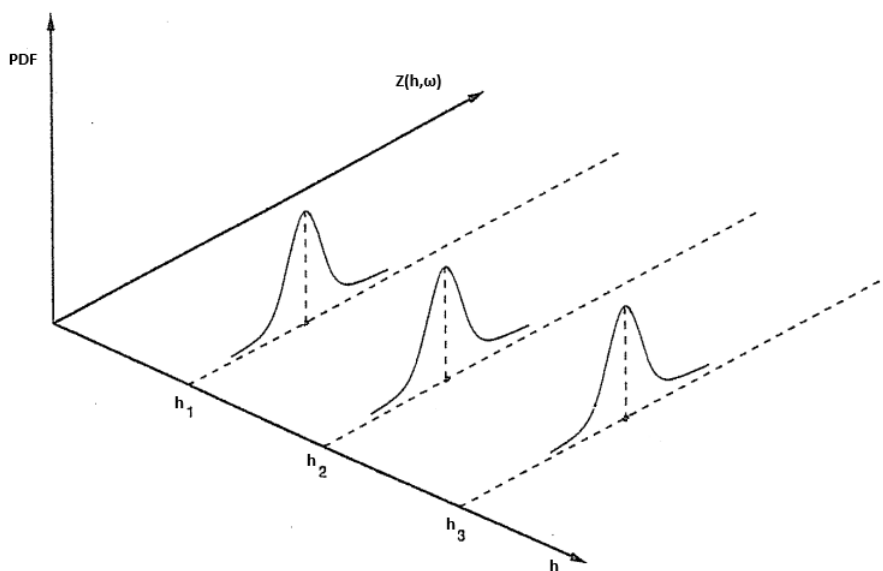


Figura 2.7: Um processo estocástico interpretado como uma família de variáveis aleatórias, adaptado de (MORETTIN; TOLOI, 2022).

Por outro lado, para cada  $\omega \in \Omega$  fixado, obtém-se uma função de  $h$ , ou seja, uma realização ou trajetória do processo, ou ainda, uma série temporal (MORETTIN; TOLOI, 2022).

### 2.4.1 Cadeias de Markov

O processo de Markov é um exemplo de um processo estocástico. Apesar de haver processos de Markov com tempo contínuo, neste estudo, serão empregados somente os processos de Markov de tempo discreto. Um processo aleatório que atende à propriedade Markov apresenta uma característica notável. É possível fazer previsões sobre seu futuro com base exclusivamente em seu estado atual, independentemente do que ocorreu no passado até esse momento. Em outras palavras, condicional ao estado presente do processo, suas evoluções futuras e passadas são independentes. As cadeias de Markov, portanto, têm uma aplicabilidade ampla e abrangente.

Uma cadeia de Markov consiste em uma sequência de estados que participam de um processo de Markov, e a ela está vinculada uma matriz de transição. Em um processo de Markov, a propriedade que lhe confere o nome é a seguinte: a probabilidade de o sistema estar em um estado  $i$  no tempo  $n+1$  depende exclusivamente do estado em que se encontrava no tempo  $n$  conforme Equação (2.1) (REDONDO, 2021).

$$P(X_{n+1} = x \mid X_0, X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) = P(X_{n+1} = x \mid X_n) \quad (2.1)$$

Além disso,  $x$  representa uma distribuição de probabilidades, ou seja,  $x \geq 0$  e  $\sum_i x_i = 1$ .

A matriz estocástica de transição (matriz estocástica de Markov) é uma representação matricial das probabilidades de transição, onde a entrada  $p_{i,j} = P(X_{n+1} = j \mid X_n = i) = P(j \mid i)$ . Essa matriz de transição, dada pela Equação (2.2), é uma matriz quadrada de dimensão  $k \times k$ , em que  $k$  representa o número de estados do sistema (REDONDO, 2021).

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \cdots & p_{1k} \\ p_{21} & p_{22} & \cdots & p_{2k} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{k1} & p_{k2} & \cdots & p_{kk} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Conforme mencionado anteriormente, a soma das probabilidades em uma distribuição é igual a 1. Essa distribuição de probabilidades é representada em uma linha, e a soma dos termos dessa linha é igual a 1, ou seja,  $p_{i,j} \geq 0$  e  $\sum_i p_{i,j} = 1$ , para todo  $j$ .

### 2.4.2 Processo de Wiener

O processo de Wiener, também conhecido como processo de movimento browniano padrão, é um processo estocástico de tempo contínuo e é uma categoria especial de processo de Markov. (TEIXEIRA, 2021). Esse processo, representado pela Equação (2.3), é frequentemente empregado na física para modelar o movimento aleatório de uma partícula suspensa em um fluido. Essa partícula está sujeita a colisões com outras partículas que também se movimentam rapidamente (DIXIT; PINDYCK, 1994).

$$dz = \varepsilon \sqrt{dh} \quad (2.3)$$

Em (2.3):  $\varepsilon$  é uma variável aleatória com distribuição normal padronizada ( $N(0,1)$ ); e  $dh$  representa o incremento de tempo.

O processo em questão apresenta três características principais: i) independência entre os incrementos, o que implica que a variação atual não depende das variações anteriores; ii) o tamanho dos incrementos segue uma distribuição normal, com a variância aumentando linearmente com o tempo; e iii) o valor futuro depende apenas do valor atual, sendo independente do histórico de valores anteriores.

Assim, pode-se concluir que a variável  $dz$  segue uma distribuição normal com média zero, desvio padrão igual a  $\sqrt{dh}$ , e variância igual a  $dh$ .

### 2.4.3 Movimento aritmético browniano

O Movimento Aritmético Browniano (MAB), definido pela Equação (2.4), é um processo de Wiener que inclui um termo de drift (ou tendência). Ele é caracterizado por dois parâmetros: um relacionado ao crescimento linear  $\alpha$  (drift) e outro relacionado à variação aleatória  $\sigma$  (volatilidade). Os parâmetros  $\alpha$  e  $\sigma$  são constantes no tempo e não dependem do valor atual da variável. Além disso,  $dz$  é o processo de Wiener e a variação de  $dx$  segue uma distribuição normal com média igual a  $\alpha \cdot dh$ , desvio padrão igual a  $\sigma \cdot \sqrt{dh}$  e variância igual a  $\sigma^2 \cdot dh$ .

$$dx = \alpha \cdot dh + \sigma \cdot dz \quad (2.4)$$

Na Figura 2.4, é apresentada a representação do comportamento do movimento aritmético Browniano por meio da curva azul, enquanto a curva laranja ilustra o drift.

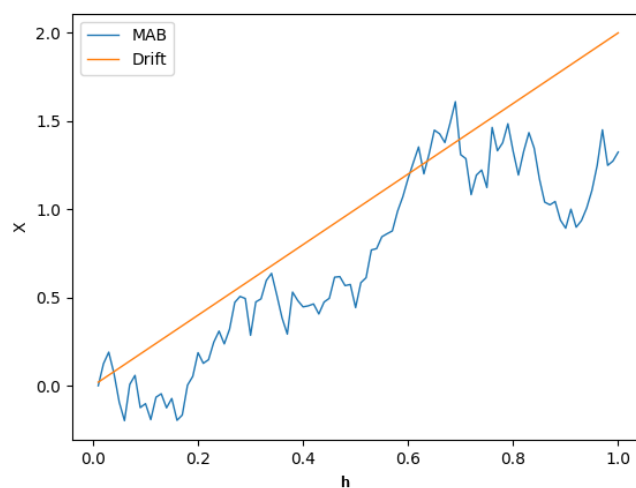


Figura 2.8: Comportamento do movimento aritmético browniano e drift:  $\alpha = 2$  e  $\sigma = 1$ .

#### 2.4.4 Movimento geométrico browniano

O Movimento Geométrico Browniano (MGB) é uma adaptação do Movimento Browniano em que se considera o incremento como uma variação percentual em relação ao valor atual da variável. Esse modelo, proposto por Black & Scholes em 1973, é frequentemente usado para modelar preços de opções, uma vez que o MGB não produz valores negativos. Entretanto, esse modelo de crescimento exponencial pode levar seu valor a infinito. (DIXIT; PINDYCK, 1994; PINTO, 2009).

Os parâmetros de drift e variância são expressos por funções lineares de  $x$  no tempo  $h$ . Especificamente, a função de drift  $a(x,h)$  é definida como  $\alpha \cdot x$ , enquanto a função de variância  $b(x,h)$  é  $\sigma \cdot x$ . A representação do modelo é dada por:

$$dx = \alpha \cdot x \cdot dh + \sigma \cdot x \cdot dz \quad (2.5)$$

Ao dividir a Equação (2.5) por  $x$ , ela se converte na expressão MAB, conforme apresentado na Equação (2.6).

$$\frac{dx}{x} = \alpha \cdot dh + \sigma \cdot dz \quad (2.6)$$

Considerando a equação  $d[\ln(x)] = \frac{dx}{x}$ , logo:

$$d[\ln(x)] = \alpha \cdot dh + \sigma \cdot dz \quad (2.7)$$

Portanto, se  $\ln(x)$  segue uma distribuição normal, então  $x$  possui uma distribuição log-normal. Na Figura 2.9, é apresentada a representação do comportamento do movimento geométrico Browniano via curva azul, enquanto a curva laranja ilustra o drift.

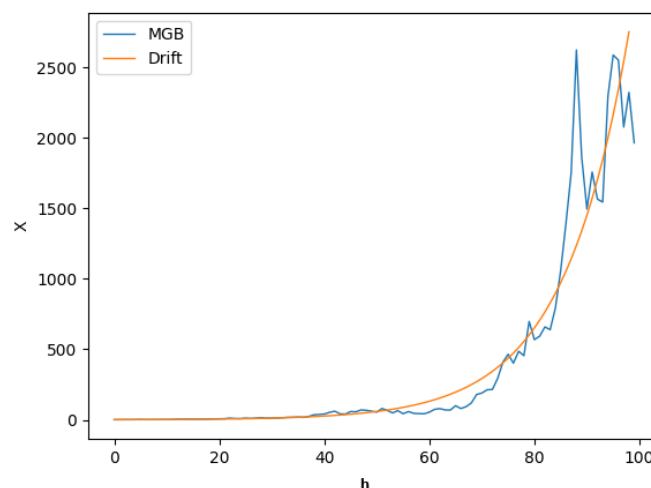


Figura 2.9: Comportamento do movimento geométrico browniano e drift:  $\alpha = 0,08$  e  $\sigma = 0,2$ .

## 2.4.5 Movimento de reversão à média

Os movimentos de reversão à média (MRM), um subgrupo de processos de Markov, envolvem oscilações dos valores em torno de um nível de equilíbrio. Quanto mais distante o valor estiver desse ponto de equilíbrio, maior será a tendência de retorno a ele. Essa componente de tendência exerce uma influência que recoloca o movimento em direção à média.

A característica distintiva dos movimentos de reversão à média é esse componente de tendência, cujo sentido e magnitude variam conforme o valor atual da variável. Isso difere dos processos como MAB e MGB, nos quais a tendência é sempre constante.

### 2.4.5.1 Modelo aritmético de reversão à média

Uma forma simples de modelar a reversão à média é por meio do modelo aritmético de Ornstein-Uhlenbeck (O-U) (PINTO, 2009). Esse modelo pode ser representado pela Equação (2.8), em que  $dz$  representa o incremento de Wiener,  $\eta$  é a velocidade de reversão ao valor médio de longo prazo,  $\bar{x}$  é o valor médio de longo prazo de  $x$ , e  $\sigma$  é o desvio padrão. Quando  $\eta = 0$ , o modelo retorna a um MAB sem tendência.

$$dx = \eta(\bar{x} - x) dh + \sigma \cdot dz \quad (2.8)$$

Os parâmetros  $\eta$ ,  $\bar{x}$ , e  $\sigma$  podem ser estimados via dados históricos da variável utilizando a metodologia apresentada no Anexo A. Na Figura 2.10, o comportamento do modelo aritmético de reversão à média para uma variável aleatória  $x$  é ilustrado. O gráfico mostra a variação desse comportamento para três valores distintos do parâmetro  $\eta$ , mantendo  $\bar{x} = 2,0$  e  $\sigma = 0,50$ .

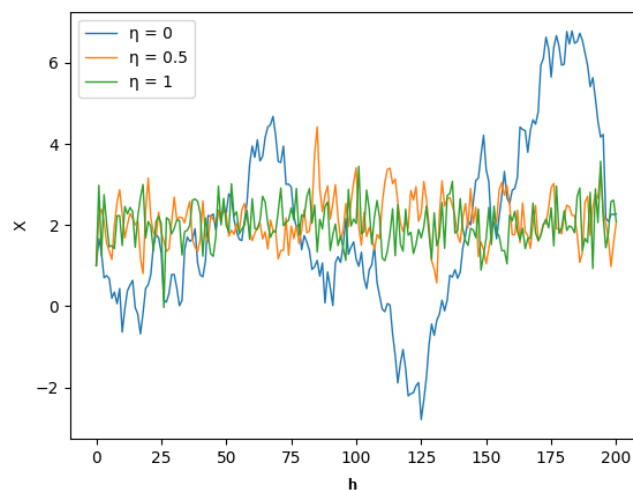


Figura 2.10: Comportamento do movimento aritmético de reversão à média.



#### 2.4.5.2 Modelo geométrico de reversão à média de Ornstein-Uhlenbeck

Uma das principais limitações do modelo aritmético de reversão à média é a possibilidade de gerar valores negativos, o que pode ser inviável para algumas variáveis, como, por exemplo, umidade relativa do ar, velocidade do vento, entre outras. Em tais situações, a aplicação do modelo geométrico de reversão à média torna-se necessária.

O modelo exponencial de O-U é uma versão do modelo de O-U aplicado ao logaritmo dos preços. Este modelo também é referido como *Geometric Mean Reverse* (GMR). Sua popularidade decorre da característica compartilhada com o MGB, onde os valores da variável não podem ser negativos (PINTO, 2009).

Neste modelo, considera-se uma variável  $x$  que segue o processo MRM O-U, onde  $x = \ln(P)$  (ou  $P=e^x$ ). Se  $x$  possui uma distribuição normal, então  $P$  possui uma distribuição log-normal (DIAS; ROCHA, 1999). A partir da equação do processo MRM O-U para a variável  $x(h)$ , é possível demonstrar que o modelo exponencial de Ornstein-Uhlenbeck para a variável  $P(h)$  é:

$$dP = \eta(\mu - \ln(P)) Pdh + \sigma Pdz \quad (2.9)$$

Em 2.9:  $\mu = \ln(\bar{P})$ ;  $dz$  é o incremento do processo de Wiener;  $\sigma$  é a volatilidade; e  $\eta$  é o parâmetro de velocidade de reversão.

Para simular o processo em questão, é necessário a Equação (2.10).

$$P_h = e^{\ln(P_{h-1})e^{-\eta dh} + (\ln(\bar{P}) - \frac{\sigma^2}{2\eta})(1-e^{-\eta dh}) + \sigma\sqrt{\frac{1-e^{-2\eta dh}}{2\eta}} N(0,1)} \quad (2.10)$$

Este modelo não converge para  $\bar{P}$  como era de se esperar, mas sim para  $\bar{P} \cdot e^{-\frac{\sigma^2}{4\eta}}$ , o que se constitui uma limitação deste modelo (PINTO, 2009).

A Figura 2.11 mostra a variação do comportamento para 8 séries seguindo o modelo geométrico de reversão à média de Ornstein-Uhlenbeck com valor inicial igual a 0,1, tempo(h) igual a 60,  $dh$  igual a 1/12, valor médio igual a 1,0 e  $\sigma$  igual a 1,0.

#### 2.4.5.3 Modelo geométrico de reversão à média de Dias/Marlim

O principal problema do modelo de Schwartz é o fato de que seu valor esperado  $E[P(h)]$  não convergir para  $\bar{P}$  conforme seria de se esperar, mas para  $\bar{P} \cdot e^{-\frac{\sigma^2}{4\eta}}$ , apesar de  $\bar{P}$  ser o resultado obtido da regressão linear sobre a série  $P_h$ . Esse resultado controverso, apesar de correto matematicamente, pode suscitar confusão e levantar dúvidas sobre a robustez do modelo.

Por esta razão, (DIAS; ROCHA, 1999) propõe um modelo de reversão à média geométrico que exhibe diferentes características do modelo geométrico descrito do item anterior: i) em primeiro lugar, o modelo define a média de equilíbrio de longo prazo da série como uma referência de grande importância. Portanto, esta série tem uma distribuição log-normal e segue um processo geométrico de reversão a uma média  $\bar{P}$

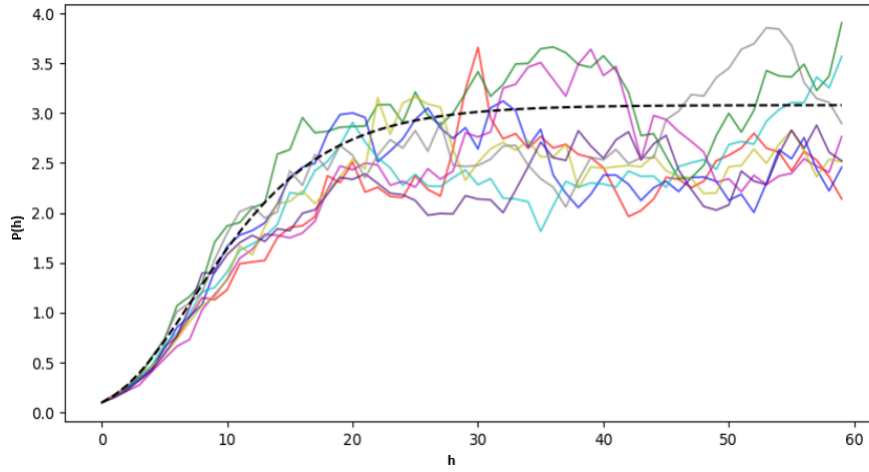


Figura 2.11: Comportamento do modelo geométrico de reversão à média de Ornstein-Uhlenbeck (TEIXEIRA, 2021).

cujo valor é definido por  $P = e^{\bar{x}}$ ; e ii) em segundo lugar, tal modelo assume que a série tem um valor esperado, ou seja, uma média por simulação, de  $E[P(h)] = e^{E[x(h)]}$ .

A transformação direta de  $E[P(h)] = e^{x(h)}$ , como no modelo de Schwartz, não é mais válida porque o exponencial de uma distribuição normal irá adicionar metade da variância à média. Para se chegar à expressão  $E[P(h)] = e^{E[x(h)]}$ , essa metade da variância é compensada utilizando-se a Equação (2.11).

$$P_t = e^{x(h) \frac{var[x(h)]}{2}} \quad (2.11)$$

Em (2.11):  $var[x(h)]$  é uma função determinística do tempo, dada pela Equação (2.12). Logo, ao substituir a Equação (2.12) na Equação (2.11), tem-se como resultado a Equação (2.13).

$$var[x(h)] = \frac{\sigma^2}{2\eta} (1 - e^{2\eta(h-h_0)}) \quad (2.12)$$

$$x_h = \ln(P_h) + (1 - e^{-\eta dh}) \frac{\sigma^2}{4\eta} \quad (2.13)$$

Apesar de não se ter uma expressão de  $dP$ , é fácil simular as amostragens reais de  $P(h)$  pelo modelo geométrico de reversão à média de Dias/Marlim. Basta simular  $x(h)$  como na discretização por Schwartz, mas empregando  $\bar{x} = \ln(\bar{P})$ , e então calcular  $var[x(h)]$ , conforme a Equação (2.12), e utilizar a Equação (2.11) para se calcular os valores simulados de  $P(h)$ . A equação de simulação do modelo de Dias/Marlim é dada por (2.14).

$$P_h = e^{\ln(P_{h-1})e^{-\eta dh} + \ln(\bar{P})(1-e^{-\eta dh}) - (1-e^{-\eta dh}) \frac{\sigma^2}{4\eta} + \sigma \sqrt{\frac{1-e^{-2\eta dh}}{2\eta}} N(0,1)} \quad (2.14)$$

Os parâmetros  $\eta$ ,  $\bar{x}$ , e  $\sigma$  podem ser estimados por meio dos dados históricos da variável utilizando a metodologia apresentada no Anexo B. Na Figura 2.12, o comportamento do modelo geométrico de reversão à média de Dias/Marlim para uma variável aleatória  $x$  é ilustrado. O gráfico mostra a variação desse

comportamento para três valores distintos do parâmetro  $\eta$ , mantendo o valor médio igual a 2,0 e  $\sigma$  igual a 1.

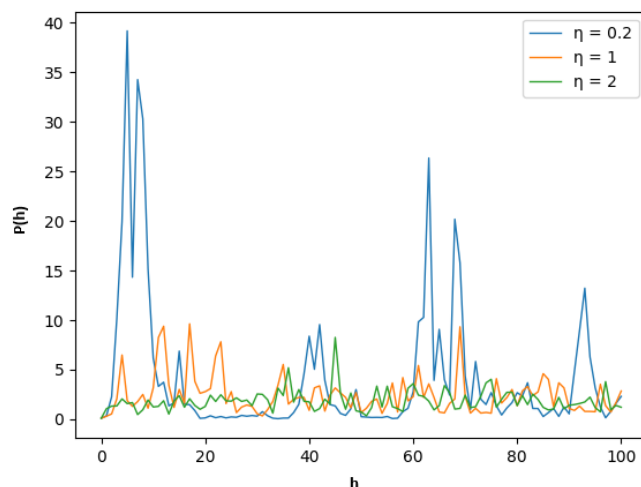


Figura 2.12: Comportamento do modelo geométrico de reversão à média de Dias/Marlim.

#### 2.4.6 Avaliação da pertinência do processo estocástico

Cabe destacar que é imprescindível conduzir testes para avaliar a pertinência do processo estocástico e sua adequação às variáveis em questão. A seleção entre os modelos MGB, apropriados quando a série histórica da variável exibe características não estacionárias, ou MRM, indicado para variáveis com séries históricas estacionárias, pode ser embasada na aplicação dos testes de Dickey-Fuller e na análise da razão da variância (DIXIT; PINDYCK, 1994; PINTO, 2009).

##### 2.4.6.1 Teste de Dickey-Fuller

O teste de Dickey-Fuller é utilizado na área de estatística para verificar se um modelo autorregressivo possui ou não raiz unitária. Esse teste foi proposto por (DICKEY; FULLER, 1979). O teste de Dickey-Fuller detecta estatisticamente a presença de comportamento de tendência estocástica em séries temporais de variáveis. Ele é usado para avaliar se uma raiz unitária (um recurso que pode causar problemas na inferência estatística) está presente em um modelo autorregressivo.

Para avaliar a rejeição da hipótese nula ( $H_0$ ), que sugere que as séries são descritas por um modelo MGB, é realizado o teste de raiz unitária de Dickey-Fuller (DF). Caso o resultado do teste revele uma ou mais raízes unitárias, os valores assumem diferentes padrões e tendem a aumentar ao longo do tempo, indicando a não-estacionariedade (PESSOA, 2011).

Neste teste, são examinados três modelos de séries temporais. O primeiro é o Modelo Autorregressivo sem Deslocamento (AR), representado por (2.15). O segundo é o Modelo Autorregressivo com Deslocamento (ARD), representado por (2.16). Por fim, é exibido o Modelo Autorregressivo com Deslocamento e Tendência Determinística (ARDT), representado por (2.17).

$$AR : x_h - x_{h-1} = (b - 1)x_{h-1} + \varepsilon_h \quad (2.15)$$

$$ARD : x_h - x_{h-1} = a + (b - 1)x_{h-1} + \varepsilon_h \quad (2.16)$$

$$ARDT : x_h - x_{h-1} = a + (b - 1)x_{h-1} + c \cdot h + \varepsilon_h \quad (2.17)$$

Em todas as situações, a hipótese nula ( $H_0$ ) assume que o parâmetro  $b$  é igual a 1 (indicando uma série não estacionária), enquanto a hipótese alternativa ( $H_1$ ), considera que o valor absoluto de  $b$  é menor que 1 (indicando uma série estacionária). Quando a  $H_0$  é rejeitada, há a indicação de que a série  $x_h$  possui características que a tornam estacionária. Em outras palavras, a rejeição de  $H_0$  sugere que a série não apresenta tendências significativas ou raízes unitárias, o que é fundamental para análises estatísticas e modelagem adequada.

Para se rejeitar a hipótese nula e concluir que a série é estacionária, o valor do teste estatístico deve ser menor do que o valor crítico. Em outras palavras, se o teste estatístico for significativamente negativo, pode-se rejeitar a hipótese nula e inferir que a série é estacionária. Caso contrário, não há evidências suficientes para rejeitar a hipótese nula e a série permanece não estacionária. A Tabela 2.2 apresenta os valores críticos assintóticos de teste  $t$  de Raiz Unitária (FULLER, 1996). Para se rejeitar a hipótese nula, a estatística  $t$  do teste deve ser menor que a estatística  $t$  dos valores críticos. Por exemplo, para um nível de significância de 5%, é essencial que os modelos satisfaçam as seguintes restrições:  $AR < -1,95$ ;  $ARD < -2,86$ ; e  $ARDT < -3,41$ .

Tabela 2.2: Valores críticos assintóticos de teste  $t$  de raiz unitária.

<b>Nível de significância</b>	<b>1%</b>	<b>2,5%</b>	<b>5%</b>	<b>10%</b>
AR	-2,58	-2,23	-1,95	-1,62
ARD	-3,42	-3,12	-2,86	-2,57
ARDT	-3,96	-3,67	-3,41	-3,13

Para rejeitar a hipótese nula e concluir que a série é estacionária também é possível avaliar o valor  $p$ . O valor  $p$  é uma medida que nos ajuda a avaliar a significância estatística de um teste hipotético e é usado para determinar se é rejeitado ou não a  $H_0$  de que a série temporal possui raiz unitária (ou seja, não é estacionária). Se o valor  $p$  for menor do que um nível de significância pré-definido (geralmente 0,05), pode-se rejeitar a  $H_0$  e concluir que a série é estacionária. Por outro lado, se o valor  $p$  for maior do que o nível de significância, não se tem evidências suficientes para rejeitar a  $H_0$  e a série permanece não estacionária.

Em resumo, o valor  $p$  nos diz o quão forte é a evidência contra a hipótese nula, enquanto a estatística  $t$  nos ajuda a avaliar a magnitude dessa evidência. Ambos são cruciais para interpretar os resultados do teste de Dickey-Fuller.

O teste padrão de Dickey-Fuller é aplicável apenas a processos auto-regressivos de primeira ordem (AR(1)). Quando a série está correlacionada com atrasos mais longos (lags), a suposição de perturbações

de ruído branco  $\varepsilon_h$  é violada. Para contornar esse problema, foi desenvolvido o teste de Dickey-Fuller Aumentado. Esse teste estabelece correções paramétricas para correlações de ordem superior, assumindo que a série  $x_h$  segue um modelo AR(p), onde p pertence ao conjunto dos números naturais e  $p > 1$  (GUJARATI; PORTER, 2011).

#### 2.4.6.2 Teste da razão da variância

Uma alternativa para embasar a seleção do processo adequado é o teste da razão da variância. Esse teste avalia a magnitude das perturbações ou erros nos valores de uma série, determinando se esses choques são transitórios ou persistentes (DIXIT; PINDYCK, 1994; PINTO, 2009).

O teste se baseia na premissa de que, se a variável segue um passeio aleatório (ou seja, não é estacionária), então a variação das diferenças entre períodos consecutivos deve aumentar linearmente com o período. A razão da variância, denotada por  $R_w$ , é calculada conforme a Equação (2.18).

$$R_w = \frac{1}{w} \cdot \frac{\text{var}(X_{h+w} - X_h)}{\text{var}(X_{h+1} - X_h)} \quad (2.18)$$

Em (2.18):  $\text{var}(X_{h+w} - X_h)$  representa a variância das diferenças entre os valores da série histórica X com um lag de w períodos; e  $\text{var}(X_{h+1} - X_h)$  corresponde à variância das diferenças entre os valores  $X_{h+1} - X_h$  da mesma série histórica.

Quando a série histórica segue um processo estacionário, como o de reversão à média, a variação das diferenças no período w atinge um valor máximo à medida que w aumenta, resultando em  $R_w \rightarrow 0$ . Por outro lado, em situações de não-estacionariedade, à medida que w cresce,  $R_w \rightarrow 1$ .

## 2.5 CORRELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS

Diversos projetos enfrentam múltiplas fontes de risco. Para compreender como esses fatores de risco se comportam, é crucial levar em conta a correlação entre eles. Para incorporar essa correlação aos números aleatórios gerados pela simulação de Monte Carlo, utiliza-se a decomposição de Cholesky. Esse método é amplamente reconhecido por sua eficácia na inclusão de correlações na geração de séries aleatórias (DOMINGUES, 2003; NETO et al., 2017).

A decomposição de Cholesky é uma técnica matemática fundamental usada principalmente em cálculos numéricos para resolver sistemas de equações lineares, avaliar matrizes inversas e realizar simulações numéricas eficientes. Essa decomposição é aplicável a matrizes hermitianas e positivas definidas. Basicamente, a matriz original é decomposta em um produto de uma matriz triangular inferior com entradas diagonais positivas e sua matriz transposta ( $M \cdot M^T$ ). A decomposição de Cholesky é especialmente útil para soluções numéricas eficientes e simulações de Monte Carlo. Quando a matriz é simétrica e positiva, a decomposição de Cholesky é aproximadamente duas vezes mais eficiente que a decomposição LU (produto entre uma matriz triangular inferior L e uma matriz triangular superior U) para resolver sistemas de equações lineares. Portanto, ao gerar sequências multivariadas, pode-se utilizar essa técnica para correlacionar

os números sorteados de acordo com a matriz de covariância entre as variáveis, garantindo que os novos números criados mantenham a estrutura de correlação desejada.

Para criar sequências multivariadas usando a decomposição de Cholesky, é necessário correlacionar os números de acordo com a matriz de covariância entre as variáveis. Inicialmente, os números são gerados de forma independente para cada variável. Em seguida, é aplicada uma transformação aos números sorteados para ajustá-los à estrutura de correlação desejada (DOMINGUES, 2003). Essa transformação dos números sorteados segue conforme a Equação (2.19).

$$\varepsilon = M^T \cdot v_i \quad (2.19)$$

Em (2.19):  $\varepsilon$  é o vetor de sequências aleatórias com a correlação desejada;  $M$  é a uma matriz triangular inferior, sendo  $M \cdot M^T$  a matriz de correlação entre as variáveis; e  $v_i$  é o vetor formado por variáveis independentes com distribuição normal  $N(0,1)$ .

O coeficiente de correlação é uma medida estatística que expressa o nível de relação linear entre duas variáveis. Sua obtenção envolve a Equação (2.20) (HINES et al., 2011), onde  $p_{i,z}$  representa o coeficiente de correlação entre as variáveis  $i$  e  $z$ ,  $\sigma_{i,z}$  é a covariância entre essas variáveis,  $\sigma_i$  é o desvio padrão da variável  $i$ , e  $\sigma_z$  é o desvio padrão da variável  $z$ .

$$p_{i,z} = \frac{\sigma_{i,z}}{\sigma_i \cdot \sigma_z} \quad (2.20)$$

O coeficiente de correlação varia de -1 a +1, refletindo a força e direção da relação entre as variáveis. Quanto mais próximo dos extremos, mais forte é a correlação. Valores próximos de -1 indicam uma correlação negativa forte, enquanto valores próximos de +1 indicam uma correlação positiva forte. Próximo de zero, a relação é considerada fraca. Essa classificação permite entender a intensidade e direção das relações entre as variáveis.

Para criar números correlacionados, o processo segue estes passos: i) primeiro, são gerados sorteios independentes para cada variável; ii) em seguida, uma transformação é aplicada aos números sorteados para ajustá-los à estrutura de correlação desejada. Essa transformação é realizada da seguinte maneira:

- i. A matriz de correlação, denotada por  $R$ , é definida inicialmente. Posteriormente, procede-se à sua decomposição em  $M \cdot M^T$ , onde  $M$  representa a matriz triangular inferior e  $M^T$  é a matriz transposta de  $M$ .
- ii. O vetor  $v_i$  é definido como uma coleção de variáveis independentes que seguem uma distribuição normal.
- iii. Realiza-se a multiplicação da matriz  $M$  pelo vetor  $v_i$  para se obter o vetor transformado  $\varepsilon$  ( $\varepsilon = M \cdot v_i$ ). Esse vetor transformado possui como matriz de correlação a matriz  $R$ .

Assim, o vetor  $\varepsilon$  contém os valores sorteados correlacionados que serão empregados no processo de modelagem de cada variável aleatória.

## 2.6 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica e financeira é um processo dedicado à tomada de decisões nos negócios. Ela envolve uma série de estudos detalhados sobre o mercado, com o objetivo de avaliar se o investimento em uma determinada atividade é viável ou não. Esse estudo deve ser realizado antes de qualquer projeto da empresa, permitindo uma projeção bem fundamentada a curto, médio e longo prazos do futuro do empreendimento. Por meio da análise de mercado, projeção de receitas, despesas, custos e investimentos, bem como indicadores calculados com base nesses dados, é possível determinar se o negócio idealizado terá chances de crescer e prosperar. Em resumo, a análise de viabilidade econômica e financeira é uma ferramenta essencial para o empreendedor decidir se vale a pena investir em determinado negócio ou projeto.

### 2.6.1 Mercado de energia elétrica brasileiro

O mercado de energia elétrica no Brasil é um setor composto por diversos agentes, incluindo geradores, transmissores, distribuidores e consumidores. A amortização dos investimentos realizados na geração de energia elétrica ocorre por meio das receitas obtidas com a venda da energia elétrica, que é conectada à rede de distribuição. No mercado elétrico brasileiro, o procedimento de negociação de energia pode ser realizado de duas formas. Dito isso, o procedimento pode ser por meio das distribuidoras de energia, denominado de ACR, onde o cliente está sujeito às tributações e encargos do mercado cativo, e pelas comercializadoras de energia, denominado de ambiente de contratação livre (ACL), onde o consumidor pode efetuar contratações de energia conforme as suas necessidades específicas. O ACL garante um processo de contratação mais flexível e eficiente, sem incorrer em prejuízos. O registro na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é obrigatório para ambos os ambientes (CCEE, 2023). A Figura 2.13 apresenta os dois ambientes de contratação do MEEB.

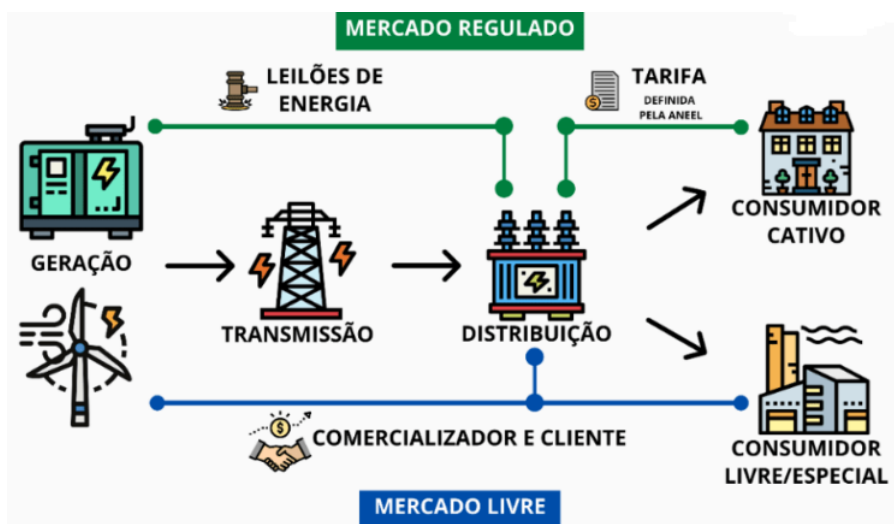


Figura 2.13: Mercado de energia elétrica brasileiro (ENERGES, 2021).

A seguir, é exposto mais detalhes sobre o ACR, ambiente utilizado neste estudo.

### 2.6.1.1 Ambiente de Contratação Regulado

O ACR é o mercado de contratação de energia elétrica para pequenos consumidores, também conhecido como mercado cativo de energia. Nesse ambiente, a comercialização e distribuição de energia elétrica ocorrem por meio das concessionárias. Além disso, a venda de energia elétrica ocorre por meio de contratos decorrentes de leilões de energia elétrica realizados pela CCEE (CCEE, 2023).

No ACR, grandes áreas residenciais e pequenos comércios não negociam diretamente com as geradoras de energia, como hidrelétricas e termelétricas. Isso ocorre porque o consumo é pequeno, e os valores economizados em contratos privados seriam reduzidos, não justificando o esforço. Além disso, o custo de adaptação individual desincentiva essa negociação direta. Assim, o estado concede o monopólio da distribuição a empresas específicas, regulamentando a compra e distribuição de energia para os consumidores finais.

### 2.6.2 Modelos de fluxo de caixa descontado

De acordo com (DAMODARAN, 2010), o método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) estabelece uma relação entre o valor de um ativo e o valor presente dos seus fluxos de caixa futuros esperados. Este modelo é amplamente utilizado na avaliação de empresas devido à sua exigência por informações detalhadas sobre o projeto. O fluxo de caixa é uma ferramenta essencial para o planejamento e controle dos recursos financeiros de uma empresa. Ele relaciona as entradas e saídas de dinheiro em um determinado período, permitindo prognosticar excedentes ou escassez de caixa.

O FCD pode ser aplicado de duas formas: i) uma avalia a empresa como um todo, considerando o Fluxo de Caixa Livre para a Empresa (FCLE), ii) enquanto a outra aborda a perspectiva do acionista, avaliando o Fluxo de Caixa Livre para os Acionistas (FCLA). Mesmo que essas abordagens adotem modelos de fluxo de caixa e taxas de desconto diferentes, e ainda, se baseiem no mesmo conjunto de premissas, ambas fornecerão estimativas consistentes de valor (DAMODARAN, 2010).

Neste estudo, os métodos FCLE e FCLA, apresentados nas Tabelas 2.3 e 2.4, respectivamente, são empregados para avaliar o investimento (NETO et al., 2017; OLIVEIRA, 2020). É fundamental destacar que esses métodos foram adaptados para contemplar as especificidades da tributação no mercado brasileiro. Na Tabela 2.5 são detalhados os impostos incidentes nos regimes de tributação pelo Lucro Real e pelo Lucro Presumido.

A seguir, os itens apresentados nas Tabelas 2.4, 2.4, 2.5 e as alíquotas de impostos bem como as eventuais isenções de encargos são descritos.

- Impostos sobre a receita bruta: O Programa de Integração Social (PIS), instituído pela Lei Complementar no 7/1970, o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) criado pela lei no 8/1970 e o Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), instituída pela Lei Complementar no 70/1991, incidem sobre a receita bruta, ou seja, sobre a receita direta com a venda da energia sem nenhuma dedução. As alíquotas consideradas nesse trabalho para tais tributos são apresentadas na Tabela 2.5.



Tabela 2.3: Modelo FCLE.

---



---

(+) Receita bruta
Venda da energia elétrica
(-) Impostos sobre a receita bruta
PIS/PASEP
COFINS
(=) Receita operacional líquida (ROL)
(-) Custos e despesas operacionais
Custo de operação e manutenção (O&M)
Tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica (TFSEE)
Seguro operacional
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)
Contribuição associativa
Depreciação dos equipamentos
(=) Lucro bruto operacional antes do imposto de renda (LAIR)
(-) Impostos (no lucro presumido incidem sobre receita bruta, no lucro real sobre LAIR)
Imposto de renda (IR)
Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL)
(=) Lucro líquido
(+) Depreciação dos equipamentos
(-) Investimento em novos equipamentos
(=) FCLE

---



---

- Custos e despesas operacionais: Os custos e despesas operacionais englobam todos os gastos relacionados à operação e manutenção da usina durante sua vida útil bem como encargos setoriais, gastos com transporte de energia, seguro e depreciação dos equipamentos.
- Lucro operacional: O lucro operacional, geralmente denominado LAJIRDA (lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização) ou EBITDA (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) representa um bom indicador de geração de lucro de uma empresa por desconsiderar o seu endividamento e a tributação sobre a renda.
- Lucro antes do imposto de renda e amortização: O LAIRA (lucro antes do imposto de renda e amortização) representa o LAJIRDA depois da retirada da depreciação dos equipamentos, dos juros da dívida e da remuneração do capital próprio. Esse valor é importante quando a empresa opta pela tributação de renda pelo lucro real. O LAIRA representa o montante sobre o qual a alíquota irá incidir. Para empresa que opta pelo lucro presumido, esse valor não possui representatividade no fluxo de caixa.
- Imposto de renda e CSLL: O imposto de renda e a contribuição sobre o lucro líquido incidem sobre o LAIRA para o sistema de tributação de lucro real, ou sobre a receita bruta para o sistema de lucro presumido. Vale ressaltar que para o último, existe uma taxa de presunção que irá determinar o real montante a ser tributado. Todos os valores considerados para esse trabalho são apresentados na Tabela 2.5.
- Lucro líquido: Após a tributação, o lucro líquido é determinado. A amortização da dívida e o

Tabela 2.4: Modelo FCLA.

(+) Receita bruta
Venda da energia elétrica
(-) Impostos sobre a receita bruta
PIS/PASEP
COFINS
(=) Receita operacional líquida (ROL)
(-) Custos e despesas operacionais
Custo de operação e manutenção (O&M)
Tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica (TFSEE)
Seguro operacional
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)
Contribuição associativa
Depreciação dos equipamentos
(=) Lucro bruto operacional (LAJIRDA/EBTIDA)
(-) Despesas de financiamentos
Despesas financeiras com financiamentos (juros de dívida)
Remuneração do capital próprio
(=) Lucro bruto operacional antes do imposto de renda (LAIRA)
Imposto de renda (IR)
Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL)
(=) Lucro líquido
(+) Depreciação dos equipamentos
(-) Investimento em novos equipamentos
(+) Remuneração do capital próprio
(-) Amortização do financiamento
(+) Financiamento
(=) FCLA

Tabela 2.5: Regimes de tributação pelo lucro real e pelo lucro presumido.

<b>Lucro Real</b>	
PIS	1,65% da Receita bruta
COFINS	7,60% da Receita bruta
CSLL	9% sobre a base de cálculo LAIR
IR	Faixa 1: 15% até R\$ 240 mil/ano Faixa 2: 25% sobre o excedente (sobre LAIR)
<b>Lucro Presumido</b>	
PIS	0,65% da Receita bruta
COFINS	3% da Receita bruta
CSLL	9% sobre a base de cálculo LAIR
IR	Faixa 1: 1,2% até R\$ 240 mil/ano Faixa 2: 2,0% sobre o excedente

investimento são abatidos enquanto a depreciação e a remuneração do capital próprio são reinseridas, uma vez que a retirada é feita apenas para efeitos de tributação, ou seja, ela não afeta as saídas reais do fluxo de caixa.

É importante mencionar que o governo federal vem promovendo a produção de energia elétrica via fontes renováveis. Entre os estímulos oferecidos, sobressaem-se as isenções e diminuições de várias taxas setoriais que sobrecarregam as empresas de geração de energia. A resolução normativa N° 1031, de 26 de julho de 2022, da Aneel, por exemplo, estabelece que fontes solares de geração de energia com potência injetada superior a 30 MW e igual ou inferior a 300 MW fazem jus ao desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e TUST de 50%. Além disso, a Lei 12.783 de 2013 reduziu a alíquota da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, diminuindo-a de 0,5% para 0,4% do benefício anual obtido.

Conforme o Submódulo 6.6 da ANEEL de 2016 sobre a Tarifa Atualizada de Referência (TAR), o TFSEE é calculado após descontar os custos com PIS/COFINS e transmissão de energia. Além disso, os valores de PIS/COFINS são determinados após o desconto dos custos de transmissão, e os investimentos em P&D são calculados já descontados os custos com PIS/COFINS.

### **2.6.3 Taxa mínima de atratividade**

Os critérios dos indicadores econômicos que serão apresentados na subseção 2.6.4 baseiam-se em fluxos de caixa descontados a uma determinada taxa. Esta taxa é denominada de taxa mínima de atratividade (TMA), ou seja, o retorno mínimo exigido para o projeto de investimento (SCHROEDER et al., 2005).

A TMA é uma taxa que pode ser definida de acordo com a política de cada investidor. No entanto, a determinação ou escolha da TMA é de grande importância na decisão de alocação de recursos nos projetos de investimento. Para (GALESNE; FENSTERSEIFER; LAMB, 1999), a taxa de desconto, ou a TMA mais apropriada para decisões de investimento é a taxa do custo de capital.

Em (GITMAN, 2001), é considerado o custo de capital como o retorno exigido pelos financiadores de capital para a empresa, e, portanto, a TMA que ela deveria considerar em seus projetos de investimento. Assim, um projeto de investimento é interessante quando ele atende seus fornecedores de capital e adiciona valor à empresa.

As empresas podem se financiar por meio de capital de terceiros (endividamento), capital próprio (emissão de novas ações ordinárias e/ou preferenciais) e reinvestimento de lucros (retenção de dividendos devidos aos acionistas). Cada uma dessas fontes de financiamento possui um custo específico, conhecido como custo de capital, que reflete as expectativas de retorno de longo prazo dos investidores (SCHROEDER et al., 2005).

O custo de capital é considerado a TMA mais adequada para a avaliação de novos projetos de investimento da empresa. Se os fornecedores de capital decidiram financiar o estabelecimento em determinado momento, baseados em um custo de capital com expectativas de retorno a longo prazo, esse mesmo custo de capital pode servir como referência para a TMA na avaliação de novos investimentos. Portanto, a TMA referenciada no custo de capital da empresa pode ser um fator crucial na decisão de aceitar ou rejeitar novos projetos de investimento, contribuindo diretamente para a criação de valor para a organização (SCHROEDER et al., 2005).

## 2.6.4 Indicadores de viabilidade econômica

Na análise de viabilidade econômica, diversos indicadores podem ser utilizados para avaliar a atratividade de um projeto ou investimento. Neste estudo, quatro indicadores, apresentados a seguir, são utilizados para avaliar a atratividade da usina híbrida.

### 2.6.4.1 Valor presente líquido

O indicador valor presente líquido (VPL) é, indubitavelmente, um dos métodos mais amplamente reconhecidos e utilizados na avaliação de projetos de investimento. O VPL é uma métrica que considera o fluxo de caixa futuro descontado ao valor presente, utilizando uma taxa de desconto. A viabilidade de um projeto é avaliada ao interpretar o resultado do VPL. Um VPL positivo indica que o valor presente dos retornos futuros de um investimento supera o custo inicial, tornando-o viável. Por outro lado, um VPL negativo indica que os retornos futuros não são suficientes para cobrir o custo inicial, tornando o investimento inviável.

### 2.6.4.2 Taxa interna de retorno

O indicador taxa interna de retorno (TIR) é uma ferramenta sofisticada de análise de investimentos. Ela representa a taxa de desconto que faz com que o VPL do fluxo de caixa de um projeto seja igual a zero. Em outras palavras, trata-se da taxa que iguala o valor presente das entradas de caixa (receitas) ao valor presente das saídas de caixa (despesas) (NETO et al., 2017). A TIR é uma medida importante, pois ela fornece uma taxa de retorno única que resume a lucratividade de um projeto. Se a TIR exceder a TMA, o projeto é considerado um bom investimento, pois, além de superar os custos do projeto de investimento e pagar o custo de capital, um possível remanescente da taxa adicional valor à firma.

A TIR pode apresentar limitações quando o fluxo de caixa do projeto tem mais de uma mudança de sinal. Isso pode resultar em múltiplos valores para a TIR, tornando-a inadequada para avaliar a viabilidade do investimento. Nesses casos, é aconselhável empregar a taxa interna de retorno modificada (TIRM). A TIRM é uma versão aprimorada da TIR que resolve problemas estruturais associados a múltiplas raízes. Ela contempla as taxas de financiamento e de reinvestimento, proporcionando uma avaliação mais precisa do projeto de investimento (DAMODARAN, 2010). Portanto, ao avaliar projetos de investimento com fluxos de caixa complexos, a TIRM pode oferecer uma análise mais robusta e confiável em comparação com a TIR tradicional. Isso destaca a importância de se escolher a ferramenta de avaliação de investimentos mais adequada para cada situação específica. A viabilidade de um projeto é avaliada comparando-se a TIRM com a TMA. Se a TIRM exceder a TMA, o projeto é considerado atraente, pois isso indica que o retorno do investimento supera o mínimo aceitável pelo investidor. Por outro lado, se a TIRM for menor que a TMA, o projeto pode não ser interessante para o investidor, pois o retorno esperado é inferior ao mínimo que o investidor está disposto a aceitar para o risco associado ao projeto.

### 2.6.4.3 Payback descontado

Um projeto é considerado economicamente viável apenas se o investimento inicial puder ser recuperado antes do término de sua vida útil. Para determinar o período de retorno do investimento, utiliza-se o método do *payback* descontado (PBD). Este método fornece o ponto exato no tempo em que a diferença entre as entradas de caixa e o investimento inicial se torna positiva. Em outras palavras, ele indica o período necessário para recuperar o capital investido, levando-se em consideração o valor do dinheiro ao longo do tempo. Se o resultado do *payback* descontado for maior que a vida útil do projeto, isso determina que o investimento não é viável. Por outro lado, se o *payback* descontado for menor que a vida útil do projeto, isso indica que o investimento é viável.

### 2.6.4.4 Custo nivelado de energia

O custo nivelado de energia (LCOE), expresso em USD/kWh, representa o custo por unidade de eletricidade produzida por um determinado gerador. Essa métrica financeira é valiosa quando se trata de comparar diferentes tecnologias de geração de energia em termos de eficiência de custo. O LCOE permite uma avaliação precisa e comparativa do custo de diferentes fontes de geração de energia, levando em consideração fatores como custos de capital, custos operacionais, investimentos e a vida útil do projeto. Portanto, o LCOE é uma ferramenta essencial para tomada de decisões informadas no setor de energia.

## 2.7 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UNIVARIADA

A análise de sensibilidade é uma ferramenta que viabiliza a avaliação do impacto de variações em um ou mais parâmetros que influenciam o fluxo de caixa nos indicadores de viabilidade econômica. O objetivo desta análise é identificar quais parâmetros são mais sensíveis e, portanto, devem ser estimados com maior precisão para garantir a confiabilidade do projeto (SALLES; MELO; LEGEY, 2004).

Este estudo se baseia na análise de sensibilidade univariada. Neste método, um parâmetro é variado de cada vez, mantendo todos os outros parâmetros constantes. Em seguida, os efeitos dessa variação nos indicadores de viabilidade econômica são analisados (NETO et al., 2017). Embora seja uma suposição simplificada, trata-se de uma abordagem prática, pois contabilizar a dependência entre as variáveis pode ser um desafio complexo.

Portanto, a análise de sensibilidade é uma ferramenta essencial para a avaliação de projetos de investimento, permitindo aos investidores entender melhor os riscos associados e tomar decisões mais apropriadas. Além disso, a análise de sensibilidade é útil para definir cenários mais otimistas, o que pode viabilizar determinados tipos de projetos.

## **2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Após introduzir os conceitos fundamentais sobre a irradiação, os ângulos solares, a criação de séries sintéticas, os componentes de uma usina híbrida, correlação entre as variáveis aleatórias e a análise de viabilidade econômica para avaliar o risco de investimentos, é possível prosseguir com a especificação detalhada de cada uma dessas fases.

O próximo capítulo apresenta em detalhes a metodologia utilizada em cada etapa desta pesquisa, visando alcançar os objetivos estabelecidos no início do trabalho.

## 3 METODOLOGIA

### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo é apresentada a metodologia desenvolvida para a realização de uma análise de risco de investimentos em geração de energia elétrica de uma usina híbrida composta por uma planta CSP do tipo SPT com sistema de armazenamento térmico (TES), e uma planta PV com bateria. Para cada uma destas usinas, será exibida uma metodologia de análise de riscos que: i) emprega modelos estocásticos para a geração das séries sintéticas das variáveis aleatórias que influenciam a sua produção energética e a viabilidade econômica; ii) modela o sistema físico que caracteriza a sua operação; e iii) utiliza o modelo de fluxo de caixa descontado para a análise de viabilidade econômica do investimento, considerando-se as particularidades da tributação do mercado brasileiro. Para tanto, desenvolveu-se um código computacional em Python que retrata toda simulação técnica e econômica da usina híbrida. A seguir, serão expostos os conteúdos que compõem cada seção deste capítulo.

- Seção 3.2: exibe uma visão geral da metodologia ressaltando os aspectos mais importantes;
- Seção 3.3: fornece um panorama abrangente dos modelos estocásticos para as variáveis aleatórias temperatura do ambiente, umidade relativa do ar, velocidade do vento, irradiação direta e irradiação difusa;
- Seção 3.4: detalha como é executada a modelagem física dos elementos que compõem a usina híbrida;
- Seção 3.5: apresenta a lógica de despacho da usina CSP;
- Seção 3.6: descreve o raciocínio da lógica de despacho da usina híbrida;
- Seção 3.7: expõe a fundamentação para a obtenção da energia elétrica anual gerada;
- Seção 3.8: exibe a modelagem da análise de viabilidade econômica; e
- Seção 3.9: descreve como é realizada a análise de sensibilidade por meio do valor presente líquido.

### 3.2 METODOLOGIA GERAL

A metodologia proposta neste estudo é dividida em cinco fases. A primeira consiste na modelagem das variáveis aleatórias que impactam a geração de energia da usina híbrida, a saber, as irradiações direta e difusa, a temperatura do ambiente, a umidade relativa do ar e a velocidade do vento. O objetivo dessa modelagem é a geração de séries sintéticas para cada uma dessas variáveis por meio de processos estocásticos e da observação dos seus respectivos dados históricos. Nesta etapa, emprega-se o método de simulação

de Monte Carlo aos modelos estocásticos das variáveis aleatórias, exceto para as irradiações, nas quais utiliza-se cadeias de Markov.

Na segunda fase, efetua-se o desenvolvimento da modelagem física dos elementos que compõem a usina híbrida, a saber: o campo solar, o receptor, o ciclo de potência, o sistema de armazenamento térmico, a usina PV, as baterias e o sistema de controle de despacho da usina. Com base nesta modelagem, é possível quantificar a produção líquida anual de eletricidade da usina.

A terceira fase visa obter: i) o fluxo de caixa ao longo da vida útil da usina; ii) as distribuições de probabilidades dos indicadores de viabilidade econômica: VPL, TIRM, PBD e o LCOE. Este estudo emprega a estrutura básica de FCLE e FCLA de (DAMODARAN, 2010). É importante ressaltar que os dois modelos de fluxo de caixa foram modificados para se contemplar as particularidades da tributação no mercado brasileiro. Neste estudo, assume-se que toda a energia elétrica produzida anualmente é vendida no ACR a um preço fixo (preço de leilão).

A quarta fase é dedicada à realização de uma análise de sensibilidade (SA, do inglês *Sensitivity Analysis*) para se determinar como os parâmetros econômicos, a taxa de câmbio do real em relação ao dólar, a TMA, o CAPEX (do inglês, *Capital Expenditure*), o preço de venda da energia no ACR e o montante anual de energia de contrato afetam o VPL do projeto.

Com base nos resultados da SA, na quinta fase é estabelecido um cenário otimista para os valores dos parâmetros TMA, CAPEX, preço de venda da energia no ACR e taxa de câmbio. No cenário otimista, objetiva-se apontar para os investidores que, sob condições mais favoráveis, é possível que a usina híbrida se torne viável no Brasil.

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma geral da metodologia de análise de riscos proposta neste estudo.

As simulações são realizadas em Python, considerando-se 2.000 cenários. O período de discretização é horário e a vida útil da usina híbrida é igual a 30 anos. Neste estudo, são consideradas as correlações existentes entre as variáveis aleatórias. Desta forma, sorteios aleatórios devem estar correlacionados e os mesmos podem ser calculados empregando-se a decomposição de Cholesky, exceto para as irradiações conforme explicitado na Figura 3.1 (NETO et al., 2017; DOMINGUES, 2003; Marco Taboga, 2021).

Para a previsão das variáveis aleatórias temperatura do ambiente, velocidade do vento e umidade relativa, são utilizados os modelos econométricos. Os parâmetros desses modelos são estimados com base nos dados históricos dessas variáveis.

Para a previsão das variáveis aleatórias irradiações direta e difusa aplica-se o modelo Cadeias de Markov, descrito na seção 2.4.1.

A adequação desses modelos é efetuada por meio dos testes estatísticos Dickey-Fuller e razão da variância, descritos nas seções 2.4.6.1, e 2.4.6.2, respectivamente. A seguir, cada uma dessas etapas será descrita em detalhes.



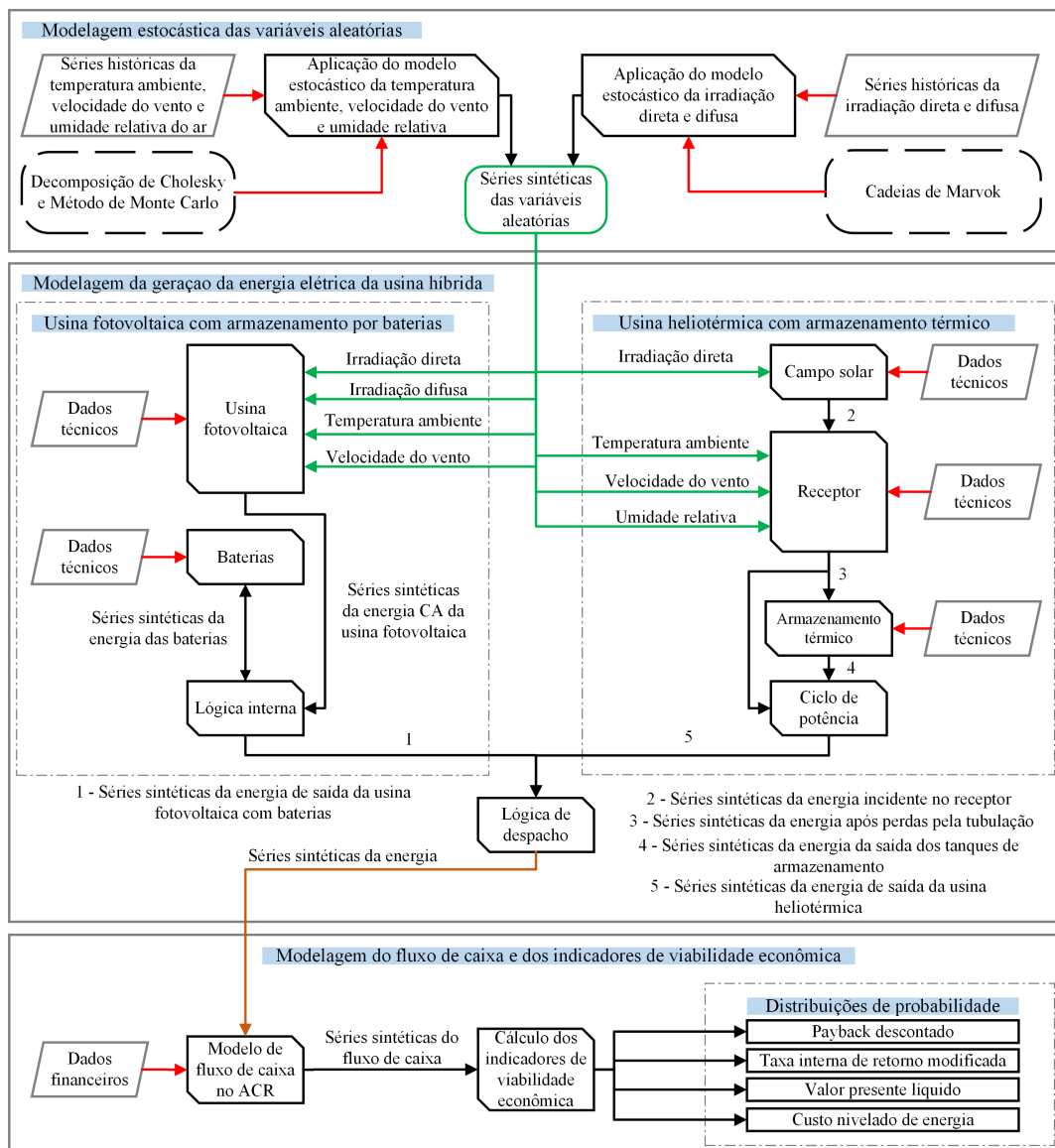


Figura 3.1: Fluxograma geral da metodologia de análise de risco proposta.

### 3.3 MODELAGEM DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS

Nesta seção, apresenta-se a metodologia aplicada aos modelos estocásticos para as variáveis aleatórias, incluindo temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar, irradiação direta e irradiação difusa.

A Figura 3.2 apresenta o fluxograma proposto para a modelagem das variáveis aleatórias irradiação direta, irradiação difusa, temperatura do ambiente, velocidade do vento e umidade relativa do ar.

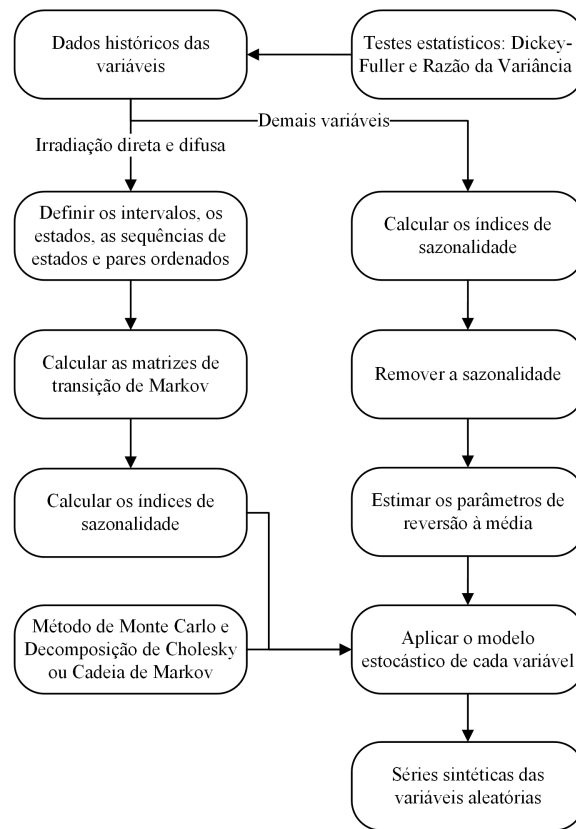


Figura 3.2: Fluxograma de modelagem das variáveis aleatórias irradiações direta e difusa, temperatura do ambiente, umidade relativa do ar e velocidade do vento.

### 3.3.1 Modelagem das variáveis aleatórias temperatura do ambiente, umidade relativa do ar e velocidade do vento

Antes de se definir o modelo estocástico a ser empregado para cada variável aleatória, faz-se necessário examinar os seus dados históricos. Por meio desta análise, pode-se identificar padrões sazonais e observar a tendência de os dados retornarem à média ao longo do tempo, indicando a possível aplicação de processos estocásticos de reversão à média.

As variáveis aleatórias temperatura do ambiente, velocidade do vento e umidade relativa do ar são modeladas empregando-se o modelo aritmético ou geométrico de reversão à média modificado, devido à inclusão do índice de sazonalidade determinístico.

A primeira etapa desse processo consiste na realização dos testes estatísticos de Dickey-Fuller e razão da variância para cada variável aleatória, visando-se a adequação do modelo estocástico de reversão à média. Essa etapa é fundamental para se avaliar como essas variáveis se comportam e se o modelo estocástico escolhido é apropriado.

Em seguida, a sazonalidade presente nestas variáveis deve ser removida para que se possa estimar os parâmetros dos processos estocásticos. A remoção da sazonalidade de cada variável pode ser executada por meio do cálculo do índice sazonal proposto por (DOMINGUES, 2003), calculado conforme Equação (3.1). O índice sazonal horário de uma variável aleatória  $X$  ao longo do tempo  $(I_{X_t})$  é calculado pela relação entre

a média de valores de uma hora específica ( $E_{X_h}$ ) e a média de valores de todo o histórico utilizado para calibrar o modelo ( $E_{X_{hist,calib}}$ ). A calibração do modelo é entendida nesse trabalho desde o momento que se define uma parte de todo o histórico para estimar os parâmetros do modelo até a finalização desta estimação. A série histórica dessazonalizada é obtida dividindo-se cada hora dos dados históricos pelo seu respectivo índice sazonal.

$$I_{X_h} = \frac{E_{X_h}}{E_{X_{hist,calib}}} \quad (3.1)$$

De posse da série histórica dessazonalizada, deve-se estimar os parâmetros dos modelos estocásticos aritmético de reversão à média de Ornstein-Uhlenbeck e geométrico de reversão à média de Dias/Marlim. As metodologias para a estimação dos parâmetros do modelo aritmético de reversão à média e do modelo geométrico de reversão à média de Dias/Marlim são apresentadas nos Anexos A e B, respectivamente.

A temperatura do ambiente é modelada empregando-se o modelo aritmético de reversão à média modificado, conforme Equação (3.2). Ele recebe o nome modificado pelo fato de ele incorporar o índice de sazonalidade determinístico proposto por (DOMINGUES, 2003). A metodologia de estimação dos parâmetros  $\eta_{T_a}$ ,  $\bar{T}_a$  e  $\sigma_{T_a}$  é apresentada no Anexo A.

$$T_a|_{S_{h+1}} = \left( T_{a_h} + \eta_{T_a} \cdot (\bar{T}_a - T_{a_h}) dh + \sigma_{T_a} \cdot \varepsilon_{T_a} \cdot \sqrt{dh} \right) \cdot I_{T_{a_h}} \quad (3.2)$$

Em (3.2):  $T_a|_{S_{h+1}}$  é a temperatura do ambiente no período  $h + 1$ , considerando-se a sazonalidade;  $T_{a_h}$  é a temperatura ambiente no instante  $h$ , sem a sazonalidade;  $\eta_{T_a}$  é a velocidade de reversão da temperatura ambiente ao longo prazo;  $\bar{T}_a$  é o valor médio da temperatura ambiente de longo prazo;  $\sigma_{T_a}$  é a volatilidade da temperatura ambiente;  $\varepsilon_{T_a} \cdot \sqrt{dh}$  é o processo de Wiener da temperatura do ambiente, onde  $\varepsilon_{T_a} \sim N(0, 1)$ ; e  $I_{T_{a_h}}$  é o índice sazonal da temperatura ambiente, calculado pela Equação (3.1).

Para as variáveis aleatórias velocidade do vento e umidade relativa do ar, é adotado o modelo geométrico de reversão à média de Dias/Marlim modificado, conforme Equações (3.3) e (3.4). Tal escolha se deve ao fato dele não apresentar valores negativos, o que poderia ocorrer com essas variáveis caso o modelo aritmético de reversão à média fosse empregado. O mencionado modelo também incorpora o efeito da sazonalidade por meio do índice sazonal determinístico proposto por (DOMINGUES, 2003). A metodologia de estimação dos parâmetros  $\eta_{V_v}$ ,  $\eta_{UR}$ ,  $\bar{V}_v$ ,  $\bar{UR}$ ,  $\sigma_{V_v}$  e  $\sigma_{UR}$  é apresentada no Anexo B.

$$V_v|_{S_{h+1}} = \exp \left( \ln(V_{v_h}) e^{-\eta_{V_v} dh} + \ln(\bar{V}_v) (1 - e^{-\eta_{V_v} dh}) - (1 - e^{-\eta_{V_v} dh}) \frac{\sigma_{V_v}}{4\eta_{V_v}} + \sigma_{V_v} \sqrt{\frac{1 - e^{-\eta_{V_v} dh}}{2\eta_{V_v}}} \cdot \varepsilon_{V_v} \cdot \sqrt{dh} \right) \cdot I_{V_{v_h}} \quad (3.3)$$

$$UR|_{S_{h+1}} = \exp \left( \ln(UR_h) e^{-\eta_{UR} dh} + \ln(\bar{UR}) (1 - e^{-\eta_{UR} dh}) - (1 - e^{-\eta_{UR} dh}) \frac{\sigma_{UR}}{4\eta_{UR}} + \sigma_{UR} \sqrt{\frac{1 - e^{-\eta_{UR} dh}}{2\eta_{UR}}} \cdot \varepsilon_{UR} \cdot \sqrt{dh} \right) \cdot I_{UR_h} \quad (3.4)$$

Em (3.3):  $V_v|_{S_{h+1}}$  é a velocidade do vento no período  $h + 1$ , considerando-se a sazonalidade;  $V_{v_h}$  é a velocidade do vento no instante  $h$ , sem a sazonalidade;  $\eta_{V_v}$  é a velocidade de reversão da velocidade do

vento ao longo prazo;  $\bar{V}_v$  é o valor médio da velocidade do vento de longo prazo;  $\sigma_{V_v}$  é a volatilidade da velocidade do vento;  $\varepsilon_{V_v} \cdot \sqrt{dh}$  é o processo de Wiener da velocidade do vento, onde  $\varepsilon_{V_v} \sim N(0, 1)$ ; e  $I_{V_v, h}$  é o índice sazonal da velocidade do vento, calculado pela Equação (3.1).

Em (3.4):  $UR|_{S_{h+1}}$  é a umidade relativa do ar no período  $h + 1$ , considerando-se a sazonalidade;  $UR_h$  é a umidade relativa do ar no instante  $h$ , sem a sazonalidade;  $\eta_{UR}$  é a velocidade de reversão da umidade relativa do ar ao longo prazo;  $\bar{UR}$  é o valor médio da umidade relativa do ar de longo prazo;  $\sigma_{UR}$  é a volatilidade da umidade relativa do ar;  $\varepsilon_{UR} \cdot \sqrt{dh}$  é o processo de Wiener da umidade relativa do ar, onde  $\varepsilon_{UR} \sim N(0, 1)$ ; e  $I_{UR, h}$  é o índice sazonal da umidade relativa do ar, calculado pela Equação (3.1).

### 3.3.2 Modelagem das variáveis aleatórias irradiação solar direta e difusa

Neste estudo, optou-se por usar cadeias de Markov para modelar as irradiações solares direta e difusa. Tal escolha está calcada no fato i) do modelo aritmético de reversão à média poder produzir valores negativos, e ii) o modelo geométrico de reversão à média não ser apropriado devido à forma como os parâmetros são estimados, pois no processo de estimação pode ocorrer divisão por zero nas horas em que não há ocorrência de irradiação direta e difusa. Ao optar pela modelagem utilizando cadeias de Markov, torna-se inviável realizar a correlação entre a irradiação direta e a irradiação difusa, bem como com as demais variáveis aleatórias, por meio da decomposição de Cholesky.

Nas modelagens citadas, o processo de Markov representa a abordagem na qual uma função de transição, denotada por  $p(i, j)$ , é utilizada. Se  $x(h) = i$ , a probabilidade de  $x(h + 1) = j$  é dada por  $p(i, j)$ . Neste caso, o valor da irradiação de uma hora tem uma correlação parcial significativa apenas com o valor imediatamente anterior na sequência. Essa observação pode conduzir à escolha do Modelo de Cadeia de Markov de primeira ordem, que se caracteriza como a forma mais simples da função  $p(i, j)$ . Uma matriz de transição com elementos  $p(i, j)$  representa a probabilidade de que  $x(h)$  pertença a um determinado estado  $j$ , caso ele, uma hora antes, pertencesse ao estado  $i$  (KAMAL; JAFRI, 1999).

A elaboração das 12 matrizes (uma para cada mês do ano), é executada conforme descrito a seguir. As probabilidades de transição entre estados são representadas como elementos de uma Matriz de Transição de Markov (MTM). Para definir os estados, a faixa de  $x(h)$  é dividida em sete intervalos, e cada mês do ano recebe um valor máximo de acordo com o valor máximo que ocorreu em cada mês no intervalo do histórico utilizado para calibrar o modelo. Os intervalos são numerados de 1 a 7. Se um valor estiver no primeiro intervalo, ele será representado pelo estado 1 na cadeia de Markov. Dessa forma, cada valor nas sequências é substituído pelo estado correspondente, e uma sequência de estados como por exemplo (5, 2, 7, 1, 3, 2, ...) é obtida. Uma representação de sete estados é adequada para se obter uma MTM com um número não muito alto de células (7 x 7), de modo que cada célula contenha um número estatisticamente significativo de ocorrências empíricas. Em seguida, pares ordenados são formados, como (5, 2), (2, 7), (7, 1), (1, 3), ... considerando-se todos os pares de estado consecutivos em uma sequência. Doze matrizes de frequência conjunta de 7 x 7 são adquiridas contando todos os pares iguais para representar cada mês do ano. Os elementos de cada linha são divididos pela soma da linha para se obter as Matrizes de Transição de Markov (KAMAL; JAFRI, 1999).

O procedimento para se gerar uma sequência anual de dados utilizando-se as doze MTMs sazonais é

apresentado a seguir. Inicialmente, faz-se necessário calcular o índice de sazonalidade da irradiação direta e difusa, conforme descrito na Equação (3.1). Este cálculo caracteriza-se como importante para o processo, pois é com base nele que se determina quando a presença de irradiação direta e difusa pode ocorrer. Se a média horária for maior que zero, então é possível assumir que houve a presença de irradiação direta e difusa naquela hora, de acordo com o histórico utilizado para validar o modelo. Assim, o modelo apenas produz valores de irradiação direta e difusa se o índice de sazonalidade for maior que zero, e retorna zero quando o índice de sazonalidade é zero. Após esse entendimento, o estado inicial para a primeira hora de janeiro que o índice de sazonalidade é maior que zero é um número inteiro aleatório entre 1 e 3, denominado de  $i$ . Em (KAMAL; JAFRI, 1999), o primeiro número aleatório pode variar entre 1 e 7, mas assume-se que no início da manhã a irradiação direta nunca alcança seu valor máximo. Portanto, escolhe-se o estado máximo como sendo o valor inteiro abaixo da metade de 7. Por meio da geração de números aleatórios entre 0 e 1, um número  $R$  é encontrado, o qual é empregado para se determinar o próximo estado  $z$  que satisfaz a desigualdade dado pela Equação (3.5).

$$\sum_{j=1}^{z-1} P_{ij} < R < \sum_{j=1}^z P_{ij} \quad (3.5)$$

O estado  $z$  determina o novo valor da variável  $x(h)$ , onde  $z = 1, 2, \dots, 7$ . Procedendo da mesma forma, os estados sucessivos são encontrados, e com isso obtém-se a MTM apropriada para cada mês do ano. Conseqüentemente, tem-se uma seqüência de números que representa um determinado estado para a quantidade de anos que se deseja. Assim, a série sintética de estados da irradiação direta e difusa para cada hora do ano é determinada. Na seqüência, a série com os valores sintéticos de irradiação direta e difusa é gerada selecionando-se aleatoriamente um número inteiro dentro do intervalo correspondente ao estado gerado pelo modelo. Vale enfatizar que cada intervalo é diferente para cada mês do ano. Por exemplo, a amplitude do intervalo do estado 1 para o mês de janeiro é diferente da do intervalo do estado 1 para o mês de fevereiro.

### 3.4 MODELAGEM FÍSICA DOS ELEMENTOS QUE COMPÕEM A USINA HÍBRIDA

Nesta seção, os detalhes relacionados à modelagem das usinas PV com bateria e CSP do tipo SPT com armazenamento térmico de energia são expostos. Após a exposição da modelagem de cada fonte, é exibida a lógica de despacho que une as duas fontes de geração de energia elétrica. Adicionalmente, são apresentados os métodos de análise de investimento e outros modelos relevantes para os processos de análise de viabilidade econômica.

Vale destacar que, neste trabalho, o cálculo da energia gerada de cada componente da usina híbrida é horário, ou seja, os valores da energia de cada hora constituem um vetor cujo tamanho é igual a 8760 (valor resultante da multiplicação de 24 horas de um dia por 365 dias de um ano).

### 3.4.1 Usina fotovoltaica com armazenamento por baterias

O modelo da usina PV utilizado combina módulos de placas PV e inversores para se calcular a potência horária CA PV. Para tanto, são empregados i) os dados históricos horários de irradiação direta e difusa, da temperatura ambiente e da velocidade do vento de uma região específica, e ainda, ii) as equações que descrevem as características físicas do módulo PV. O modelo desenvolvido calcula a energia elétrica CA por hora do sistema ao longo da vida útil da usina híbrida e aplica a sua devida degradação anual. Adicionalmente, os modelos do módulo PV e do inversor incorporam eficiências de conversão de energia solar de corrente CC para corrente CA e vice-versa, e considera as perdas associadas a cada componente.

#### 3.4.1.1 Modelagem do sistema fotovoltaico

O modelo de simulação desenvolvido se divide nas seguintes etapas: i) cálculo dos ângulos solares com base nos dados de data, hora e posição geográfica; ii) determinação da irradiação solar normal, difusa e refletida incidentes ajustadas ao local; iii) obtenção da irradiação global incidente; iv) estimativa da potência CC de saída dos módulos usando um modelo de eficiência simples (GILMAN et al., 2018); e o v) cálculo da potência CA de saída após as perdas do inversor e da fiação CA.

Na etapa de cálculo dos ângulos solares (GILMAN et al., 2018), o modelo determina a altitude solar, o ângulo zenital e o ângulo azimutal do sol. Esses cálculos são realizados por meio de uma função da biblioteca **pvlib** para cada hora da vida útil da usina. Tais ângulos são essenciais para se compreender a posição do sol em relação ao sistema PV e, conseqüentemente, para se estimar a quantidade de energia solar disponível para conversão em eletricidade.

No cálculo das irradiações, inicialmente, são definidos os ângulos de inclinação ( $\beta_s$ ) e azimute ( $\gamma_s$ ) do módulo PV. Nos sistemas fixos, para não se favorecer nenhum dia, mês ou estação do ano, a regra geral é inclinar os módulos com o ângulo de latitude local e orientá-los para o norte verdadeiro quando instalados no hemisfério sul, e para o sul verdadeiro quando instalados no hemisfério norte (FRONTIN et al., 2017). Neste estudo, o módulo é fixo, ou seja, não há variação dos ângulos mencionados anteriormente. Para esse modelo é necessário calcular três tipos de irradiações incidentes na placa PV.

A irradiação direta ajustada horária ( $I_{b_h}$ ) [ $Wh/m^2$ ], que corresponde à energia solar que incide diretamente sobre a superfície do módulo vindo diretamente do sol, pode ser obtida por meio da Equação (3.6) (GILMAN et al., 2018).

$$I_{b_h} = E_{b_h} \cdot \cos AOI_h \quad (3.6)$$

Em (3.6):  $E_{b_h}$  representa a irradiação direta proveniente da série sintética para a hora h; e  $AOI_h$  é o ângulo de incidência para a hora h, dado em radiano, obtido por meio da Equação (3.7). Neste cálculo, o valor encontrado para  $a_h$  horário é uma função dos ângulos de azimute e zênite do sol, bem como do ângulo de azimute e inclinação do módulo PV. O ângulo de incidência ( $AOI_h$ ) assume diferentes patamares conforme as seguintes condições: i) se  $a_h$  for menor que -1,  $AOI_h$  é igual a  $\pi$ ; ii) se  $a_h$  for maior que 1,  $AOI_h$  é igual a 0 e iii) se  $a_h$  estiver entre -1 e 1,  $AOI_h$  é igual ao arco cosseno de  $a_h$ .

$$a_h = \sin(Z_h) \cdot \cos(\gamma_h - \gamma_s) \cdot \sin(\beta_s) + \cos(Z_h) \cdot \cos(\beta_s) \quad (3.7)$$

A irradiação difusa ajustada horária  $I_{d_h}$  [ $Wh/m^2$ ], que é a energia solar que se espalha após interagir com partículas na atmosfera da Terra antes de se atingir diretamente a superfície do módulo PV, é obtida conforme Equação (3.8) (GILMAN et al., 2018). Para se modelar esse fenômeno, utilizou-se o modelo isotrópico. Ele assume que a irradiação difusa está uniformemente distribuída em todas as direções do céu.

$$I_{d_h} = E_{d_h} \cdot \frac{1 + \cos(\beta_s)}{2} \quad (3.8)$$

Em (3.8):  $E_{d_h}$  é a irradiação difusa da série sintética da irradiação difusa para a hora  $h$ .

A irradiação refletida ajustada horária ( $I_{r_h}$ ) [ $Wh/m^2$ ], energia solar que atinge a superfície do módulo PV após ser refletida pelo solo, pode ser obtida por meio da Equação (3.9) (GILMAN et al., 2018). Quando a luz solar incide sobre o solo, parte dela é espalhada em várias direções, resultando na irradiação difusa. Essa irradiação difusa é composta pela combinação da irradiação direta, que vem diretamente do sol, e do ângulo de zênite solar, juntamente com a refletância do solo, também conhecida como albedo ( $\rho$ ) [adimensional].

$$I_{r_h} = \rho \cdot (E_{b_h} \cdot \cos(Z_h) + E_{d_h}) \cdot \frac{1 + \cos(\beta_s)}{2} \quad (3.9)$$

A perda devido à sujeira e poeira resulta em uma redução na quantidade de luz solar que é absorvida pelas células do módulo. Essa perda afeta diretamente a geração de energia. Esse fator que representa a perda devido à sujeira e poeira ( $SP$ ), adimensional, é aplicada nos três tipos de irradiação ajustada para cada hora  $h$ , conforme Equações (3.10), (3.11) e (3.12) (GILMAN et al., 2018).

$$I'_{b_h} = I_{b_h} \cdot SP \quad (3.10)$$

$$I'_{d_h} = I_{d_h} \cdot SP \quad (3.11)$$

$$I'_{r_h} = I_{r_h} \cdot SP \quad (3.12)$$

Em (3.10), (3.11) e (3.12):  $SP$  é derivado da Equação (3.13); e  $L_{poeira}$  é dado em porcentagem.

$$SP = 1 - \frac{L_{poeira}}{100} \quad (3.13)$$

A irradiação incidente global ajustada horária ( $GI_h$ ), dada pela Equação (3.14), é a soma das irradiações direta, difusa e refletida ajustadas com suas respectivas perdas por sujeira e poeira.

$$GI_h = I'_{b_h} + I'_{d_h} + I'_{r_h} \quad (3.14)$$

O modelo de módulo de eficiência simples (GILMAN et al., 2018) é utilizado neste estudo para representar a saída de corrente CC de um único módulo PV. Esse modelo simplificado descreve o desempenho do módulo e requer um valor de eficiência nominal do painel PV ( $N_{PV,NOM}$ ) [adimensional], obtido conforme Equação (3.15).

$$N_{PV,NOM} = \frac{P_{nom}}{1000 \cdot A_{mod}} \quad (3.15)$$

Em (3.15):  $A_{mod}$  é a área do módulo [ $m^2$ ], e  $P_{nom}$  é a potência nominal do módulo [ $W$ ].

De acordo com o modelo de módulo de eficiência simples, o efeito da temperatura do módulo muda o desempenho de geração de energia do sistema considerado. A temperatura operacional horária ( $T_{ch}$ ) dos painéis PV, dada em graus Celsius, pode ser obtida conforme a Equação (3.16).

$$T_{ch} = GI_h \cdot e^{a+b \cdot V_{vh}} + T_{ah} + \frac{GI_h}{1000} \cdot \Delta T \quad (3.16)$$

Em (3.16):  $T_{ah}$  é a temperatura ambiente extraída da série sintética temperatura ambiente para a hora  $h$  [ $^{\circ}C$ ],  $V_{vh}$  é a velocidade do vento presente na série sintética para a hora  $h$  [ $m/s$ ], e  $a$ ,  $b$  e  $\Delta T$  representam os coeficientes de estrutura e modelagem. Os valores de  $a$ ,  $b$  e  $\Delta T$  variam de acordo com as diferentes opções de estrutura e montagem dos módulos PV. Neste estudo, considerou-se que o módulo PV possui células fotovoltaicas encapsuladas entre vidro e uma folha de polímero na parte de trás (Glass/Cell Polymer Sheet - Open Rack) (GILMAN et al., 2018).

As potências CC  $P_{PV_h(CC)}$  e CA  $P_{PV_h(CA)}$  de saída dos painéis PV para a hora  $h$  [ $W$ ] são calculadas empregando-se as Equações (3.17) e (3.18), respectivamente (GILMAN et al., 2018).

$$P_{PV_h(CC)} = Qtd_{mod} \cdot A_{mod} \cdot GI_h \cdot N_{PV_h} \cdot f_{PV_{CC}} \quad (3.17)$$

$$P_{PV_h(CA)} = P_{PV,DEG_h} \cdot \frac{N_{invPV}}{100} \cdot f_{PV_{CA}} \quad (3.18)$$

Em (3.17) e (3.18):  $Qtd_{mod}$  é a quantidade de módulos PV [adimensional];  $N_{invPV}$  é a eficiência do inversor dada em porcentagem;  $f_{PV_{CC}}$  é um fator que modela as perdas elétricas CC do sistema (módulo mismatch ( $L_{mismatch}$ ), diodo ( $L_{diodo}$ ) e fiação CC ( $L_{CC}$ )) [adimensional], demonstrado pela Equação (3.19);  $f_{PV_{CA}}$  é um fator que modela as perdas elétricas da fiação CA ( $L_{CA}$ ) [adimensional], conforme Equação (3.20);  $N_{PV_h}$  é o coeficiente de eficiência para a hora  $h$  do painel [adimensional], obtido pela Equação (3.21) (ZHAI et al., 2018); e  $P_{PV,DEG_h}$  é calculado conforme a Equação (3.22).

$$f_{PV_{CC}} = \left(1 - \frac{L_{mismatch}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{L_{diodo}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{L_{CC}}{100}\right) \quad (3.19)$$

$$f_{PV_{CA}} = \left(1 - \frac{L_{CA}}{100}\right) \quad (3.20)$$



$$N_{PV_h} = N_{PV,NOM} \cdot (1 + \gamma (T_{c_h} - T_{c,REF})) \quad (3.21)$$

Em (3.21):  $\gamma$  é o coeficiente de temperatura [ $\%/K$ ]; e  $T_{c,REF}$  é a temperatura do módulo sob condições padrões de teste (STC) [ $^{\circ}C$ ].

A degradação anual de um sistema PV é determinada pela multiplicação de um fator específico. Inicialmente, calcula-se a potência CC ( $P_{PV_{h_n}(CC)}$ ) para a hora  $h$  do ano  $n$  utilizando-se as equações previamente mencionadas. Posteriormente, as potências CC com degradação ( $P_{PV,DEG_{h_n}}$ ) da hora  $h$  do ano  $n$  são calculadas pela Equação (3.22).

$$P_{PV,DEG_{h_n}} = P_{PV_{h_n}(CC)} \cdot \left(1 - \frac{Deg_{PV}}{100}\right)^{n-1} \quad (3.22)$$

Em (3.21):  $P_{PV_{h_n}(CC)}$  é a potência CC da hora  $h$  do ano  $n$  antes de se aplicar a degradação [ $W$ ];  $Deg_{PV}$  é a degradação da placa solar [ $\%a.a.$ ]; e  $n$  é a quantidade de anos que já se passaram. Cabe destacar que o primeiro ano recebe o valor 1 para não ter degradação. Há 8760 horas para cada ano de funcionamento do módulo PV. Portanto, a letra  $h$  presente em  $P_{PV,DEG_{h_n}}$  e em  $P_{PV_{h_n}(CC)}$  varia de 1 a 8760.

#### 3.4.1.2 Modelagem das baterias

A tensão nos terminais da bateria varia em função da corrente, capacidade, e estado de carga, dentre outros fatores. O modelo das baterias contempla os modos de carregamento e descarregamento utilizando a mesma equação para os dois modos (DIORIO et al., 2015).

O modelo de tensão da bateria utilizado neste estudo não considera os efeitos da temperatura. A Equação (3.23) define a tensão horária da bateria [ $V$ ] no processo de carregamento e descarregamento (DIORIO et al., 2015).

$$V_h = V_0 - R \cdot i_{max} - K \cdot \left(\frac{Q_{full}}{Q_{full} - it_h}\right) + A \cdot e^{-B \cdot it_h} \quad (3.23)$$

Em (3.23):  $V_0$  é a tensão constante da bateria [ $V$ ];  $R$  é a resistência interna da bateria [ $\Omega$ ];  $i_{max}$  é a corrente máxima permitida na bateria [ $A$ ] de acordo com seu C-rate;  $K$  é o coeficiente de polarização [ $V/Ah$ ];  $Q_{full}$  é a capacidade máxima da bateria [ $Ah$ ];  $it_h$  é o valor absoluto da diferença entre carga atual e a carga máxima da bateria para a hora  $h$  [ $Ah$ ];  $A$  é a amplitude da zona exponencial [ $V$ ]; e  $B$  é a constante de tempo inversa da zona exponencial [ $Ah^{-1}$ ].

O modelo de tensão da bateria é um conceito eletroquímico genérico, e seus parâmetros são obtidos via datasheets dos fabricantes das baterias. Para se determinar os parâmetros  $R$ ,  $A$  e  $B$  presentes na Equação (3.23), utiliza-se os valores encontrados em (NAKAMA et al., 2022), pois os dados da bateria empregada neste estudo foram retirados desta referência.

Os valores de  $K$  e  $V_0$  podem ser calculados pelas Equações (3.24) e (3.25), respectivamente (DIORIO et al., 2015).

$$K = \frac{(V_{full} - V_{nom} + A \cdot (e^{-B \cdot Q_{nom}} - 1)) \cdot (Q_{full} - Q_{nom})}{Q_{nom}} \quad (3.24)$$

$$V_0 = V_{full} + K + R \cdot i_{max} - A \quad (3.25)$$

Os valores de  $V_{full}$ ,  $V_{nom}$  e  $Q_{nom}$  foram extraídos do gráfico intitulado “Características de descarga de tensão em diferentes taxas” presente no datasheet da bateria (RELION, 2023). Esses valores representam, nesta ordem, a tensão máxima da bateria quando ela está completamente carregada [V], a tensão no final da zona nominal [V], e a capacidade no final dessa mesma zona [Ah]. Vale ressaltar que o ponto de término da zona nominal é aquele em que a tensão da bateria começa a diminuir rapidamente. Esse ponto marca o fim da faixa de operação normal da bateria, antes de ela entrar em uma fase de descarga mais acentuada.

O valor de  $it_h$  pode ser calculado conforme as Equações (3.26) e (3.27) (DIORIO et al., 2015).

$$it_h = Q_{full} - Q_{atual_{h-1}} \quad (3.26)$$

$$Q_{atual_h} = Q_{atual_{h-1}} + i_h \quad (3.27)$$

Em (3.26) e (3.27):  $Q_{atual_h}$  e  $Q_{atual_{h-1}}$  [Ah] são as capacidades horárias atuais da bateria para a hora  $h$  e para hora  $h-1$ , respectivamente; e  $i_h$  é o valor da corrente para a hora  $h$  que foi empregada durante o processo de carga ou descarga da bateria.

No contexto do carregamento e descarregamento da bateria, o modelo de íon-lítio a considera como um reservatório, no qual a carga é retirada ou adicionada conforme a necessidade. Assume-se que, quando a corrente para a hora  $h$  é positiva ( $i_{descarga_h}$ ), a bateria está descarregando, e quando ela é negativa ( $i_{carga_h}$ ), tem-se o seu carregamento. Essa abordagem simplificada é horária e permite compreender o fluxo de energia na bateria de forma mais intuitiva. As Equações (3.28) e (3.29) são empregadas para o cálculo das correntes de carga e descarga horário da bateria (DIORIO et al., 2015).

$$i_{carga_h} = \frac{-(P_{PV_h(CA)} - P_{flat}) \cdot \frac{N_{inv_{bat}}}{100}}{V_h \cdot Qtd_{bat}} \quad (3.28)$$

$$i_{descarga_h} = \frac{P_{flat} - P_{PV_h(CA)}}{\frac{N_{inv_{bat}}}{100} \cdot V_h \cdot Qtd_{bat}} \quad (3.29)$$

Em (3.28) e (3.29):  $P_{flat}$  é a demanda de potência constante que deve ser entregue ao sistema na hora  $h$  [W];  $N_{inv_{bat}}$  é a eficiência do inversor da bateria [%]; e  $Qtd_{bat}$  é a quantidade de baterias [adimensional].

Há um conceito conhecido como  $C_{rate}$  que está inversamente relacionado ao tempo necessário para que uma bateria descarregue completamente ( $T_{drenar}$ ), dado em horas, partindo do estado de carga completa.

O processo de carga e descarga da bateria deve obedecer a um valor máximo de corrente determinado pelo  $C_{rate}$ , parâmetro fundamental para entender a dinâmica de descarga e carga das baterias, especial-

mente em aplicações que exigem gerenciamento preciso da energia armazenada.

O tempo ( $T_{drenar}$ ), dado em hora, para descarregar a bateria de 100% para 0% é de  $1/C_{rate}$ . Portanto, a corrente máxima [A] permitida é obtida conforme Equação (3.30) (DIORIO et al., 2015).

$$i_{max} = \frac{Q_{full}}{T_{drenar}} \quad (3.30)$$

Se a corrente de carga ( $i_{carga_h}$ ) ou a corrente de descarga ( $i_{descarga_h}$ ) exceder o valor máximo permitido ( $i_{max}$ ), a corrente será limitada a  $i_{max}$ , mantendo o sinal positivo para descarregar a bateria ou negativo para carregar a bateria. Esse procedimento é essencial para garantir a operação segura e eficiente das baterias, evitando sobrecargas ou descargas excessivas.

A bateria pode ser carregada e descarregada até um determinado nível de carga, expresso em porcentagem. O valor percentual para a hora  $h$  da carga é calculado com base no State of Charge ( $SOC_h$ ), que indica quanto da capacidade total da bateria está atualmente disponível para a hora  $h$ . O menor e o maior valor percentual da carga que a bateria pode ser descarregada e carregada são dados por  $SOC_{min}$  e  $SOC_{max}$ . A variável  $Q_{max}$  é obtida pela multiplicação da porcentagem remanescente da capacidade máxima da bateria ( $Rem_{Cap}$ ) por  $Q_{full}$ . Desta forma, o valor percentual da carga horário é calculado empregando-se a Equação (3.31) (DIORIO et al., 2015).

$$SOC_h = \frac{Q_{atual_h} \cdot 100}{Q_{max}} \quad (3.31)$$

No processo de descarga da bateria, se  $Q_{atual_{h-1}} - i_{descarga_h} < \frac{SOC_{min}}{100} \cdot Q_{max}$ , a corrente de descarga é encontrada pela Equação (3.32), e o nível de SOC será  $SOC_{min}$ . Já para o caso do processo de carga, se  $Q_{atual_{h-1}} - i_{carga_h} > \frac{SOC_{max}}{100} \cdot Q_{max}$ , a corrente de carga é encontrada pela Equação (3.33), e o nível de SOC será  $SOC_{max}$  (DIORIO et al., 2015).

$$i_{descarga_h} = Q_{atual_{h-1}} - \frac{SOC_{min}}{100} \cdot Q_{max} \quad (3.32)$$

$$i_{carga_h} = \frac{SOC_{max}}{100} \cdot Q_{max} - Q_{atual_{h-1}} \quad (3.33)$$

As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam os fluxogramas para os casos de descarregamento e carregamento da bateria, respectivamente.

A potência para a hora  $h$  de carga e de descarga CA da bateria envolvendo a eficiência do inversor é mostrada nas Equações (3.34) e (3.35), respectivamente (DIORIO et al., 2015).

$$P_{bat,carga_h(CA)} = \frac{i_{carga_h} \cdot V_h \cdot Qtd_{bat}}{\frac{N_{invbat}}{100}} \quad (3.34)$$

$$P_{bat,descarga_h(CA)} = i_{descarga_h} \cdot V_h \cdot Qtd_{bat} \cdot \frac{N_{invbat}}{100} \quad (3.35)$$

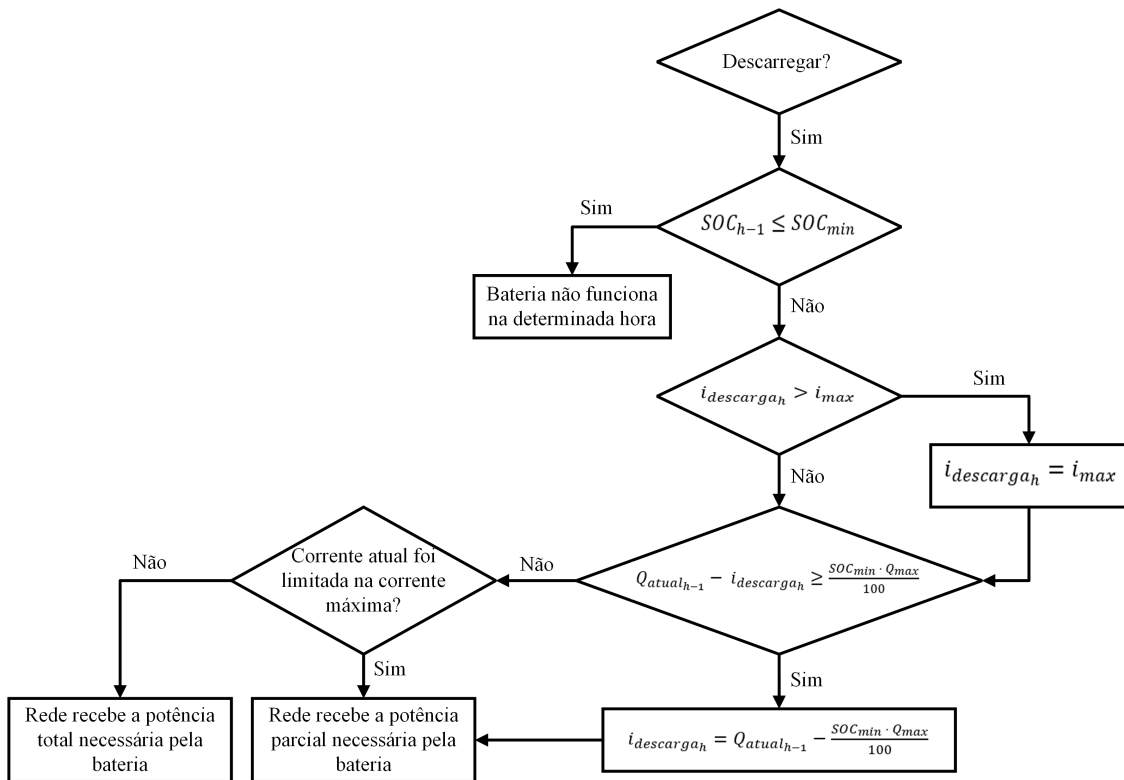


Figura 3.3: Descarregamento da bateria (Elaborado pelo autor conforme (DIORIO et al., 2015)).

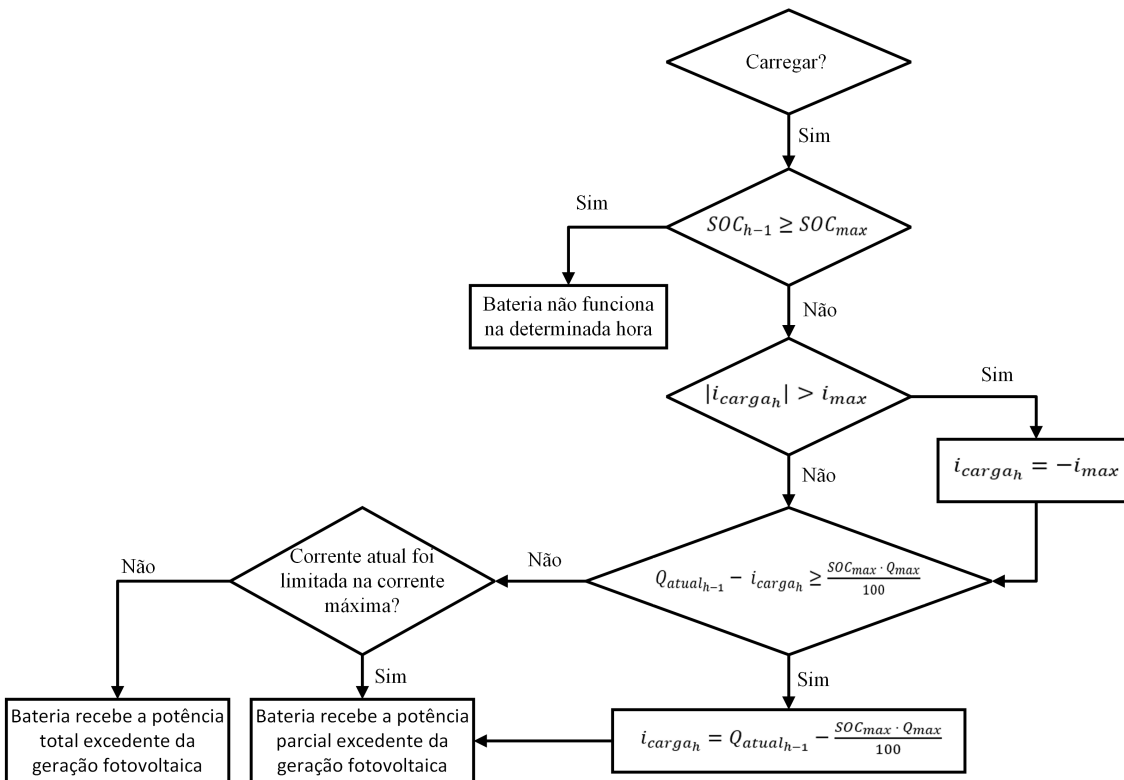


Figura 3.4: Carregamento da bateria (Elaborado pelo autor conforme (DIORIO et al., 2015)).

A bateria de íon-lítio apresenta características de degradação que estão diretamente relacionadas à quantidade de ciclos de carga e descarga. Quanto maior o número de ciclos de carga e descarga, maior será o impacto na sua degradação.

Para monitorar o número de ciclos pelos quais a bateria passou, emprega-se o algoritmo de contagem de ciclos *rainflow* (DOWNING; SOCIE, 1982). Esse método analisa três pontos consecutivos na trajetória de carga para determinar se um ciclo de carga e descarga ocorreu. O processo funciona da seguinte maneira: primeiro, identifica-se os picos e vales na história de carregamento. Em seguida, o algoritmo considera esses extremos e calcula a área entre eles, representando a energia do ciclo. Essa abordagem leva em conta tanto os ciclos completos quanto os parciais, tornando-a eficaz para avaliar a fadiga da bateria ao longo do tempo.

Para se determinar a quantidade de ciclos, foi utilizado a biblioteca *rainflow* do Python, que implementa o algoritmo ASTM E1049-85 de *rainflow*. No entanto, foram efetuadas modificações na saída do código. Na versão original da biblioteca, a função retorna todos os meios ciclos e ciclos completos, juntamente com suas amplitudes. Na versão adaptada, a função retorna apenas a quantidade total de ciclos ocorridos.

Para se otimizar o processamento do código, utilizou-se segmentos do vetor de Estado de Carga (*SOC*, do inglês *State of Charge*) da bateria para se calcular a quantidade de ciclos. Quando ocorre um ciclo completo, o histórico do *SOC* utilizado para calcular a degradação é removido, e a informação sobre meios ciclos é transmitida adiante para ser incorporada ao total de novos ciclos. Essa abordagem evita que o algoritmo percorra todo o histórico do *SOC* a cada nova hora de funcionamento da bateria. Para cada nova contagem de ciclo, a bateria é degradada e recebe um novo valor de  $Q_{max}$ .

Manter uma reserva de energia na bateria é crucial por algumas razões importantes. Primeiro, prolonga-se a vida útil da bateria, pois descarregar completamente uma bateria de íons de lítio pode causar estresse químico e acelerar a sua degradação. Segundo, essa reserva ajuda a manter a estabilidade da tensão, evitando quedas abruptas que poderiam afetar o funcionamento de dispositivos eletrônicos. Em vez de uma profundidade de descarga (*DoD*, do inglês *Depth of Discharge*) de 100%, os fabricantes preferem que as baterias atinjam 80% do *DoD*. Isso significa que apenas 80% da energia disponível está sendo entregue, enquanto 20% permanece em reserva.

Para se determinar o momento ideal para a troca da bateria, é necessário utilizar a quantidade de ciclos e decidir a porcentagem da capacidade original no qual deve ocorrer a substituição da bateria. Essa quantidade de ciclos é obtida via equação da reta, que é derivada do gráfico que relaciona a quantidade de ciclos com a capacidade remanescente da bateria presente no datasheet da bateria.

### 3.4.1.3 Modelagem e dimensionamento dos inversores

O modelo selecionado para o inversor da parte PV e da bateria atua como um fator de eficiência. Quando o fluxo de energia é do lado CC para o lado CA, o inversor converte a potência CC para a potência CA. Da mesma forma, quando o fluxo é do lado CA para o lado CC, o inversor converte a potência CA para a potência CC. Esse fator de conversão está presente nas Equações (3.18), (3.29), (3.28), (3.34) e (3.35) (GILMAN et al., 2018; DIORIO et al., 2015).

Com base no que se pode observar nos projetos registrados na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), é comum a instalação de inversores do sistema PV com potência CC maior do que a potência CA, ou seja, a potência do inversor é subestimada em relação à capacidade nominal dos módulos PV. Cada empreendedor adota um fator de dimensionamento do inversor (FDI), que corresponde à razão entre a potência CA e a potência CC. A escolha do FDI depende de uma avaliação de custo e benefício, pois ele pode resultar em menor investimento e operação mais eficiente dos inversores, mas isso pode também implicar no não aproveitamento de parte da energia gerada pelos módulos PV devido à limitação da capacidade do inversor. O FDI dos empreendimentos varia de 74,1% a 93,8%, conforme apresentado em (EPE, 2015).

Dessa forma, a escolha do FDI foi baseada na média dos seus valores apresentados em (EPE, 2015). Para se identificar a potência CA do inversor da parte PV ( $P_{invPV(CA)}$ ), calculou-se a potência horária de saída CC conforme a Equação (3.17), para o ano meteorológico típico. O cálculo da potência horária de saída CC é efetuado de forma determinística. Encontra-se o maior valor horário da produção PV ( $P_{PV_{max,det}}$ ) dentre seus 8760 valores e multiplicando-o pelo FDI, conforme a Equação (3.36), identifica-se a potência CA do inversor ( $P_{invPV(CA)}$ ) (EPE, 2015).

$$P_{invPV(CA)} = P_{PV_{max,det}} \cdot FDI \quad (3.36)$$

Cabe destacar que, caso a produção PV em corrente CC, contemplando suas respectivas degradações ao longo do tempo, multiplicada pela eficiência do inversor, seja superior à potência nominal do inversor em corrente CA, a energia entregue ao sistema será limitada à potência do inversor em CA, considerando também as perdas devido à fiação em CA.

Os inversores do sistema de armazenamento a baterias ( $P_{invbat}$ ) foram dimensionados conforme a carga e descarga máxima suportada pela bateria em um período de uma hora, conforme Equação (3.37) (DIORIO et al., 2015). Caso o resultado de  $P_{invbat}$  seja maior que a demanda horária do sistema ( $P_{flat}$ ),  $P_{invbat}$  será configurado para ser igual a demanda horária.

$$P_{invbat} = P_{nombat} \cdot Qtd_{bat} \cdot \frac{i_{max}}{Q_{full}} \quad (3.37)$$

Em (3.37):  $P_{nombat}$  é o potência nominal da bateria.

### 3.4.2 Modelagem da usina heliotérmica do tipo torre solar com armazenamento térmico

Neste estudo, será elaborada uma metodologia para a modelagem de uma usina CSP do tipo SPT.

A modelagem proposta para a usina CSP do tipo SPT e os 4 elementos que compõem a planta otimizada, a saber: o campo solar, o receptor, o ciclo de potência e o armazenamento térmico. Com base nesta modelagem, é possível quantificar a produção líquida horária de eletricidade. Com as entradas dos dados técnicos do campo de heliostatos, define-se as configurações para o algoritmo de otimização SolarPILOT. Neste estudo, empregou-se o software SAM para o processo de otimização do layout do heliostato, quantidade de heliostatos, altura e diâmetro do receptor e, por fim, a altura da torre solar. O SolarPILOT calcula

automaticamente as posições dos heliostatos e os valores ideais para a altura da torre, a altura do receptor, o diâmetro do receptor e a quantidade de heliostatos.

### 3.4.2.1 Modelagem do campo solar

O campo de heliostatos está sujeito a perdas ópticas que resultam em uma imagem refletida na superfície do receptor que é um pouco menor que do que a quantidade de energia solar originalmente incidente na superfície dos heliostatos. A potência incidente no campo de heliostatos da hora  $h$  ( $P_{incidente_{heh}}$ ) e a potência que atinge com sucesso a superfície do receptor da hora  $h$  ( $P_{incidente_{re_h}}$ ), são calculadas conforme Equações (3.38) e (3.39) (OLIVEIRA, 2020; WAGNER et al., 2017).

$$P_{incidente_{heh}} = A_{he} \cdot Qtd_{he} \cdot A_{reflex} \cdot E_{bh} \quad (3.38)$$

$$P_{incidente_{re_h}} = P_{incidente_{heh}} \cdot \frac{N_{field}}{100} \quad (3.39)$$

Em (3.38) e (3.39):  $A_{he}$  é a área dos heliostatos [ $m^2$ ];  $Qtd_{he}$  é a quantidade de heliostatos [adimensional];  $A_{reflex}$  é um fator que representa o percentual da área do heliostato que de fato irá refletir [adimensional]; e  $N_{field}$  é a eficiência do campo solar [adimensional].

O receptor é responsável por produzir a energia que alimentará o ciclo de potência. Devido à diferença de temperaturas entre o envelope e o ambiente, ocorrem dois modos de transferência de calor, ou seja, radiação entre o céu e o envelope de vidro e convecção entre o ar ambiente e o envelope. Com isso, duas perdas principais atenuam a potência transferida ao fluido, a saber, perdas por radiação da hora  $h$  ( $Q_{rad_h}$ ) e por convecção da hora  $h$  ( $Q_{conv_h}$ ). Levando-se em consideração a energia solar absorvida pelo tubo absorvedor e as perdas térmicas do receptor, a potência útil no receptor na hora  $h$  ( $P_{r_h}$ ) pode ser calculada pela Equação (3.40). A potência  $P_{r_h}$  é a diferença não negativa entre a potência  $P_{incidente_{re_h}}$  e as perdas térmicas por convecção e por radiação. (OLIVEIRA, 2020; WAGNER et al., 2017) (SAM, 2023).

$$P_{r_h} = P_{incidente_{re_h}} - Q_{rad_h} - Q_{conv_h} \quad (3.40)$$

As perdas por radiação no receptor ( $Q_{rad_h}$ ) podem ser obtidas por meio das Equações (3.41), (3.42), (3.43), (3.44), (3.45) e (3.46) (WAGNER et al., 2017; WAGNER, 2008; LAWRENCE, 2005).

$$Q_{rad_h} = H_{amb_h} \cdot \pi \cdot D_r \cdot H_r \cdot (T_r - T_{a_h}) + H_{sky_h} \cdot \pi \cdot D_r \cdot H_r \cdot (T_r - T_{sky_h}) \quad (3.41)$$

$$H_{amb_h} = StB \cdot rse \cdot 0,5 \cdot (T_r^2 + T_{a_h}^2) \cdot (T_r - T_{a_h}) \quad (3.42)$$

$$H_{sky_h} = StB \cdot rse \cdot 0,5 \cdot (T_r^2 + T_{sky_h}^2) \cdot (T_r - T_{sky_h}) \quad (3.43)$$

$$T_r = ((T_{quente,HTF} + T_{frio,HTF}) \cdot 0,5) + 273,15 \quad (3.44)$$

$$T_{sky_h} = T_{a_h} \cdot (0,711 + 0,0056 \cdot T_{po_h} + 0,000073 \cdot T_{po_h}^2 + 0,013 \cdot \cos(15t_h))^{1/4} \quad (3.45)$$

$$T_{po_h} = \frac{243,04 \cdot \frac{17,625 \cdot T_{a_h}}{243,04 \cdot T_{a_h}} + \ln\left(\frac{UR_h}{100}\right)}{17,625 - \frac{17,625 \cdot T_{a_h}}{243,04 \cdot T_{a_h}} + \ln\left(\frac{UR_h}{100}\right)} \quad (3.46)$$

Em (3.41), (3.42), (3.43), (3.44), (3.45) e (3.46):  $D_r$  é o diâmetro do receptor [m];  $H_r$  é a altura do receptor[m];  $T_r$  é a temperatura média do receptor [K];  $T_{a_h}$  é a temperatura ambiente extraída da série sintética temperatura ambiente para a hora h [K];  $StB$  é a constante de Stefan-Boltzmann [ $W/m^2 \cdot K^4$ ];  $rse$  é a emissividade da superfície [adimensional];  $T_{quente,HTF}$  é a temperatura do tanque quente [°C];  $T_{frio,HTF}$  é a temperatura do tanque frio [°C];  $T_{sky_h}$  é a temperatura do céu da hora h [K], estimada conforme (NEISES; WAGNER, 2012);  $T_{po_h}$  é a temperatura do ponto de orvalho da hora h [°C];  $UR_h$  é a umidade relativa do ar da série sintética da umidade relativa da hora h dada em porcentagem; e  $t_h$  é referente a hora do dia e varia de 0 a 23 [adimensional].

As perdas por convecção ( $Q_{conv_h}$ ) são calculadas conforme Equações (3.47) e (3.48) (SAM, 2023).  $Q_{conv_h}$  representa a transferência de calor do receptor para o ambiente externo graças à circulação do ar. As perdas por convecção são proporcionais a um coeficiente de convecção mista. Este coeficiente incorpora tanto a convecção forçada [ $W/m^2 \cdot K$ ] para a hora h ( $H_{f_h}$ ) quanto a convecção natural [ $W/m^2 \cdot K$ ] para a hora h ( $H_{n_h}$ ).

$$Q_{conv_h} = 4 \cdot (H_{f_h}^{3,2} + H_{n_h}^{3,2})^{1/3,2} \cdot A_r \cdot \left(T_r - \frac{T_r + T_{a_h}}{2}\right) \quad (3.47)$$

$$H_{f_h} = Nu_{D_h} \cdot \frac{k_{air}}{D_r} \quad (3.48)$$

Em (3.47) e (3.48):  $A_r$  é área do receptor [ $m^2$ ];  $k_{air}$  é a condutividade térmica do ar [ $W/(m \cdot K)$ ];  $D_r$  é o diâmetro do receptor [m]; e  $Nu_{D_h}$  [adimensional] é o número de Nusselt para a hora h, o qual é obtido seguindo a correlação apresentada por (OLIVEIRA, 2020) que representa uma aproximação para o raio dos tubos do receptor.

Um estudo desenvolvido por (FEIERABEND, 2010) mostrou que várias correlações convectivas para receptores de alta temperatura subestimam a perda convectiva prevista pelo ANSYS Fluent. Neste estudo, foi adotado um fator multiplicador igual quatro para modificar o coeficiente de convecção mista no modelo.

As correlações utilizadas são determinadas considerando-se tanto a rugosidade do receptor quanto o regime de escoamento do fluido que absorve o calor, no caso em análise, o ar. Nesse contexto, é importante destacar que o cálculo do número de Reynolds da hora h ( $Re_{D_h}$ ) [adimensional] se faz necessário para determinar o grau de turbulência do fluido. O  $Re_{D_h}$  pode ser calculado empregando-se a Equação (3.49) (SAM, 2023).



$$Re_{D_h} = \rho_{csp} \cdot \frac{\left( \frac{\log\left(\frac{(H_{torre} + H_r)/2}{0,003}\right)}{\log\left(\frac{10}{0,003}\right)} \cdot V_{v_h} \right)}{v_d} \cdot D_r \quad (3.49)$$

Em (3.49):  $\rho_{csp}$  é a densidade do ar [ $kg/m^3$ ]; e  $v_d$  é a viscosidade dinâmica do ar [Pa.s]; e  $H_{torre}$  é a altura da torre [m].

O coeficiente natural da hora h para receptores cilíndricos pode ser determinado segundo as Equações (3.50) e (3.51) (OLIVEIRA, 2020).

$$H_{n_h} = 0,098 \cdot Gr_{H_h}^{\frac{1}{3}} \cdot \left( \frac{T_r}{T_{a_h}} \right)^{-0,14} \cdot \frac{k_{air}}{H_r} \quad (3.50)$$

$$Gr_{H_h} = g \cdot \beta \cdot (T_r - T_{a_h}) \cdot \frac{H_r^3}{v_k^2} \quad (3.51)$$

Em (3.50) e (3.51):  $g$  é a aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ];  $\beta$  é o coeficiente de expansão volumétrica do ar [ $K^{-1}$ ]; e  $v_k$  é a viscosidade cinemática do ar [ $m/s^2$ ].

A perda de energia térmica por metro de comprimento de tubulação entre a torre e o sistema de armazenamento térmico ( $Perda_{tubos}$ ) [W], incluindo tubulação quente e fria, é determinado pelas Equações (3.52), (3.53), (3.54) e (3.55) (SAM, 2023).

$$Perda_{tubos} = Perda_{frio} + Perda_{quente} \quad (3.52)$$

$$Perda_{frio} = Coef_{perda_1} \cdot 2 \cdot \pi \sqrt{\frac{A_{cs}}{\pi}} \cdot \frac{H_r \cdot Cano_m}{2} \cdot (T_{frio,HTF} - T_{amb_{des}}) \quad (3.53)$$

$$Perda_{quente} = Coef_{perda_1} \cdot 2 \cdot \pi \sqrt{\frac{A_{cs}}{\pi}} \cdot \frac{H_r \cdot Cano_m}{2} \cdot (T_{quente,HTF} - T_{amb_{des}}) \quad (3.54)$$

$$A_{cs} = \frac{Taxa_{flow}}{V_{tubo} \cdot (10^{-7} \cdot T_r^3 + 0,0002 \cdot T_r^2 - 0,7875 \cdot T_r + 2299,4)} \quad (3.55)$$

Em (3.52), (3.53), (3.54) e (3.55):  $Coef_{perda_1}$  é o coeficiente de perda de calor do tubo [ $W/(m^2 \cdot K)$ ];  $Cano_m$  é um multiplicador da altura da torre de 2,6 [adimensional];  $T_{amb_{des}}$  é temperatura ambiente de projeto dos tubos de 293,15 K;  $Taxa_{flow}$  é taxa de fluxo de massa projetada [ $kg/s$ ]; e  $V_{tubo}$  é a velocidade alvo da tubulação de 3 m/s.

### 3.4.2.2 Modelagem do sistema de armazenamento térmico

A capacidade do armazenamento térmico é dada pela Equação (3.56) (AZEVEDO et al., 2023).

$$Q_{TES} = P_{nom}^{PC} \cdot \Delta T_{load} \quad (3.56)$$

Em (3.56):  $Q_{TES}$  é a potência máxima da capacidade de armazenamento térmico [Wt-hr];  $P_{nom}^{PC}$  é a potência nominal de entrada do ciclo de potência (PC) [W]; e  $\Delta T_{load}$  é equivalente a horas de carga total de TES [adimensional].

Os tanques também apresentam perdas horárias de potência ( $HTF_{loss}$ ) e elas são calculadas pelas Equações (3.57) e (3.58) (SAM, 2023).

$$HTF_{loss} = \left( Coef_{perda2} \cdot \frac{V_{HTF}}{h_{HTF}} + \pi \cdot 2 \cdot \left( \frac{V_{HTF}}{\pi \cdot h_{HTF}} \right)^{0,5} \cdot h_{HTF} \right) \cdot (T_{frio,HTF} - T_{amb_{des,HTF}}) \quad (3.57)$$

$$V_{HTF} = \frac{Q_{TES} \cdot 3600}{Den_{fluido} \cdot C \cdot (T_{frio,HTF} - T_{quente,HTF}) \cdot \frac{1 - h_{min}}{h_{HTF}}} \quad (3.58)$$

Em (3.57) e (3.58):  $Coef_{perda2}$  é o coeficiente de perda térmica do tanque [ $W/(m^2 \cdot K)$ ];  $V_{HTF}$  é o volume total do tanque de armazenamento [ $m^3$ ];  $h_{HTF}$  é a altura do volume do fluido [m];  $T_{amb_{des,HTF}}$  é a temperatura ambiente de projeto dos tanques de 288,15 K;  $Den_{fluido}$  é a densidade do fluido [ $kg/m^3$ ];  $C$  é o calor específico do fluido [ $kJ/(kg \cdot K)$ ]; e  $h_{min}$  é a altura mínima permitida de fluido nos tanques de armazenamento [m].

### 3.4.2.3 Modelagem do transiente do receptor e do ciclo de potência

Nesse estudo, empregou-se o transiente no receptor e no ciclo de potência. Dessa forma, essas duas partes da planta SPT consomem energia para serem ligadas e, caso elas venham a ser desligadas, faz-se necessário um novo processo de ligamento.

Define-se dois modos de operação para o transiente do receptor e ciclo de potência.

i. Modo 1:

- Se a potência recebida pelo receptor for zero, considerando-se as perdas por radiação e convecção, o receptor será automaticamente desligado.
- Se a potência recebida pelo ciclo de potência for zero, o ciclo de potência será automaticamente desligado.

ii. Modo 2:

- Se a potência recebida pelo receptor for maior que zero e a potência recebida pelo receptor na

hora anterior for zero, considerando-se as perdas por radiação e convecção, o receptor entra em modo de consumir certa energia para ligar.

- Se a potência recebida pelo ciclo de potência for maior que zero e a potência recebida pelo ciclo de potência na hora anterior for zero, o ciclo de potência entra em modo de consumir certa energia para ligar.

No modo 2 para a parte do receptor, calcula-se duas potências utilizando-se as Equações (3.59) e (3.60). A potência necessária para ligar o receptor ( $P_{r_{startup}}$ ) é determinada pelo maior valor obtido por meio destas duas equações. Se  $P_{r_h}$  for maior que  $P_{r_{startup}}$ , o receptor utilizará a potência necessária para ligar e será ativado imediatamente. Caso contrário, o receptor irá consumir a potência que chega ao receptor nas próximas horas até completar o valor de  $P_{r_{startup}}$  (SAM, 2023).

$$P_{r_{startup1h}} = P_{r_h} \cdot C \cdot 1000 \cdot (T_{quente,HTF} - T_{frio,HTF}) \cdot Re_{tempo} \quad (3.59)$$

$$P_{r_{startup2h}} = Fator_{min_{re}} \cdot P_{nom}^{re} \quad (3.60)$$

Em (3.59) e (3.60): O calor específico do fluido utilizado é calculado conforme a Equação (3.61) (SAM, 2023);  $Re_{tempo}$  é a constante de tempo designada para realizar o transiente dado em horas; e  $Fator_{min_{re}}$  é a fração da potência nominal do receptor ( $P_{nom}^{re}[W]$ ) necessária durante o período de inicialização [adimensional].

$$C = -1^{-10} \cdot T_r^3 + 2^{-7} \cdot T_r^2 + 5^{-6} \cdot T_r + 1,4387 \quad (3.61)$$

No modo 2, para a parte do ciclo de potência, calcula-se a potência necessária para ligar o receptor utilizando a Equação (3.62). Se potência que chega ao ciclo de potência for maior que potência demanda para ligar ( $P_{PC_{startup}}$ ), o ciclo de potência consumirá a potência necessária para ligar e será ativado imediatamente. Qualquer energia excedente não utilizada para a partida estará disponível para entrega ao sistema. Caso contrário, o ciclo de potência irá consumir a potência que chega ao ciclo de potência nas próximas horas até completar o valor de  $P_{PC_{startup}}$ . Enquanto não completar  $P_{PC_{startup}}$ , nenhuma potência será entregue ao sistema.

$$P_{PC_{startup}} = Fator_{min_{PC}} \cdot P_{nom}^{PC} \quad (3.62)$$

Em (3.62):  $Fator_{min_{PC}}$  é a fração da potência nominal do ciclo de potência necessária durante o período de inicialização [adimensional].

### 3.5 LÓGICA DE DESPACHO DA USINA HELIOTÉRMICA

A potência útil ( $P_{TES,PC_h}$ ) que é entregue ao tanque de armazenamento térmico ou ao ciclo de potência é obtida por meio do balanço de potência do receptor solar ( $P_{r_h}$ ) menos a perda pela tubulação ( $Perda_{tubos}$ ), conforme a Equação (3.63).

$$P_{TES,PC_h} = P_{r_h} - Perda_{tubos} \quad (3.63)$$

Com base em  $P_{TES,PC_h}$  e na quantidade de energia armazenada nos tanques, estabelece-se o início da estratégia de despacho interna da usina CSP.

Dada a capacidade de armazenamento, são definidos oito modos estratégicos de operação para o TES. Tais estratégias consideram cinco parâmetros: a potência útil ( $P_{TES,PC_h}$ ); a potência nominal do ciclo de potência ( $P_{nom}^{PC}$ ), a capacidade atual do armazenamento térmico ( $Q_{Atual, TES_h}$ ), a capacidade máxima do armazenamento térmico ( $Q_{TES}$ ) e o transiente do ciclo de potência ( $P_{PC_{startup}}$ ). Esta abordagem visa satisfazer a potência nominal do ciclo de potência, utilizando os recursos disponíveis do receptor e do sistema TES (WAGNER; GILMAN, 2011). Tais estratégias são descritas a seguir.

- i. **Estratégia 1:** Casos em que não tem energia chegando no receptor e o armazenamento térmico supre a demanda total do ciclo de potência. Ciclo de potência opera em carga plena.
- ii. **Estratégia 2:** Casos em que não tem energia chegando no receptor e o armazenamento térmico supre a demanda mínima do ciclo de potência. Ciclo de potência opera entre potência mínima e carga plena.
- iii. **Estratégia 3:** Casos em que não tem energia chegando no receptor e o armazenamento térmico não supre a demanda mínima do ciclo de potência. Ciclo de potência não produz energia.
- iv. **Estratégia 4:** Casos em que a energia total produzida pelo campo solar não é suficiente para alimentar o mínimo do ciclo de potência e o TES não possui reservas para suportar a produção mínima do ciclo de potência. Nestas condições, o armazenamento receberá a energia produzida pelo receptor. Ciclo de potência não produz energia.
- v. **Estratégia 5:** Casos em que o campo solar está totalmente focado, mas necessita do TES para complementar a potência enviada ao ciclo de potência. Ciclo de potência opera em carga plena.
- vi. **Estratégia 6:** Casos em que o campo solar está totalmente focado, mas necessita do TES para a potência do ciclo de potência estar entre operação mínima e carga plena (Toda energia do TES é usada). Ciclo de potência opera entre potência mínima e carga plena.
- vii. **Estratégia 7:** Casos em que a potência útil do receptor excede a energia que pode ser utilizada no ciclo de potência ou no TES. O campo solar deve ser parcialmente desfocado, rejeitando a energia restante que não pode ser aproveitada. Ciclo de potência opera em carga plena.
- viii. **Estratégia 8:** Casos em que a potência útil do receptor supera a demanda do ciclo de potência, mas todo o excesso de energia térmica pode ser desviado para o TES. Ciclo de potência opera em carga plena.

Na próxima seção 3.6, a lógica interna da usina CSP nos modos 1 e 2, conforme representado no fluxograma da Figura 3.6, seguem as estratégias descritas anteriormente. Para o modo 3, que trata da lógica interna da usina CSP para carregar o armazenamento térmico, as estratégias descritas a seguir são aplicadas. Ademais, neste modo 3, o ciclo de potência sempre está desligado.

- i. **Estratégia 1:** Casos em que a potência horária útil do receptor excede a energia que pode ser enviada ao armazenamento térmico. O campo solar deve ser parcialmente desfocado, rejeitando a energia restante que não pode ser aproveitada.
- ii. **Estratégia 2:** Casos em que a potência horária útil do receptor não excede a energia que pode ser enviado ao armazenamento térmico. Armazenamento térmico recebe toda a energia do receptor.

A potência horária útil gerada pelo ciclo de potência pode ser obtida pela Equação (3.64).

$$P_{CSP_h} = N_{PC} \cdot P_{in_{PC_h}} \cdot F_{B-L} \quad (3.64)$$

Em (3.64):  $P_{CSP_h}$  é a potência útil gerada pelo ciclo de potência na hora  $h$  [W];  $N_{PC}$  é a eficiência do ciclo de potência [adimensional];  $P_{in_{PC_h}}$  é a potência entregue ao ciclo de potência a depender da estratégia utilizada na hora  $h$  [W]; e  $F_{B-L}$  é o fator de conversão bruto para líquido [adimensional] que estima a relação entre a energia elétrica entregue à rede e a produção bruta do ciclo de potência, e representa o valor das perdas parasitárias.

A degradação anual da usina CSP é determinada pela multiplicação de um fator específico. Inicialmente, calcula-se  $P_{CSP}$  para a hora  $h$  do ano  $n$  utilizando-se as equações previamente mencionadas. Posteriormente, as potências com degradação ( $P_{CSP,DEG_{h_n}}$ ) da hora  $h$  do ano  $n$  são calculadas pela Equação (3.65).

$$P_{CSP,DEG_{h_n}} = P_{CSP_{h_n}} \cdot \left(1 - \frac{Deg_{CSP}}{100}\right)^{n-1} \quad (3.65)$$

Em (3.65):  $P_{CSP_{h_n}}$  é a potência da hora  $h$  do ano  $n$  antes de aplicar a degradação [W],  $Deg_{CSP}$  é a degradação da usina CSP [% a.a.], e  $n$  é a quantidade de anos que já se passaram. Cabe destacar que o primeiro ano recebe o valor 1 para não ter degradação [adimensional]. Há 8760 horas para cada ano de funcionamento da usina CSP.

### 3.6 LÓGICA DE DESPACHO DA USINA HÍBRIDA

A lógica de despacho da usina híbrida envolve os quatro componentes principais: i) a usina PV, ii) a bateria, iii) a usina CSP, e iv) o armazenamento térmico.

A Figura 3.5 adaptado de (ZURITA et al., 2018) apresenta os modos de operação da lógica geral da usina híbrida e o comportamento para um período de alta incidência solar e baixa incidência solar. O objetivo da estratégia de despacho é fornecer, para a rede elétrica, uma potência constante para atender

a demanda horária ( $P_{flat}$ ), conforme feito em (ZURITA et al., 2018). O modo de operação prioriza a produção da usina PV para atender à demanda, enquanto a usina CSP funciona como um backup da usina PV. Cabe destacar que, segundo (ZURITA et al., 2018), os autores estabeleceram uma potência de referência ( $P_{ref}$ ) e dependendo de como a produção PV esteja em relação a  $P_{ref}$  e a  $P_{flat}$ , diferentes modos de operação são selecionados. Assim, foram definidos três modos de operação.

- i. **Modo 1 (Trecho M1 da Figura 3.5):** Quando a produção da usina PV estiver abaixo de  $P_{ref}$  (Ponto P1 da Figura 3.5), a usina CSP opera para cobrir o déficit de energia e atender à demanda. Esta usina não pode operar em condição abaixo de potência mínima (30%). Se tanto a usina PV quanto a usina CSP não conseguirem atender à demanda horária, a bateria entra em funcionamento para suprir a energia restante necessária e completar a demanda.
- ii. **Modo 2 (Trecho M2 da Figura 3.5):** Quando a produção da usina PV estiver acima de  $P_{ref}$  (Ponto P1 da Figura 3.5), mas ainda for insuficiente para atender à demanda da rede (abaixo de  $P_{flat}$ ) (Ponto P2 da Figura 3.5), a usina CSP atua para cobrir o déficit de energia. Cabe destacar que a usina CSP não pode operar em condição abaixo da potência mínima igual a 30%. O excedente de energia PV (acima de  $P_{ref}$ ) é armazenado no sistema de baterias ou descartado para a rede, se a bateria estiver completamente carregada, para que não se tenha desperdício de energia.
- iii. **Modo 3 (Trecho M3 da Figura 3.5):** Quando a usina PV produzir mais do que a demanda  $P_{flat}$  (Ponto P2 da Figura 3.5), o bloco de potência da CSP será desligado, e o excedente de energia da usina PV (acima de  $P_{flat}$ ) será armazenado na bateria ou descartado para a rede se a bateria estiver completamente carregada. Além disso, toda a energia que chega aos receptores da usina CSP será utilizada para carregar o armazenamento térmico. Caso esse armazenamento esteja em sua capacidade máxima, o campo solar será totalmente desfocado.

Vale destacar algumas especificidades dessa lógica de despacho. No modo 2 e 3, a bateria está sempre carregando com o excedente da produção PV acima de  $P_{ref}$  ou  $P_{flat}$ . No modo 1, a bateria sempre funciona descarregando energia. Além disso, no modo 3, a usina CSP opera para carregar seu armazenamento térmico. Caso este atinja 100% de sua capacidade e mais energia chegue ao campo solar, os helióstatos devem ser desfocados para evitar o envio de energia adicional à torre solar.

A Figura 3.6, de autoria própria, exhibe o fluxograma geral dos modos de operação da usina híbrida. O algoritmo é descrito da seguinte forma:

1. Definir dados técnicos dos componentes da usina híbrida, um contador (h) que representa a passagem por cada hora do ano e um contador ( $Qtd_{anos}$ ) para acompanhar quantos anos se passaram até se atingir a vida útil total da usina híbrida ( $Qtd_{anos_{total}}$ );
2. Para cada hora de cada ano:
  - i. Calcular  $P_{PV,DEG_h}$  e  $P_{PV_h(CA)}$ , conforme as Equações (3.22) e (3.18), respectivamente;
  - ii. Se  $P_{PV_h(CA)} > P_{inv_{PV}(CA)}$ , executar o passo iii. Se não, executar o passo iv;

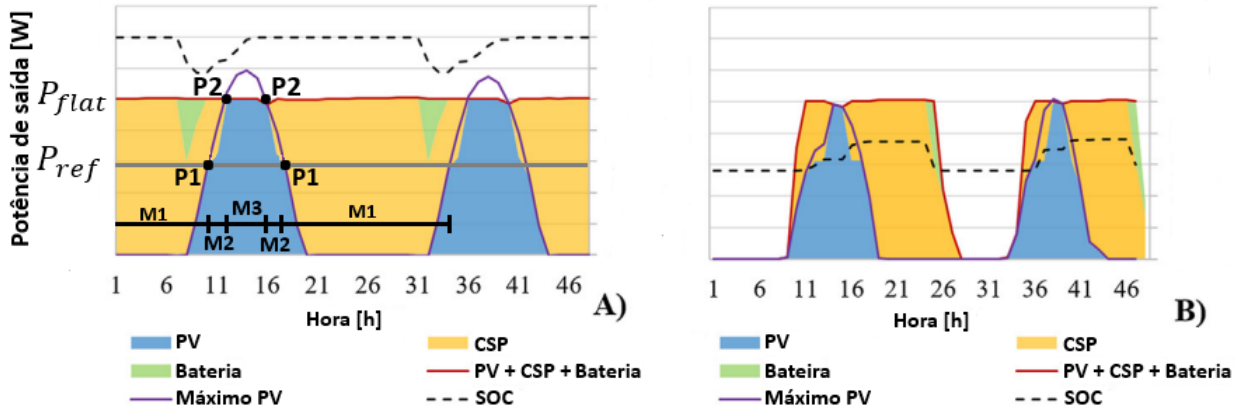


Figura 3.5: Potência despachada da usina híbrida durante (A) alta incidência solar, (B) baixa incidência solar, adaptado de (ZURITA et al., 2018).

- iii. A potência de saída da parte PV será igual a potência CA máxima do inversor multiplicada pelo coeficiente de perda da fiação CA;
- iv. A potência de saída da parte PV será calculada como  $P_{PV,DEG_h}$  multiplicado pela eficiência do inversor e pelo o coeficiente de perda da fiação CA;
- v. Se  $P_{PV_h(CA)} \leq P_{ref}$ , executar o passo vi (Modo 1). Se  $P_{PV_h(CA)} > P_{ref}$  e  $P_{PV_h(CA)} < P_{flat}$ , executar o passo vii (Modo 2). Se  $P_{PV_h(CA)} \geq P_{flat}$ , executar o passo viii (Modo 3);
- vi. Modo 1:
  - a. A usina CSP será ativada e receberá como demanda de potência a subtração de  $P_{flat}$  menos  $P_{PV_h(CA)}$ ;
  - b. Executar a lógica interna da usina CSP;
  - c. Calcular  $P_{CSP,DEG_h}$ ;
  - d. Se  $P_{PV_h(CA)} + P_{CSP,DEG_h} < P_{flat}$ , executar o passo e. Se não, executar o passo f;
  - e. A bateria entra em operação para tentar suprir a potência necessária e atender à demanda horária;
  - f. Não utilizar a bateria;
- vii. Modo 2:
  - a. Carregar a bateria com o excedente acima de  $P_{ref}$  da geração PV;
  - b. A usina CSP será ativada e receberá como demanda de potência a subtração de  $P_{flat}$  menos  $P_{ref}$ ;
  - c. Executar a lógica interna da usina CSP;
  - d. Calcular  $P_{CSP,DEG_h}$ ;
- viii. Modo 3:
  - a. Carregar a bateria com o excedente acima de  $P_{flat}$  da geração PV;
  - b. Executar a lógica interna da usina CSP para carregar o armazenamento térmico;
  - c.  $P_{CSP,DEG_h} = 0$ ;

- ix. Calcular a potência da usina híbrida considerando a soma das contribuições das seguintes fontes: usina PV, da usina CSP e baterias.

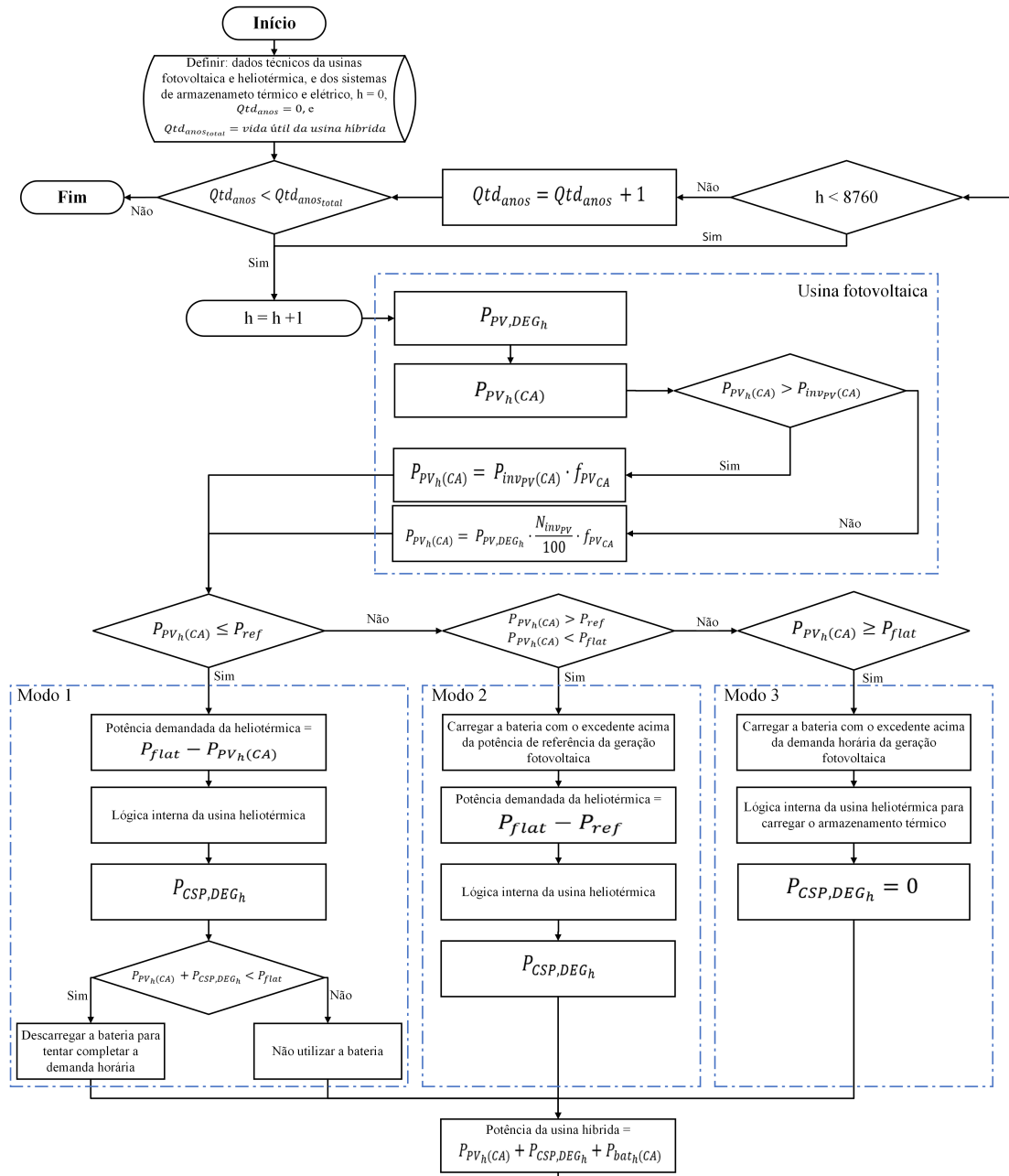


Figura 3.6: Lógica de despacho geral da usina híbrida.

### 3.7 OBTENÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA GERADA

A energia da usina híbrida ( $E_{UH_{aux}_{h_n}}$ ) para cada hora  $h$  de cada ano  $n$ , de acordo com a Equação (3.66), é a soma i) da potência de saída horária da parte PV após o inversor, considerando-se sua degradação ( $P_{PV_{h_n}(CA)}$ ), ii) da parte das baterias ( $P_{bat_{h_n}(CA)}$ ), e iii) da usina CSP com a sua devida degradação



$(P_{CSP,DEG_{h_n}})$ . Cabe destacar que a potência da bateria pode ter valores negativos e positivos.

$$E_{UH_{aux_{h_n}}} = P_{PV_{h_n}(CA)} + P_{bat_{h_n}(CA)} + P_{CSP,DEG_{h_n}} \quad (3.66)$$

A energia total anual de cada ano  $n$  de funcionamento da usina híbrida ( $E_{UH_n}$ ) pode ser calculada de acordo com a Equação (3.67).

$$E_{UH_n} = \sum_{h=1}^{8760} E_{UH_{aux_{h_n}}} \quad (3.67)$$

### 3.8 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A modelagem da viabilidade econômica tem como objetivo calcular o fluxo de caixa ao longo da duração do projeto, utilizando um modelo específico. Durante essa análise, são apresentadas informações sobre os indicadores econômicos de viabilidade como o VPL, a TIRM, o PBD, e o LCOE, por meio de distribuições de probabilidade. Esses indicadores são fundamentais para auxiliar na tomada de decisão durante o processo, especialmente, pelo fato de eles considerarem os riscos envolvidos.

#### 3.8.1 Modelagem do fluxo de caixa

Neste estudo, foram utilizados os modelos de fluxos de caixa FCLE e FCLA, conforme apresentados no referencial teórico nas Tabelas 2.3 e 2.4.

#### 3.8.2 Receita Bruta da Venda de Energia Elétrica

Na análise em curso, considerou-se que a comercialização de energia é efetuada no ACR brasileiro. No contexto do ACR, a comercialização de energia constitui um processo complexo e estratégico. Nesse ambiente, a energia produzida é vendida por um preço de venda fixo (PVF), determinado em um leilão.

A receita fixa anual (RFA) será calculada em função da aplicação do PVF sobre o montante de Energia Contratada estabelecido para o ano contratual corrente, conforme a Equação (3.68).

$$RFA = 24 \cdot 365 \cdot P_{flat} \cdot PVF \quad (3.68)$$

Conforme o documento intitulado de Regras de Comercialização 18 - Contratação de Energia de Reserva, versão 2024.1.0 da CCEE, com objetivo de mitigar incertezas relacionadas à produção de energia proveniente de fonte solar, foi criada a conta de energia que corresponde ao saldo de energia anualmente acumulada resultante da soma, a cada 12 meses, da diferença entre a gerada anualmente pela usina e a contratada no período considerado.

O saldo acumulado na conta de energia será apurado uma vez ao final de cada ano contratual, observando-

se uma faixa de tolerância em relação ao montante de energia contratada estabelecido para o período analisado. A faixa de tolerância corresponderá a uma margem inferior de 10% (dez por cento) abaixo do valor da energia contratada referente ao período considerado, e a uma margem superior de 15% (quinze por cento) acima do valor contratado aplicável ao mesmo período. Portanto, o valor de  $RV A_{excedente_1}$ , representado pela Equação (3.69), pode ser acrescido à  $RFA$ . Esse valor é referente a parcela correspondente ao  $ME_{excedente_1}$ , que representa a quantidade de energia situada entre 100% e 115% do valor contratual.

$$RV A_{excedente_1} = ME_{excedente_1} \cdot 1,0 \cdot PVF \quad (3.69)$$

A eventual parcela do saldo acumulado na conta de energia ao final de cada ano contratual, que extrapolar o limite superior da faixa de tolerância, será repassada ao agente vendedor na forma de receita variável por geração excedente, enquanto a eventual parcela do saldo acumulado na conta de energia que estiver entre o limite inferior da faixa de tolerância e o montante anual de energia de contrato ou extrapolar o limite inferior da faixa de tolerância condicionará o agente vendedor ao pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue.

A receita variável anual por geração excedente ( $RV A_{excedente_2}$ ) devido ao saldo acumulado da conta de energia acima do limite superior da faixa de tolerância, é obtida em função da aplicação do valor definido em contrato para parcela variável sobre o montante de energia excedente anual ( $ME_{excedente_2}$ ), conforme a Equação (3.70). O  $ME_{excedente_2}$  corresponde ao montante de energia que está acima de 15% do contrato. Caso saldo acumulado na conta de energia esteja enquadrada desta forma, o valor de  $RV A_{excedente_1}$  receberá seu valor máximo.

$$RV A_{excedente_2} = ME_{excedente_2} \cdot 0,3 \cdot PVF \quad (3.70)$$

No final de cada ano contratual, se for verificado que o saldo da conta de energia preliminar está contido na faixa de tolerância proveniente de desvios negativos de geração, o valor do ressarcimento ( $RV A_{inferior_1}$ ) devido pelo agente vendedor é obtido em função da aplicação do valor definido em contrato para a parcela variável acrescido em 6% sobre o montante de energia inferior 1 ( $ME_{inferior_1}$ ), que é o montante de energia que falta para se alcançar a energia de contrato anual, conforme a Equação (3.71).

$$RV A_{inferior_1} = ME_{inferior_1} \cdot 1,06 \cdot PVF \quad (3.71)$$

Para os empreendimentos de geração em que ao final do ano contratual for verificado que o saldo da conta de energia preliminar situa-se abaixo da margem inferior da faixa de tolerância, o valor do ressarcimento ( $RV A_{inferior_2}$ ) devido pelo agente vendedor é obtido em função da aplicação do valor definido em contrato para a parcela variável acrescido em 15% sobre o montante de energia inferior 2 ( $ME_{inferior_2}$ ), que é o montante de energia que falta para se alcançar a margem inferior da faixa de tolerância, estabelecido pela Equação (3.72). Caso esse caso aconteça, o valor de  $RV A_{inferior_1}$  receberá seu máximo valor.

$$RV A_{inferior_2} = ME_{inferior_2} \cdot 1,15 \cdot PVF \quad (3.72)$$

Desta forma, com base na estimativa de energia elétrica gerada, é possível calcular a receita bruta proveniente da venda de energia elétrica no ACR ( $RB_{ACR}$ ) via Equação (3.73), para cada ano de funcionamento da usina híbrida.

$$RB_{ACR} = RFA + RVA_{excedente_1} + RVA_{excedente_2} - RVA_{inferior_1} - RVA_{inferior_2} \quad (3.73)$$

### 3.8.3 Custos de instalação da usina híbrida

Neste estudo, foi utilizada a mesma abordagem empregada no software do SAM. Ele apresenta duas categorias, a saber, o custo de capital direto e o de capital indireto. O custo de capital direto representa um gasto para um equipamento específico ou serviço de instalação. Já o indireto é tipicamente aquele que não pode ser identificado com um equipamento específico ou serviço de instalação.

O cálculo do custo de instalação da usina híbrida ( $CAPEX_{UH}$ ) resume-se à soma dos custos finais de instalação das usinas PV com baterias e usina CSP com armazenamento térmico. No entanto, deve-se contemplar a adesão ( $Ad_{CCEE}$ ) à CCEE, conforme indicado na Equação (3.74). Além disso, os custos de instalação da usina híbrida estão associados à instalação do sistema, e incluem equipamentos, mão de obra, engenharia, licenciamento e quaisquer outros valores empregados no ano zero do fluxo de caixa do projeto.

$$CAPEX_{UH} = CAPEX_{PV,BAT} + CAPEX_{CSP} + Ad_{CCEE} \quad (3.74)$$

Nas seções 3.8.3.1 e 3.8.3.2, os custos, expressos em dólares, são convertidos para a moeda local (real) com base na taxa de câmbio.

#### 3.8.3.1 Custos de instalação usina fotovoltaica com bateria

Para calcular o CAPEX da usina PV com baterias ( $CAPEX_{PV,BAT}$ ), conforme a Equação (3.75), representando o custo total da mesma no ano zero do fluxo de caixa, faz-se necessário orçar o custo direto e indireto, representados pelas Equações (3.76) e (3.77), respectivamente.

$$CAPEX_{PV,BAT} = Custo_{direto_{PV,BAT}} + Custo_{indireto_{PV,BAT}} \quad (3.75)$$

$$Custo_{direto_{PV,BAT}} = Aux_{direto_{PV,BAT}} + Cont_{PV,BAT} \quad (3.76)$$

$$Custo_{indireto_{PV,BAT}} = C_{Eng} + C_{grid} + C_{Est_{Amb}} + C_{Terreno_{PV,BAT}} \quad (3.77)$$

$$Aux_{direto_{PV,BAT}} = C_{PV} + C_{BAT} + C_{inv_{PV}} + C_{inv_{BAT}} + C_{inst_{PV}} + C_{margem} + BOS \quad (3.78)$$

Em (3.77) e (3.78):  $C_{PV}$ ,  $C_{BAT}$ ,  $C_{inv_{PV}}$ ,  $C_{inv_{BAT}}$ ,  $C_{inst_{PV}}$ ,  $C_{margem}$ ,  $C_{Eng}$ ,  $C_{grid}$ ,  $C_{Est_{Amb}}$ ,  $C_{Terreno_{PV,BAT}}$  e  $BOS$  representam os custos dos módulos PV [BRL], das baterias [USD], dos inversores da parte PV [USD], dos inversores da parte das baterias [USD], da instalação da parte PV [USD], da margem do instalador [USD], com engenharia [USD], de conexão com a rede [USD], do estudo ambiental [USD], do terreno [BRL] do balanço do sistema [USD], respectivamente. O balanço do sistema ( $BOS$ ) inclui equipamentos como regulador de carga, estrutura mecânica, fiação elétrica e dispositivos de proteção.

De posse do  $Aux_{direto_{PV,BAT}}$ , soma dos custos, é possível calcular a contingência dessa instalação, representada pela Equação (3.79). Tal equação representa a porcentagem da soma dos custos de equipamentos, balanceamento do sistema, mão de obra de instalação e margem do instalador, que se pode empregar para se contabilizar a incerteza esperada nas estimativas de custo direto. O  $Fator_{cont_{PV,BAT}}$  na Equação (3.79) é expresso em porcentagem. Ele se presta como um fator de conversão para se calcular a contingência da usina PV com baterias, considerando-se seu custo direto.

$$Cont_{PV,BAT} = Fator_{cont_{PV,BAT}} \cdot Aux_{direto_{PV,BAT}} \quad (3.79)$$

Para se calcular os custos, são utilizadas as Equações (3.80), (3.81), (3.82), (3.83), (3.84), (3.85), (3.86), (3.87), (3.88) e (3.89).

$$C_{PV} = Unit_{mod} \cdot Qtd_{mod} \quad (3.80)$$

$$C_{BAT} = Unit_{BAT} \cdot P_{inst_{BAT}} \quad (3.81)$$

$$C_{inv_{PV}} = Unit_{inv_{PV}} \cdot P_{inst_{inv_{PV}}} \quad (3.82)$$

$$C_{inv_{BAT}} = Unit_{inv_{BAT}} \cdot P_{inst_{inv_{BAT}}} \quad (3.83)$$

$$C_{inst_{PV}} = Unit_{inst_{PV}} \cdot P_{inst_{PV}} \quad (3.84)$$

$$C_{margem} = Unit_{margem} \cdot P_{inst_{PV}} \quad (3.85)$$

$$C_{BOS} = Unit_{BOS} \cdot P_{inst_{PV}} \quad (3.86)$$

$$C_{Eng} = Unit_{Eng} \cdot P_{instPV} \quad (3.87)$$

$$C_{Grid} = Unit_{Grid} \cdot P_{instPV} \quad (3.88)$$

$$C_{EstAmb} = Unit_{EstAmb} \cdot P_{instPV} \quad (3.89)$$

Em (3.80), (3.81), (3.82), (3.83), (3.84), (3.85), (3.86), (3.87), (3.88) e (3.89):  $Unit_{BAT}$ ,  $Unit_{invPV}$ ,  $Unit_{invBAT}$ ,  $Unit_{instPV}$ ,  $Unit_{margem}$ ,  $Unit_{BOS}$ ,  $Unit_{Eng}$ ,  $Unit_{Grid}$  e  $Unit_{EstAmb}$  são os custos unitários por potência instalada da bateria ( $P_{instBAT}$ ) [USD/kWh], potência instalada do inversor da parte PV ( $P_{invPV}$ ) [USD/Wac], potência instalada do inversor da parte das baterias ( $P_{instinvBAT}$ ) [USD/kWca], potência instalada da parte PV ( $P_{instPV}$ ) [USD/Wcc],  $P_{instPV}$  que refere-se à margem do instalador [USD/Wcc],  $P_{instPV}$  que refere-se ao balanceamento do sistema [USD/Wcc],  $P_{instPV}$  que trata-se à engenharia [USD/Wcc],  $P_{instPV}$  que alude-se à conexão com a rede e  $P_{instPV}$  que remete-se ao estudo ambiental [USD/Wcc], respectivamente. Além disso,  $Unit_{mod}$  representa o custo unitário do módulo PV [BRL].

### 3.8.3.2 Custos de instalação da usina heliotérmica do tipo torre solar com armazenamento térmico

Para se calcular o custo de instalação da usina CSP ( $CAPEX_{CSP}$ ), conforme a Equação (3.90), representando o custo total da mesma no ano zero do fluxo de caixa, é preciso levantar os custos direto e indireto representados pelas Equações (3.91) e (3.92), respectivamente.

$$CAPEX_{CSP} = Custo_{diretoCSP} + Custo_{indiretoCSP} \quad (3.90)$$

$$Custo_{diretoCSP} = Aux_{diretoCSP} + Cont_{CSP} \quad (3.91)$$

$$Custo_{indiretoCSP} = EPC + Terreno_{CSP} \quad (3.92)$$

$$Aux_{diretoCSP} = C_{site} + C_{helio} + C_{torre} + C_{receptor} + C_{TES} + C_{PC} + BOP \quad (3.93)$$

Em (3.92) e (3.93),  $C_{site}$ ,  $C_{helio}$ ,  $C_{torre}$ ,  $C_{receptor}$ ,  $C_{TES}$ ,  $C_{PC}$ ,  $EPC$  e  $Terreno_{CSP}$  são, respectivamente, os custos de melhoria do terreno [USD] dos helióstatos [USD], da torre [USD], do receptor [USD], do armazenamento térmico [USD], do ciclo de potência [USD], por quilowatt da capacidade bruta do ciclo de potência relacionado à instalação dos componentes do bloco de potência, incluindo mão de obra e equipamentos, da engenharia com o projeto [USD] e com a compra do terreno [BRL]. O  $BOP$  é o

custo por quilowatt da capacidade bruta do ciclo de potência relacionado à instalação dos componentes do bloco de potência, incluindo mão de obra e equipamentos [USD].

Com o  $Aux_{direto_{CSP}}$ , é possível calcular a contingência dessa instalação, representado pela Equação (3.94), que significa uma porcentagem da soma dos custos de melhorias do terreno, campo de helióstatos, bloco de potência, sistema de armazenamento, campo solar fixo, torre e os custos totais do receptor que é reservada para incertezas esperadas nas estimativas de custos diretos. O  $Fator_{cont_{CSP}}$ , Equação (3.94), é expresso em porcentagem e serve como um fator de conversão para se calcular a contingência da usina CSP, considerando seu custo direto.

$$Cont_{CSP} = Fator_{cont_{CSP}} \cdot Aux_{direto_{CSP}} \quad (3.94)$$

Para se calcular os custos, são empregadas as Equações de (3.95), (3.96), (3.97), (3.98), (3.99), (3.100) e (3.101).

$$C_{site} = A_{he} \cdot Q_{he} \cdot A_{reflex} \cdot Unit_{site} \quad (3.95)$$

$$C_{helio} = Unit_{helio} \cdot A_{he} \cdot Q_{he} \cdot A_{reflex} \quad (3.96)$$

$$C_{torre} = Fixo_{torre} \cdot e^{Fator_{esc_{torre}} \cdot \left( H_{torre} - \frac{H_r}{2} + \frac{H_{helio}}{2} \right)} \quad (3.97)$$

$$C_{receptor} = Fixo_{receptor} \cdot \left( \frac{A_r}{Receptor_{ref}} \right)^{Fator_{esc_{receptor}}} \quad (3.98)$$

$$C_{TES} = Unit_{TES} \cdot Q_{TES} \quad (3.99)$$

$$C_{PC} = Unit_{PC} \cdot P_{PC,Gross} \quad (3.100)$$

$$BOP = Unit_{BOP} \cdot P_{PC,Gross} \quad (3.101)$$

Em (3.95), (3.96), (3.97), (3.98), (3.99), (3.100) e (3.101),  $Unit_{site}$ ,  $Unit_{helio}$ ,  $Unit_{TES}$ ,  $Unit_{PC}$ ,  $Unit_{BOP}$  são os custos unitários pelo tamanho da área refletida dos helióstatos [USD/m<sup>2</sup>] que refere-se a melhoria do terreno, pelo tamanho da área refletida dos helióstatos [USD/m<sup>2</sup>] que refere-se ao campo de helióstatos, pela capacidade de armazenamento térmico [USD/kWh], pela capacidade bruta de saída do ciclo de potência ( $P_{PC,Gross}$ ) [USD/kW] e pela capacidade bruta de saída do ciclo de potência ( $P_{PC,Gross}$ ) [USD/kW] que refere-se ao BOP, respectivamente. As variáveis  $Fixo_{torre}$  e  $Fixo_{receptor}$  são os custos fixos para a construção da torre, além de atuar como um multiplicador na equação de escalonamento do custo da torre [USD] e por área de referência do receptor sendo para contabilizar os custos de instalação

do receptor [USD]. Por fim,  $Fator_{esc\,torre}$  e  $Fator_{esc\,receptor}$  são expoentes de escalonamento do custo da torre definindo a relação não linear entre o custo da torre e a altura da torre [adimensional] e do receptor definindo a relação não linear entre o custo do receptor e a área do receptor [adimensional].

### 3.8.4 Indicadores de Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade econômica de um investimento é realizada por meio de indicadores econômicos que representam o comportamento do fluxo de caixa ao longo da vida do projeto. Os indicadores VPL, TIRM, payback descontado e LCOE são obtidos para 2.000 cenários ao longo da vida útil da usina. Esta abordagem de análise de risco explora uma variedade de cenários possíveis para o projeto, cada um contemplando uma combinação específica de fatores. Estes indicadores são então apresentados como uma distribuição de probabilidade. Com base nesta distribuição, são calculados o valor esperado e o desvio padrão para cada um deles.

#### 3.8.4.1 Valor Presente Líquido

Tal método, baseado no FCLE e no FCLA, é expresso pela Equação (3.102). A quantidade de valores de VPL é igual a quantidade de cenários  $k$  gerados.

$$VPL_k = \sum_{i=0}^n \frac{FC_{i(k)}}{(1 + TMA)^i} \quad (3.102)$$

Em (3.102):  $VPL_k$  é o valor presente líquido para o cenário  $k$ ;  $FC_{i(k)}$  é o fluxo de caixa no período  $i$  e no cenário  $k$ ;  $n$  é o número de períodos anuais correspondentes à vida do projeto. A  $TMA$  é a taxa mínima de atratividade aplicada ao fluxo de caixa.

Por meio da análise da distribuição de probabilidade do VPL, pode-se extrair insights significativos. Eles incluem o valor esperado do VPL, que é uma medida central da distribuição, e o desvio padrão, que fornece uma indicação da volatilidade ou risco associado ao investimento. Além disso, pode-se calcular a Probabilidade de Não Retorno do Investimento (PNRI). Essa métrica representa a probabilidade de que o VPL seja menor que zero, indicando uma perda no investimento. Portanto, a PNRI fornece uma medida quantitativa do risco de insucesso do projeto de investimento. Essas informações são fundamentais para tomar decisões de investimento informadas e gerenciar efetivamente os riscos associados.

#### 3.8.4.2 Taxa Interna de Retorno Modificada

A TIRM é empregada conforme a Equação (3.103).

$$TIRM_k = \left( \frac{\sum_{i=0}^n FCP_{i(k)} \cdot (1 + r_{capm})^{n-i}}{\sum_{i=0}^n \frac{|FCN_{i(k)}|}{(1+r_d)^i}} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (3.103)$$

Em (3.103):  $TIRM_k$  é a taxa de retorno modificada para o cenário  $k$ ;  $FCP_{i(k)}$  são os fluxos de caixa

positivos para o cenário  $k$  e período  $i$ ;  $FCN_{i(k)}$  são os fluxos de caixa negativos para o cenário  $k$  e período  $i$ ;  $r_{capm}$  é o custo de capital próprio (taxa de investimento);  $r_d$  é o custo de capital de terceiros (taxa de financiamento); e  $n$  é o número de períodos anuais durante a vida do projeto. A quantidade de valores da TIRM é igual ao número de cenários  $k$ . É importante ressaltar que, ao calcular a TIRM no FCLE, tanto o  $r_{capm}$  quanto o  $r_d$  são iguais à TMA.

A análise da distribuição de probabilidade da TIRM pode fornecer informações valiosas. Isso inclui o valor esperado da TIRM, que é uma medida do retorno médio esperado do projeto, e o desvio padrão, que é uma medida da volatilidade ou risco do projeto. Também é possível calcular a probabilidade de a TIRM ser menor que a TMA. Trata-se de uma medida importante do risco de o projeto não atingir o retorno mínimo exigido pelo investidor.

### 3.8.4.3 Payback Descontado

O PBD é calculado conforme a Equação (3.104) (SOUZA, 2007).

$$PBD_k = \frac{|FCAN_k|}{FCP_k} + AN_k \quad (3.104)$$

Em (3.104):  $AN_k$  é o último ano em que o valor do fluxo de caixa acumulado é negativo ( $FCAN_k$ ); e ( $FC_k$ ) é o valor do fluxo de caixa do ano em que o valor do fluxo de caixa acumulado se torna positivo.

A análise da distribuição de probabilidade da TIRM pode fornecer informações valiosas. Isso inclui o valor esperado da TIRM, que é uma medida do retorno médio esperado do projeto, e o desvio padrão, que é uma medida da volatilidade ou risco do projeto. Também é possível calcular a probabilidade de a TIRM ser menor que a TMA. Trata-se de uma medida importante do risco de o projeto não atingir o retorno mínimo exigido pelo investidor.

### 3.8.4.4 Custo Nivelado de Energia

O cálculo do LCOE é realizado por meio da Equação (3.105) caso se esteja empregando o FCLE, e via Equação (3.106), quando se utiliza o FCLA.

$$LCOE_{k_{FCLE}} = \frac{CAPEX_{UH} + \sum_{i=1}^n \frac{O\&M_{UH_{i(k)}}}{(1+r_{desc})^i} + \sum_{i=1}^n \frac{Inv_{i(k)}}{(1+r_{desc})^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_{UH_{i(k)}}}{(1+r_{desc})^i}} \quad (3.105)$$

$$LCOE_{k_{FCLA}} = \frac{CAPEX_{UH} + \sum_{i=1}^n \frac{O\&M_{UH_{i(k)}}}{(1+r_{desc})^i} + \sum_{i=1}^n \frac{Inv_{i(k)}}{(1+r_{desc})^i} + \sum_{i=1}^m \frac{Juros_{i(k)}}{(1+r_{desc})^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_{UH_{i(k)}}}{(1+r_{desc})^i}} \quad (3.106)$$

Em (3.105) e (3.106):  $O\&M_{UH_{i(k)}}$  são os custos anuais de operação e manutenção da usina híbrida no período  $i$  e no cenário  $k$ ;  $Inv_{i(k)}$  são os custos anuais com investimento em novos equipamentos da usina



híbrida no período  $i$  e no cenário  $k$ ; e  $J_{uros_i(k)}$  são os juros da dívida da usina híbrida no período  $i$  e no cenário  $k$ . A vida útil da usina híbrida é representada por  $(n)$ , enquanto  $(m)$  corresponde ao período de financiamento. Vale destacar que, para o FCLE, a taxa de desconto ( $r_{desc}$ ) geralmente é o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC). Já para o FCLA, a taxa de desconto utilizada é taxa de remuneração do capital próprio.

A avaliação da distribuição de probabilidade do LCOE conduz a resultados importantes. Com isso, é possível determinar o valor esperado do LCOE, que se presta como uma estimativa do custo médio de geração de energia por MWh. Ademais, o desvio padrão oferece uma medida da variabilidade ou incerteza associada a esse custo.

### **3.9 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE UNIVARIADA E DEFINIÇÃO DO CENÁRIO OTIMISTA**

A análise de sensibilidade neste trabalho é realizada por meio do indicador VPL. Essa ferramenta permite avaliar como o VPL varia em resposta a mudanças dos parâmetros técnicos/financeiros relevantes do investimento. Detectar quais estimativas afetam mais o VPL é essencial para direcionar a atenção à formação dessas estimativas.

Nesse contexto, foram considerados os seguintes parâmetros para se realizar as mudanças em seus valores: CAPEX da usina híbrida, preço de venda da energia no ACR, taxa de câmbio do real em relação ao dólar, a taxa mínima de atratividade e montante anual de energia de contrato.

Com base nos resultados obtidos na análise de sensibilidade, é realizada uma simulação considerando um cenário otimista para a usina híbrida. Nesse cenário, são selecionados valores mais favoráveis para todos os parâmetros variados na análise de sensibilidade. Em seguida, os indicadores VPL, TIRM, payback descontado e LCOE são calculados para 2.000 cenários ao longo da vida útil da usina. Esses indicadores são apresentados como uma distribuição de probabilidade. Com base nesta distribuição, são calculados o valor esperado e o desvio padrão para cada um dos indicadores.

### **3.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

O presente capítulo apresentou os fundamentos matemáticos e físicos relativos ao funcionamento das distintas partes que perfazem a usina híbrida, bem como as estruturas de lógica de despacho.

O próximo capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta para a usina híbrida. A análise começa com a modelagem das variáveis aleatórias, seguida de uma descrição técnica detalhada da usina. Em seguida, são apresentados os resultados relativos à geração de energia elétrica e aos retornos econômicos. O capítulo é concluído com uma análise de sensibilidade e a elaboração de um cenário otimista para a integração da usina híbrida no Brasil.

# 4 RESULTADOS

## 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, são apresentados e analisados os resultados da aplicação da metodologia ora proposta em uma usina híbrida localizada em Bom Jesus da Lapa (Bahia – Brasil). Inicialmente, são exibidas as características da simulação, do local e das plantas empregadas no estudo de caso selecionado para avaliação. Em seguida, as séries sintéticas das variáveis aleatórias temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar, irradiação direta e irradiação difusa são detalhadamente expostas. Na sequência, efetua-se a validação dos modelos estocásticos das grandezas dessas variáveis aleatórias, e ainda, a apresentação dos resultados da análise de viabilidade econômica da citada usina. Adicionalmente, são realizados estudos de análise de sensibilidade para se identificar os parâmetros financeiros que podem tornar viável a implementação dessa tecnologia no contexto brasileiro considerando a resposta do VPL aos parâmetros investigados. Com base nestes resultados, é avaliado um cenário otimista que viabilize o projeto. Os conteúdos de cada seção deste capítulo serão apresentados a seguir.

- Seção 4.2: expõe os detalhes relacionados à caracterização da usina em estudo;
- Seção 4.3: fornece os detalhes referentes ao histórico das variáveis aleatórias;
- Seção 4.4: detalha os resultados provenientes dos testes estatísticos e da validação dos modelos estocásticos aplicados às variáveis aleatórias;
- Seção 4.5: apresenta a análise técnica da usina híbrida;
- Seção 4.6: descreve a análise da viabilidade econômica;
- Seção 4.7: demonstra os resultados da análise de sensibilidade;
- Seção 4.8: exhibe os resultados da simulação referente ao cenário otimista; e
- Seção 4.9: apresenta a comparação dos indicadores econômicos entre os resultados do valor esperado dos cenários base e otimista.

## 4.2 CARACTERIZAÇÃO DA USINA HÍBRIDA

Nesta seção, são expostos os detalhes relacionados à caracterização da usina em estudo, o procedimento para determinação da potência instalada de cada componente da usina híbrida e o local determinado para a sua instalação.

### 4.2.1 Dados da simulação

Para a simulação da usina híbrida, os valores de  $P_{flat}$  e  $P_{ref}$  selecionados foram de 100 MW e 65 MW, respectivamente, conforme (ZURITA et al., 2018). A quantidade de cenários que será criada para a análise de risco é igual a 2000 cenários (OLIVEIRA, 2020; NETO et al., 2017), considerando-se um período horário de discretização. Além disso, o valor escolhido para o montante contratado no leilão é de 876 GWh por ano, resultado da multiplicação de  $P_{flat}$  pela quantidade de horas no ano (8760 horas). A Tabela 4.1 sintetiza esses dados em um único lugar para facilitar a consulta.

Tabela 4.1: Dados da simulação.

Parâmetro	Valor
Demanda horária	100 MW
Potência de referência	65 MW
Período de discretização	horário
Quantidade de cenários	2000
Horas por ano	8760
Montante anual de energia de contrato (MAEC)	876 GWh

### 4.2.2 Local

Para a seleção das localizações de usinas CSP e PV, a DNI é geralmente levada em consideração. Usinas CSP comercialmente viáveis devem manter um DNI de pelo menos 2000–2800 kWh/m<sup>2</sup>/ano (ISLAM et al., 2018). A cidade escolhida para se instalar a usina híbrida foi Bom Jesus da Lapa, situada na Bahia. Trata-se de um dos locais de altos índices de irradiação solar no Brasil com 2330 kWh/m<sup>2</sup>/ano (ATLAS, 2024), o que a caracteriza como ideal para a instalação de usinas solares. A Tabela 4.2 expõe os dados de latitude, longitude e altitude para Bom Jesus da Lapa.

Tabela 4.2: Dados da cidade de instalação da usina híbrida.

Cidade	Latitude(°)	Longitude(°)	Altitude(m)
Bom Jesus da Lapa - BA	-13,27	-43,42	446

A seguir, serão expostas as principais características da usina híbrida empregada neste estudo de caso. Além disso, a validação dos modelos estocásticos sobre a temperatura ambiente, a velocidade do vento, a umidade relativa do ar e as irradiações direta e difusa da mencionada cidade é apresentada em detalhes.

### 4.2.3 Dados da usina heliotérmica do tipo torre solar

Com base na revisão bibliográfica efetuada, para uso neste estudo, selecionou-se a usina CSP do tipo SPT situada em Tabuk, na Arábia Saudita (AWAN; ZUBAIR; MOULI, 2020). A Tabela 4.3 exibe os parâmetros técnicos da planta obtidos na citada referência bibliográfica.

Os parâmetros i) área total dos helióstatos, ii) número de helióstatos, iii) altura da torre, iv) diâmetro do receptor, v) altura do receptor, vi) área total da usina, vii) horas de armazenamento, viii) capacidade de armazenamento térmico, ix) volume do tanque de armazenamento térmico, e x) volume disponível

Tabela 4.3: Parâmetros técnicos da planta heliotérmica do tipo torre solar (AWAN; ZUBAIR; MOULI, 2020).

	Parâmetro	Valor
Capacidade da Planta	Potencial nominal	100 MW
Campo dos heliostatos	Área total dos heliostatos	5503324,91 m <sup>2</sup>
	Número de heliostatos	7060
	Razão da área refletida	0,97
	Largura de um heliostato	12,2 m
	Altura de um heliostato	12,2 m
	Área refletida de um único heliostato	144,374 m <sup>2</sup>
	Refletância do espelho	0,9
	Área total usina	5685,42859 ha
	Múltiplo solar	2
Torre e Receptor	Altura da torre	170,5 m
	Diâmetro do receptor	15,69 m
	Altura do receptor	20,0769 m
	Emissividade do revestimento	0,88
	Diâmetro externo do tubo receptor	40 mm
	Tipo de HTF	60% NaNO <sub>3</sub> , 40% KNO <sub>3</sub>
	Fluxo máximo de HTF no receptor	1511,19 kg/s
	Potência térmica no receptor	538,8 MW <sub>t</sub>
Ciclo de Potência	Eficiência do ciclo	0,412
	Potência nominal do ciclo	269 MW <sub>t</sub>
Sistema de Armazenamento Térmico	Horas de armazenamento	8 h
	Capacidade de armazenamento	2152,4271 MW <sub>t</sub>
	Volume do tanque de armazenamento	10924,270 m <sup>3</sup>
	Volume disponível de HTF	10013,7831 m <sup>3</sup>
	Número de tanques de armazenamento	2
	Temperatura do tanque quente	574 °C
	Temperatura do tanque frio	290 °C

de fluido de transferência de calor (HTF, do inglês *Heat Transfer Fluid*), mostrados na Tabela 4.2, não são os empregados em (AWAN; ZUBAIR; MOULI, 2020). A área total dos heliostatos, o número de heliostatos, a altura da torre, o diâmetro do receptor, a altura do receptor e a área total da usina apresentam diferenças com os da mencionada referência bibliográfica devido à otimização efetuada pelo software SAM. Tal ferramenta, ao realizar a otimização, identifica os valores ideais dos parâmetros contemplando-se a localização específica da instalação da usina. Ademais, quando da execução da otimização, o SAM considerou os dados de irradiação direta do ano de 2019. Seguindo essa mesma lógica de otimização e posição dos heliostatos, obteve-se a eficiência horária do campo solar utilizada na Equação (3.39).

No tocante às horas de armazenamento, capacidade, volume do tanque, e volume disponível de HTF, as diferenças nos valores são observadas porque, durante as simulações com 12 horas de armazenamento térmico (AWAN; ZUBAIR; MOULI, 2020), nunca se atingiu 100% da capacidade. De fato, com 8 horas, alcançou-se a capacidade máxima de 100%. Logo, essas variações nos valores se justificam devido às condições específicas do armazenamento térmico abordadas nas simulações.

#### 4.2.4 Dados da usina fotovoltaica e baterias

As especificações técnicas da usina PV e da bateria foram estabelecidas após a definição da potência horária constante que a usina híbrida deve fornecer. Conforme mencionado, esta energia é de 100 MWh.

Após a identificação na literatura de trabalhos que abordam usinas híbridas com as mesmas topologias

e potência horária constante, optou-se pela utilização dos dados mencionados em (ZURITA et al., 2018).

Em (ZURITA et al., 2018), com o objetivo de minimizar o LCOE para a usina híbrida localizada no Chile, o autor ajusta a potência da bateria em um intervalo de 0 a 800 MWh, com incrementos de 100 MWh. Durante esse processo, ele identifica os valores ótimos para a potência CA do inversor da usina PV, o múltiplo solar, e as horas de armazenamento térmico para a usina híbrida em cada intervalo de potência da bateria.

Na seção 4.2.3, estabeleceu-se com base nos dados técnicos da usina CSP, que se adotaria um múltiplo solar igual a 2 (AWAN; ZUBAIR; MOULI, 2020). O fator de multiplicação solar (múltiplo solar) determina a potência térmica nominal do receptor. Ele é a razão entre a potência térmica do receptor e a potência térmica do ciclo de potência. Para um sistema sem armazenamento, o fator de multiplicação solar deve ser próximo de um ou igual a um. No entanto, se o objetivo é aumentar a quantidade de horas de armazenamento térmico, faz-se necessário aumentar o fator de multiplicação solar. Isso permitirá um maior número de horas de armazenamento. Contudo, é importante considerar que o aumento do fator de multiplicação solar resultará em um campo solar maior, com mais energia chegando ao receptor. Portanto, é fundamental dimensionar um receptor que suporte essa maior quantidade de energia.

Com a seleção do múltiplo solar igual a 2, apenas duas configurações para a usina PV e a bateria atendiam a este critério. Em uma delas, a energia da bateria é igual a 400 MWh, e a potência CA do inversor da usina PV é 190 MW. Já na segunda configuração, a bateria apresenta uma energia igual a 500 MWh, e a potência CA do inversor da usina PV é 170 MW. Dado que a bateria é um dos componentes que mais impacta o CAPEX da usina híbrida, decidiu-se pela configuração que apresenta o menor valor para a energia da bateria, ou seja, a primeira.

Uma vez estabelecido que a energia da bateria e a potência do inversor da usina PV seriam iguais a 400 MWh e a 190 MW, respectivamente, partiu-se para os cálculos para se determinar a potência da usina PV (seção 3.4.1.3). Como exposto nesta seção, a potência do inversor da bateria alcançou o seu limite máximo, visto que  $P_{inv_{bat}}$  foi maior que  $P_{flat}$ . As Tabelas 4.4 e 4.5 exibem os principais parâmetros técnicos da usina PV e da bateria, respectivamente.

Da Tabela 4.5, é possível verificar que se estabeleceu o parâmetro “Porcentagem da capacidade máxima para troca da bateria” igual a 72,2%. Tal escolha foi efetuada para se garantir que poucos cenários dos 2000 simulados neste estudo demandassem a troca da bateria antes dos 15 anos. Ainda que houvesse a exigência da troca da bateria antes dos 15 anos, ela foi executada apenas uma vez, pois, de acordo com os cálculos, tal troca era demandada muito próxima dos 15 anos da vida útil da usina, que representam aproximadamente a metade do seu ciclo de vida. Este parâmetro tem uma faixa de variação entre 70% e 80%, conforme indicado por (LIPSCHULTZ, 2015). De acordo com os autores deste artigo, o limiar de garantia da bateria se situa entre 70% e 80% de sua capacidade máxima. Portanto, a escolha do valor específico para este parâmetro deve contemplar essa faixa recomendada.

A Figura 4.1, extraída do datasheet de um fabricante de bateria de íons de lítio (RELION, 2023), expõe o comportamento da capacidade remanescente versus a quantidade de ciclos da bateria para três diferentes níveis de profundidade de descarga: 50%, 80% e 100%. Neste estudo, foi utilizada a curva verde (DoD = 80%) para se obter a relação da degradação da bateria pela quantidade de ciclos.

Tabela 4.4: Parâmetros técnicos da usina fotovoltaica e inversor fotovoltaico.

	Parâmetro	Valor
Usina Fotovoltaica	Potência nominal	259,13 MW
	Azimute	180°
	Inclinação	13,27°
	Quantidade de módulos	471139
	Potência por módulo <sup>a</sup>	550 W
	Eficiência nominal	21,2817%
	Coefficiente de temperatura $P_{max}^a$	-0,35 %/°C
	Área do módulo	2,584386 m <sup>3</sup>
	Degradação anual <sup>a</sup>	0,55%
	Temperatura do módulo sob condições padrões de teste (STC) <sup>a</sup>	25 °C
Perdas	Módulo mismatch <sup>b</sup>	2 %
	Diodos <sup>b</sup>	0,5 %
	Fiação CC <sup>b</sup>	2 %
	Fiação AC <sup>b</sup>	1 %
	Sujeira e poeira ( $L_{poeira}$ ) <sup>b</sup>	5 %
Inversor Fotovoltaico	Potência nominal CA	190 MW
	Eficiência nominal <sup>c</sup>	98,4%
	Fator de dimensionamento do inversor <sup>d</sup>	83,3758 %

<sup>a</sup> Datasheet do módulo fotovoltaico JAM72S30 550/MR (JASOLAR, 2022).

<sup>b</sup> Dados padrões do SAM.

<sup>c</sup> (ZURITA et al., 2018).

<sup>d</sup> Valor médio do fator de dimensionamento do inversor (EPE, 2015).

Tabela 4.5: Parâmetros técnicos da bateria e seu respectivo inversor.

	Parâmetro	Valor
Bateria	Energia nominal	400 MWh
	$C_{rate}^a$	0,25
	Capacidade ( $Q_{max}$ ) <sup>b</sup>	100 Ah
	Capacidade retirada no fim zona nominal ( $Q_{nom}$ ) <sup>c</sup>	80 Ah
	Tensão no final da zona nominal ( $V_{nom}$ ) <sup>c</sup>	51,2 V
	Amplitude da zona exponencial <sup>d</sup>	2,0168 V
	Constante de tempo inversa da zona exponencial <sup>d</sup>	4,8525 Ah <sup>-1</sup>
	Resistência interna <sup>b</sup>	0,0199 Ω
	Estado de carga máximo <sup>e</sup>	100%
	Estado de carga mínimo <sup>e</sup>	20%
	Profundidade de descarga <sup>e</sup>	80%
	Capacidade inicial	50%
	Tensão máxima <sup>c</sup>	54,5 V
	Porcentagem da capacidade máxima para troca da bateria <sup>e</sup>	72,2%
	Quantidade de baterias	78125
Inversor da Bateria	Potência nominal	100 MW
	Eficiência nominal <sup>f</sup>	98,4%

<sup>a</sup> Escolha de projeto para limitar em 100 MWh máximo de uso da bateria por hora.

<sup>b</sup> Dados da bateria (RELION, 2023).

<sup>c</sup> Dados visualizados no gráfico “Discharge voltage characteristics at various rates” do datasheet da bateria (RELION, 2023).

<sup>d</sup> (NAKAMA et al., 2022).

<sup>e</sup> (LIPSCHULTZ, 2015).

<sup>f</sup> (ZURITA et al., 2018).

Visando-se obter a equação da reta que representa a curva verde, foram empregados os pontos (0,100) e (6000,75). O resultado é a seguinte equação linear:  $y = -0,004167x + 100$ , onde  $y$  representa a porcentagem remanescente da capacidade máxima da bateria ( $RemCap$ ), e  $x$  é o número de ciclos de carga e descarga.

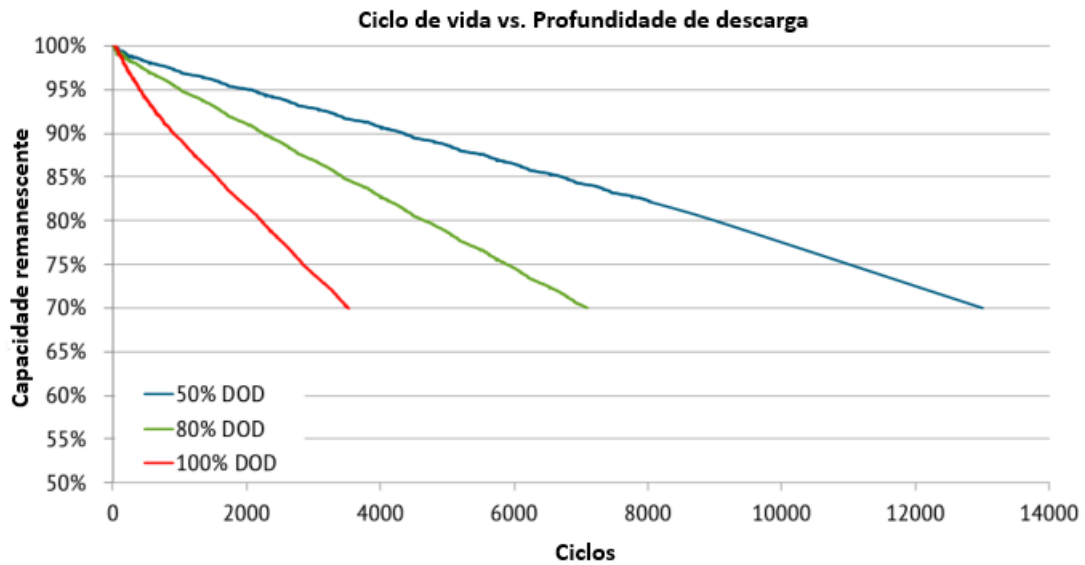


Figura 4.1: Relação entre capacidade remanescente e quantidade de ciclos da bateria, adaptado de (RELION, 2023).

Essa reta é adotada para se avaliar a degradação da bateria, considerando uma DoD de 80%, ideal para prolongar sua vida útil.

Considerando-se que a bateria deve ser substituída quando ela atingir 72,2% de sua capacidade original, conclui-se que a troca deve ocorrer após 6672 ciclos.

A vida útil dos inversores do sistema PV e dos inversores das baterias serão de 15 anos, o que corresponde à metade da vida útil da usina híbrida. Isso significa que, aproximadamente na metade da vida útil da usina híbrida, será necessário realizar a troca dos inversores. Essa escolha do valor de 15 anos baseia-se em constatações de que a vida útil dos inversores é de 10 anos, mas pode se estender até 15 anos, conforme (SOLARVOLT, 2015).

### 4.3 SÉRIES HISTÓRICAS DAS VARIÁVEIS ALEATÓRIAS

Os detalhes referentes ao histórico das variáveis aleatórias e seus respectivos dados estatísticos estão apresentados nas Tabelas 4.6 e 4.6, respectivamente.

Tabela 4.6: Dados históricos das variáveis aleatórias em estudo.

Variável	Localidade	Período	Base de dados	Número de pontos
Temperatura ambiente	Bom Jesus da Lapa - BA	Jan/1998 a Dez/2022	NSRDB <sup>a</sup>	219000
Irradiação solar	Bom Jesus da Lapa - BA	Jan/1998 a Dez/2022	NSRDB <sup>a</sup>	219000
Velocidade do vento	Bom Jesus da Lapa - BA	Jan/1998 a Dez/2022	NSRDB <sup>a</sup>	219000
Umidade relativa do ar	Bom Jesus da Lapa - BA	Jan/1998 a Dez/2022	NSRDB <sup>a</sup>	219000

<sup>a</sup> Banco de Dados Nacional de Radiação Solar (NSRDB).

Tabela 4.7: Dados estatísticos dos históricos das variáveis aleatórias em estudo.

Variável	Valor mínimo	Valor máximo	Valor esperado	Desvio padrão
Temperatura ambiente (°C)	13,40	43,00	27,15	5,12
Irradiação direta ( $Wh/m^2$ )	0	1047	288,94	375,35
Irradiação difusa ( $Wh/m^2$ )	0	544	68,37	110,76
Velocidade do vento (m/s)	0,20	7,50	2,41	1,17
Umidade relativa do ar (%)	7,41	100	56,52	23,09

## 4.4 VALIDAÇÃO DOS MODELOS ESTOCÁSTICOS

Nesta seção, são apresentados os resultados provenientes dos testes estatísticos e da validação dos modelos estocásticos aplicados às variáveis aleatórias.

### 4.4.1 Teste de Dickey-Fuller

Neste estudo, foi realizado o teste estatístico de Dickey-Fuller aumentado para se avaliar variáveis aleatórias como temperatura ambiente, DNI, DHI, velocidade do vento e umidade relativa do ar, considerando-se o nível de confiança igual a 95%. Assim, para rejeitar a  $H_0$  de não-estacionariedade, a estatística t do teste deve ser menor do que os valores críticos listados na Tabela 2.2, ou seja, AR < -1,95; ARD < -2,86 e ARDT < -3,41. É importante ressaltar que foi realizado o teste de Dickey-Fuller para as séries de DNI e DHI, com o objetivo de verificar a adequação da utilização de modelos de reversão à média para sua modelagem. No entanto, destaca-se que a aplicação do modelo de Markov não requer a realização desse teste.

Os resultados obtidos nos testes de Dickey-Fuller aumentado estão expostos na Tabela 4.8. Observando-se os resultados apresentados na Tabela 4.8, pode-se concluir que a hipótese nula ( $H_0 = 1$ ) foi rejeitada, exceto em um caso. Isso implica que as variáveis aleatórias podem ser modeladas como uma série estacionária, seguindo um padrão de reversão à média. É relevante observar que, mesmo quando a hipótese nula não é rejeitada, ainda podem existir indícios de reversão à média na variável analisada, como no caso da temperatura ambiente. Portanto, ao escolher um modelo, é essencial considerar tanto critérios estatísticos quanto teóricos.

### 4.4.2 Teste da razão da variância

Neste estudo, foram conduzidos testes da razão da variância para as seguintes variáveis: temperatura ambiente, DNI, DHI, velocidade do vento e umidade relativa do ar. Os resultados desta análise são exibidos na Figura 4.2. Realizou-se o teste da razão da variância nas séries de DNI e DHI para avaliar a viabilidade da aplicação de modelos de reversão à média. Contudo, é importante mencionar que esse teste não é um requisito para a implementação do modelo de Markov

Observa-se da Figura 4.2 que, para todas as séries, a razão da variância tende a se estabilizar próximo a zero. Esse comportamento é consistente com o processo de reversão à média, conforme discutido por (DIXIT; PINDYCK, 1994; PINTO, 2009). Assim, fica comprovado que a modelagem por meio do método



Tabela 4.8: Resultado do Teste de Dickey-Fuller para variável aleatória temperatura ambiente, DNI, DHI, velocidade do vento e umidade relativa do ar.

<b>Temperatura ambiente</b>			
	AR	ARD	ARDT
Valor p	0,097439	0	0
Estatística t	-1,629475	-19,962906	-19,985608
$H_0$	0	1	1
<b>DNI</b>			
	AR	ARD	ARDT
Valor p	$5,8823 \cdot 10^{-17}$	0	0
Estatística t	-9,651974	-32,742845	-32,773111
$H_0$	1	1	1
<b>DHI</b>			
	AR	ARD	ARDT
Valor p	$7,5137 \cdot 10^{-20}$	0	0
Estatística t	-10,990771	-26,374922	-26,377423
$H_0$	1	1	1
<b>Velocidade do vento</b>			
	AR	ARD	ARDT
Valor p	$3,024 \cdot 10^{-13}$	0	0
Estatística t	-8,015471	-26,102121	-26,10471
$H_0$	1	1	1
<b>Umidade relativa do ar</b>			
	AR	ARD	ARDT
Valor p	$8,2787 \cdot 10^{-5}$	$2,8655 \cdot 10^{-29}$	0
Estatística t	-3,968944	-16,361852	-16,36558
$H_0$	1	1	1

de reversão à média é mais adequada para essas variáveis do que os métodos aritméticos/geométricos brownianos.

#### 4.4.3 Correlação entre as variáveis aleatórias

O coeficiente de correlação é uma métrica estatística que revela o grau de interdependência linear entre as variáveis em estudo. Neste caso, as variáveis em questão são a temperatura ambiente, a velocidade do vento e a umidade relativa do ar. Para garantir a precisão das estimativas de correlação, é crucial que todas as variáveis sejam analisadas no mesmo intervalo de tempo. Portanto, neste estudo, utilizou-se dados históricos coletados no período de 1º de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 2022. Tais correlações são apresentadas na Tabela 4.9.

Sobre a Tabela 4.9, observa-se:

- A correlação de -0,792982 entre a temperatura ambiente e a umidade relativa indica que, à medida que uma variável aumenta, a outra tende a diminuir, e vice-versa. No contexto climático, é comum observar uma correlação negativa entre a temperatura ambiente e a umidade relativa. Isso ocorre por-

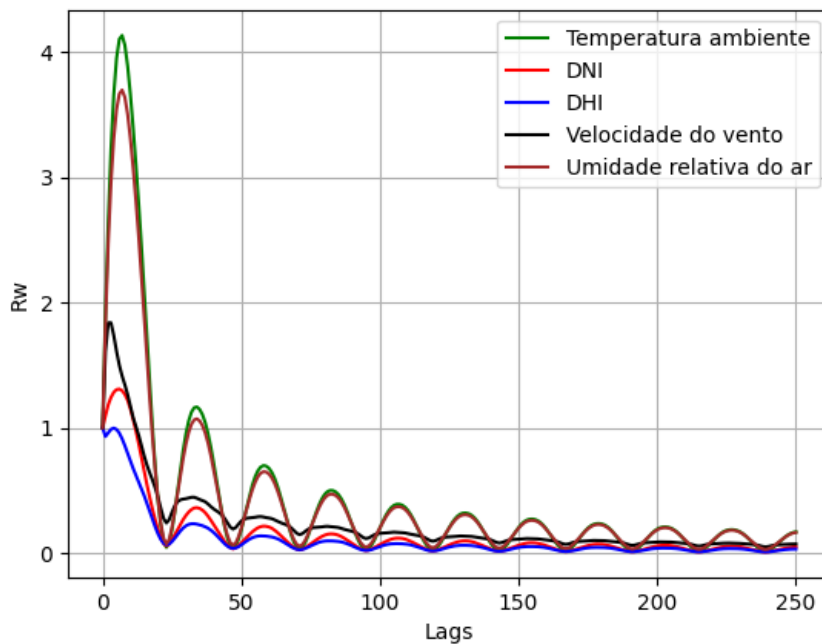


Figura 4.2: Teste da razão da variância: temperatura ambiente, irradiação direta (DNI), irradiação difusa (DHI), velocidade do vento e umidade relativa do ar.

Tabela 4.9: Matriz de correlação: umidade relativa do ar, temperatura ambiente e velocidade do vento.

<b>Variável aleatória</b>	Umidade relativada do ar	Temperatura ambiente	Velocidade do vento
Umidade relativa do ar	1	-0,792982	-0,287133
Temperatura ambiente	-0,792982	1	-0,008578
Velocidade do vento	-0,287133	-0,008578	1

que, em geral, o ar quente tem a capacidade de reter mais umidade do que o ar frio. Portanto, quando a temperatura ambiente aumenta, a capacidade do ar de reter água também aumenta, fazendo com que a umidade relativa (que é a quantidade de umidade no ar em relação à quantidade máxima que o ar poderia reter naquela temperatura) diminua. Da mesma forma, quando a temperatura ambiente cai, a capacidade do ar de reter umidade diminui, resultando em um aumento na umidade relativa;

- A correlação de -0,287133 entre a velocidade do vento e a umidade relativa sugere que, quando a velocidade do vento aumenta, a umidade relativa tende a diminuir, e vice-versa, mas de uma forma mais branda. Isso pode ocorrer devido a vários fatores. Um deles é que o vento pode ajudar a dispersar a umidade no ar. Quando o vento sopra, ele move o ar úmido e traz ar mais seco, o que pode reduzir a umidade relativa. Além disso, o vento também pode aumentar a taxa de evaporação, o que pode levar a uma diminuição na umidade relativa. No entanto, é importante notar que a relação entre essas duas variáveis pode ser influenciada por muitos outros fatores, incluindo a temperatura ambiente, a pressão atmosférica e as condições geográficas. Portanto, embora exista uma correlação, ela não implica necessariamente em uma relação de causa e efeito direta; e
- A correlação de -0,008578 entre a temperatura ambiente e velocidade do vento é considerada muito

fraca. Isso significa que as duas variáveis, neste caso, a temperatura ambiente e a velocidade do vento, têm pouca ou nenhuma relação linear. Em termos práticos, uma correlação tão fraca sugere que mudanças na temperatura têm pouco efeito sobre a velocidade do vento, e vice-versa.

#### 4.4.4 Modelo estocástico da temperatura ambiente

A temperatura média horária e o desvio padrão, calculados por meio dos dados históricos entre janeiro de 1998 e dezembro de 2022, são iguais a 27,15 °C e 5,12 °C, respectivamente. Já o valor médio e o desvio padrão da temperatura do ambiente, calculados por meio da geração de 2000 cenários durante o período de vida útil usina híbrida (262.800 horas) são iguais a 27,16 °C e 4,86 °C, respectivamente. Esses resultados corroboram a acurácia do modelo estocástico empregado para prever a temperatura ambiente, visto que a temperatura ambiente média anual dos 5 anos finais do histórico é de 27,12 °C, com desvio padrão de 5,25 °C. A Tabela 4.10 apresenta os valores de média e desvio padrão para o histórico de calibração, de validação, e para os 2000 cenários da temperatura ambiente.

Tabela 4.10: Valores de média e desvio padrão para o histórico de calibração, de validação e para os 2000 cenários da temperatura ambiente.

<b>Histórico da calibração</b>	
Média	27,16 °C
Desvio padrão	5,08 °C
<b>Histórico da validação</b>	
Média	27,12 °C
Desvio padrão	5,25 °C
<b>2000 cenários</b>	
Média	27,16 °C
Desvio padrão	4,86 °C

Com o propósito de calibrar esse modelo, utilizou-se os dados históricos do período de janeiro de 1998 a dezembro de 2017 (20 anos) para estimar seus parâmetros. Para fins de validação, empregou-se dados históricos do período de janeiro de 2018 a dezembro de 2022 (5 anos). Para a estimação dos parâmetros, seguiu-se a metodologia detalhada no Anexo A. Os parâmetros  $\eta_{T_a}$ ,  $\overline{T_a}$  e  $\sigma_{T_a}$  foram calculados com base nos estimadores obtidos na regressão da série dessazonalizada. Eles estão disponibilizados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Parâmetros estimados para validação da temperatura ambiente.

a	0,3475
b	0,9872
Erro padrão	0,3326
$\overline{T_a}$ (°C)	27,1630
$\eta_{T_a}$	0,01287
$\sigma_{T_a}$	0,3347

A Figura 4.3 apresenta o resultado da análise de regressão linear, que serve como fundamento para a estimativa dos parâmetros do modelo estocástico, aplicada à série histórica horária da temperatura ambiente na cidade de Bom Jesus da Lapa, no estado da Bahia. A equação da regressão linear mostra que

o coeficiente angular da reta é  $-0,0128$  e o coeficiente linear é  $0,3475$ , representando a interseção da reta com o eixo vertical. Além disso, o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) é igual a  $0,0064$ . Observa-se na reta resultante da regressão linear que, à medida que  $T_{a(h-1)}$  aumenta,  $T_{a(h)} - T_{a(h-1)}$  exibe um leve declínio.

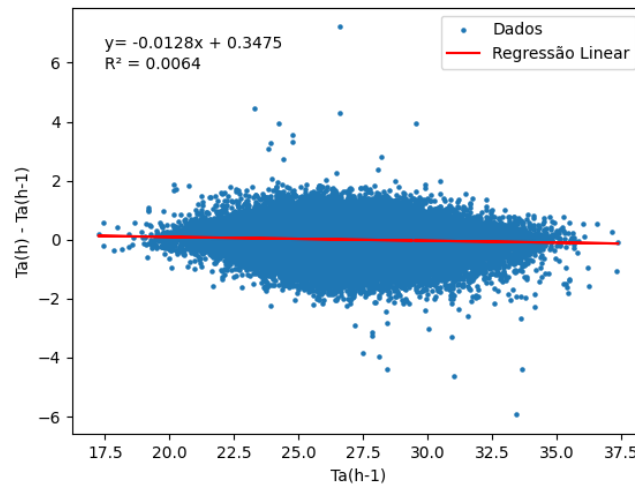


Figura 4.3: Regressão linear para a série da temperatura ambiente.

Na Figura 4.4, são apresentados os 2000 cenários para a validação da temperatura ambiente. Observa-se que o modelo representa de forma adequada o comportamento dessa variável, preservando suas características intrínsecas como a reversão à média e a sazonalidade. A curva 1, composta pelos valores médios horários dos dados sintéticos, aproxima-se do histórico utilizado para validação. A curva 2 é a multiplicação do índice de sazonalidade pela média da série histórica utilizada para calibrar o modelo. Pela Figura 4.4, verifica-se que a curva 1 tende a ser igual a curva 2 à medida que se cria mais cenários, conforme esperado. Portanto, com base nos propósitos deste trabalho, considera-se que o modelo estocástico apresentado é apropriado para prever o comportamento da temperatura ambiente ao longo da vida útil da usina híbrida.

#### 4.4.5 Modelo estocástico da velocidade do vento

A velocidade média horária do vento e o desvio padrão, alcançados via dados históricos de janeiro de 1998 a dezembro de 2022, são iguais a  $2,41$  m/s e  $1,17$  m/s, respectivamente. A velocidade média do vento e o desvio padrão, determinados por meio da simulação de 2000 cenários ao longo da vida útil da usina híbrida (262.800 horas), são de  $2,38$  m/s e  $1,24$  m/s, respectivamente. Os resultados validam a precisão do modelo estocástico utilizado para prever a velocidade do vento. Isso se deve ao fato de que, nos últimos cinco anos do histórico, a velocidade média anual do vento foi de  $2,37$  m/s, com um desvio padrão de  $1,13$  m/s. A Tabela 4.12 expõe os valores de média e desvio padrão para o histórico de calibração, de validação, e para os 2000 cenários para a velocidade do vento.

Para calibrar este modelo e estimar seus parâmetros, foram utilizados dados históricos do período de janeiro de 1998 a dezembro de 2017, abrangendo 20 anos. Para validação, foram empregados dados históricos de janeiro de 2018 a dezembro de 2022, totalizando 5 anos. A estimativa dos parâmetros seguiu a metodologia descrita detalhadamente no Anexo B. Os parâmetros  $\eta_{V_v}$ ,  $\overline{V}_v$  e  $\sigma_{V_v}$  foram calculados com

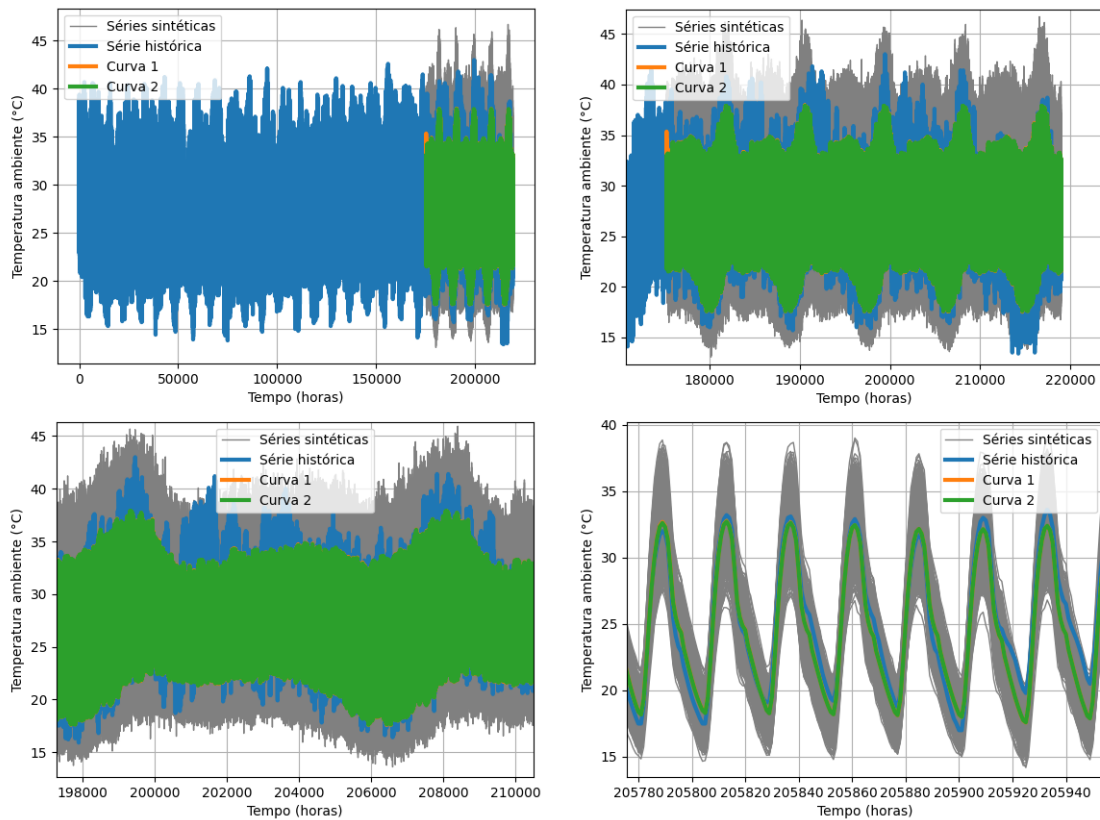


Figura 4.4: Simulação para validação da temperatura ambiente.

Tabela 4.12: Valores de média e desvio padrão para o histórico de calibração, de validação e para os 2000 cenários da velocidade do vento.

<b>Histórico da calibração</b>	
Média	2,42 m/s
Desvio padrão	1,18 m/s
<b>Histórico da validação</b>	
Média	2,37 m/s
Desvio padrão	1,13 m/s
<b>2000 cenários</b>	
Média	2,38 m/s
Desvio padrão	1,24 m/s

base nos estimadores obtidos da regressão da série dessazonalizada e estão apresentados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13: Parâmetros estimados para validação da velocidade do vento.

a	0,02694
b	0,9663
Erro padrão	0,1088
$\bar{V}_v$ (m/s)	2,4313
$\eta_{V_v}$	0,03418
$\sigma_{V_v}$	0,1107

Na Figura 4.5, apresenta-se a análise de regressão linear aplicada à série histórica horária da velocidade do vento na cidade de Bom Jesus da Lapa. A equação da regressão linear é dada por:  $y = -0,0336x + 0,0269$ . Nessa equação, o coeficiente angular da reta é  $-0,0336$ , e o coeficiente linear é  $0,0269$ , representando a interseção da reta com o eixo vertical. Além disso, o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) é igual a  $0,0168$ . Observa-se na reta resultante da regressão linear que, à medida que o logaritmo natural da velocidade do vento anterior  $\ln(V_{v(h-1)})$  aumenta, a diferença entre os logaritmos das velocidades do vento atual e anterior  $\ln(V_{v(h)}) - \ln(V_{v(h-1)})$  mostra um leve declínio.

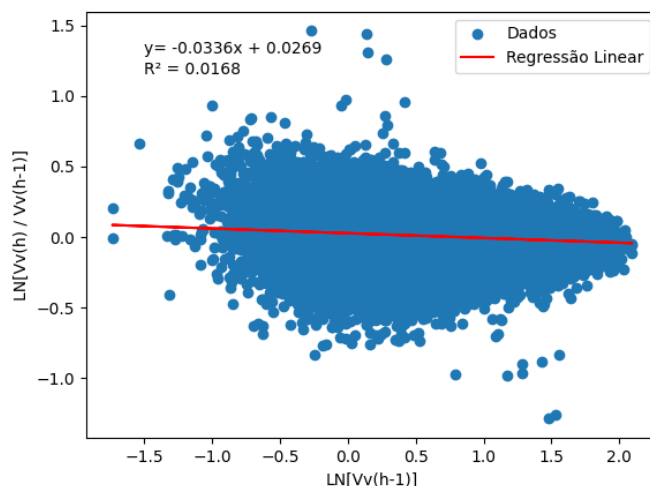


Figura 4.5: Regressão linear para a série da velocidade do vento.

Na Figura 4.6, são apresentados os 2000 cenários para a validação da velocidade do vento. Os resultados indicam que o modelo captura de maneira apropriada o comportamento dessa variável, mantendo suas características essenciais, como a tendência à média e a sazonalidade. A curva 1, baseada nos valores médios horários dos dados sintéticos, apresenta uma semelhança com o histórico utilizado para validação. Já a curva 2 resulta da multiplicação do índice de sazonalidade pela média da série histórica usada para calibrar o modelo. Analisando a Figura 4.6, pode-se observar que à medida que se aumenta o número de cenários, a curva 1 se aproxima cada vez mais da curva 2. Esse resultado fortalece a evidência de que o modelo foi implementado corretamente. Assim, de acordo com os objetivos deste estudo, conclui-se que o modelo estocástico proposto é adequado para prever a evolução da velocidade do vento ao longo da vida útil da usina híbrida.

#### 4.4.6 Modelo estocástico da umidade relativa do ar

A média horária e o desvio padrão da umidade relativa do ar, calculados com base nos dados históricos de janeiro de 1998 a dezembro de 2022, são de  $56,52\%$  e  $23,09\%$ , respectivamente. A simulação de 2000 cenários ao longo da vida útil da usina híbrida (totalizando 262.800 horas) revelou uma umidade relativa do ar média de  $55,74\%$  e um desvio padrão de  $24,25\%$ . Esses resultados confirmam a precisão do modelo estocástico utilizado para prever a umidade relativa do ar, pois, nos últimos cinco anos do histórico usado para validação, a umidade relativa do ar anual foi de  $57,75\%$ , com um desvio padrão de  $23,34\%$ . Vale

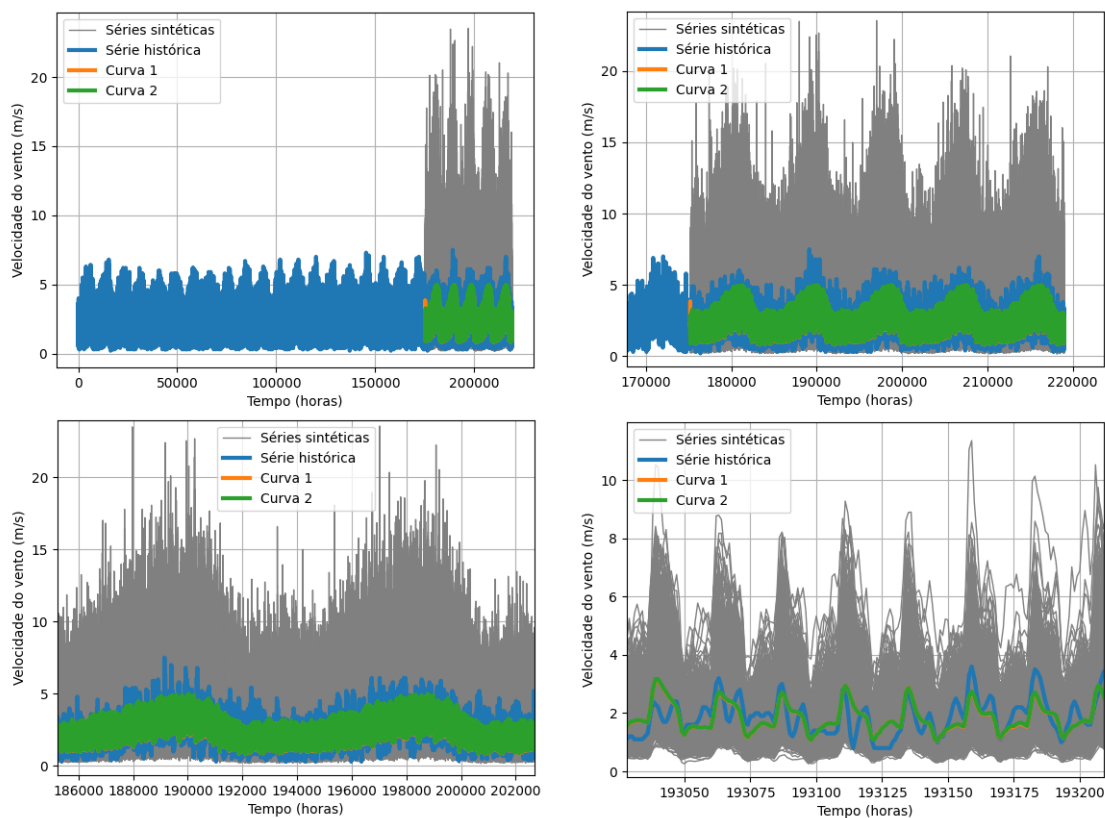


Figura 4.6: Simulação para validação da velocidade do vento.

ressaltar que qualquer valor horário superior a 100 é ajustado para 100, já que este é o limite máximo para a umidade relativa do ar. A Tabela 4.14 apresenta os valores médios e os desvios padrão para o histórico de calibração, de validação, e para os 2000 cenários simulados para a umidade relativa.

Tabela 4.14: Valores de média e desvio padrão para o histórico de calibração, de validação e para os 2000 cenários da umidade relativa do ar.

<b>Histórico da calibração</b>	
Média	56,21%
Desvio padrão	23,01%
<b>Histórico da validação</b>	
Média	57,75%
Desvio padrão	23,34%
<b>2000 cenários</b>	
Média	55,74%
Desvio padrão	24,25%

Para calibrar o modelo, utilizou-se dados históricos de janeiro de 1998 a dezembro de 2017 (um período de 20 anos) para estimar seus parâmetros. A fim de validar o modelo, empregou-se dados de janeiro de 2018 a dezembro de 2022 (um período de 5 anos). A metodologia detalhada para a estimação dos parâmetros está descrita no Anexo B. Os parâmetros  $\eta_{UR}$ ,  $\overline{UR}$  e  $\sigma_{UR}$  foram calculados com base nos estimadores obtidos na regressão da série dessazonalizada e estão disponíveis na Tabela 4.15.

Tabela 4.15: Parâmetros estimados para validação da umidade relativa do ar.

a	0,04828
b	0,9879
Erro padrão	0,03876
$\overline{UR}$ (%)	56,2630
$\eta_{UR}$	0,01214
$\sigma_{UR}$	0,039003

A Figura 4.7 apresenta a análise de regressão linear aplicada à série histórica horária da umidade relativa do ar em Bom Jesus da Lapa. A equação da regressão linear revela um coeficiente angular de -0,0121 e um coeficiente linear de 0,0483, representando a interseção da reta com o eixo vertical. O coeficiente de determinação ( $R^2$ ) é igual a 0,0060. A reta resultante da regressão linear indica que, à medida que  $\ln(UR_{(h-1)})$  aumenta,  $\ln(UR_{(h)}) - \ln(UR_{(h-1)})$  mostra um leve declínio.

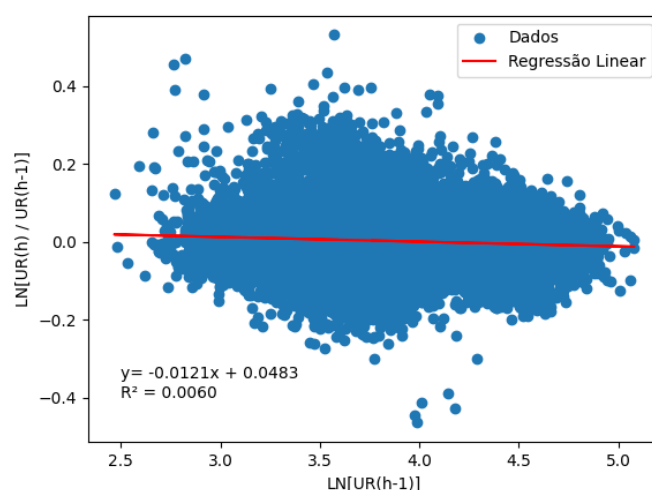


Figura 4.7: Regressão linear para a série da umidade relativa do ar.

A Figura 4.8 exibe os 2000 cenários utilizados para validar a umidade relativa do ar. Os resultados mostram que o modelo representa adequadamente o comportamento dessa variável, preservando suas características principais, como a tendência média e a sazonalidade. A curva 1, que representa os valores médios horários dos dados sintéticos, aproxima-se dos dados históricos utilizados para validação. Já a curva 2 é obtida pela multiplicação do índice de sazonalidade pela média da série histórica usada na calibração do modelo. Conforme mostrado na Figura 4.8, a curva 1 tende a coincidir com a curva 2 à medida que mais cenários são gerados, o que confirma a precisão do modelo. Por conseguinte, com base nos intuitos deste estudo, verifica-se que o modelo estocástico apresentado é condizente para prever o comportamento da umidade relativa do ar ao longo da vida útil da usina híbrida.



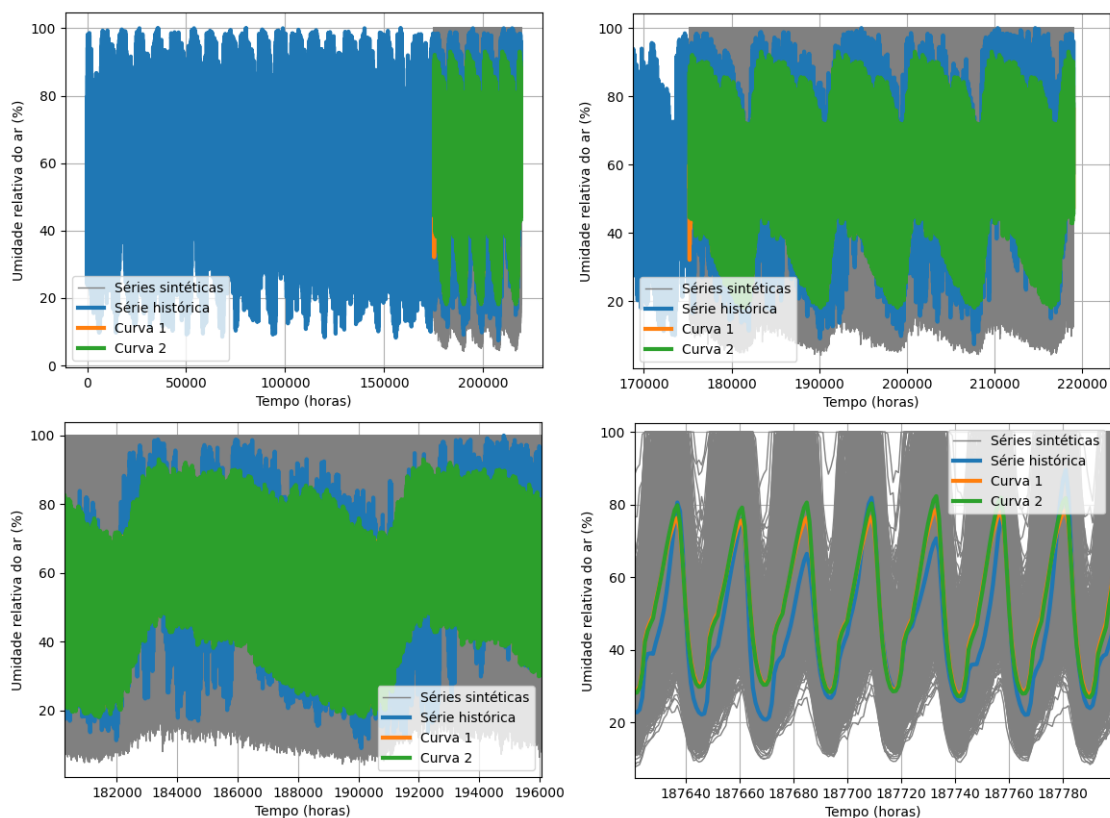


Figura 4.8: Simulação para validação da umidade relativa do ar.

#### 4.4.7 Modelo estocástico da irradiação direta

A irradiação direta média anual, derivada dos dados históricos entre janeiro de 1998 e dezembro de 2022, é de  $288,94 Wh/m^2$ . Além disso, o desvio padrão anual associado a essa irradiação direta é de  $375,35 Wh/m^2$ .

Por meio da simulação de 2000 cenários e considerando-se um período de 262800 horas (equivalente à vida útil da usina), obteve-se uma irradiação direta média anual de  $292,87 Wh/m^2$ , com um desvio padrão de  $376,8023 Wh/m^2$ . Esses resultados corroboram a acurácia do modelo estocástico empregado para prever a irradiação direta, visto que a irradiação direta média anual dos 5 anos finais do histórico (histórico para validar) é de  $282,37 Wh/m^2$  com desvio padrão de  $366,30 Wh/m^2$ .

Com o propósito de calibrar esse modelo, utilizou-se dados históricos do período de janeiro de 1998 a dezembro de 2017 (20 anos) para se calcular a matriz de transição de Markov. Para fins de validação, empregou-se dados históricos do período de janeiro de 2018 a dezembro de 2022 (5 anos). Para se calcular as matrizes de transição de Markov, seguiu-se a metodologia detalhada em 3.3.2.

Na Figura 4.9, são apresentados os 2000 cenários para a validação da irradiação direta. Observa-se que o modelo representa de forma adequada o comportamento dessa variável, preservando suas características intrínsecas, como a reversão à média e a sazonalidade. A curva 1 é composta pelos valores médios horários dos dados sintéticos. A curva 2 é composta por 12 partes constantes repetidas 5 vezes visando-se a garantia da sua presença nos 5 anos da validação. Cada segmento constante da curva 2 representa uma média

específica. A primeira constante corresponde à média das horas que têm um índice de sazonalidade maior que zero para todos os meses de janeiro presentes no trecho do histórico empregado para validação. A segunda constante representa a média das horas que têm um índice de sazonalidade maior que zero para todos os meses de fevereiro presentes no trecho do histórico utilizado para validação. Esse padrão se repete para os demais meses. Pela Figura 4.9, verifica-se que a curva 1 tende a ser igual a curva 2 à medida que se cria mais cenários, ponto que corrobora para demonstrar que o modelo foi programado corretamente.

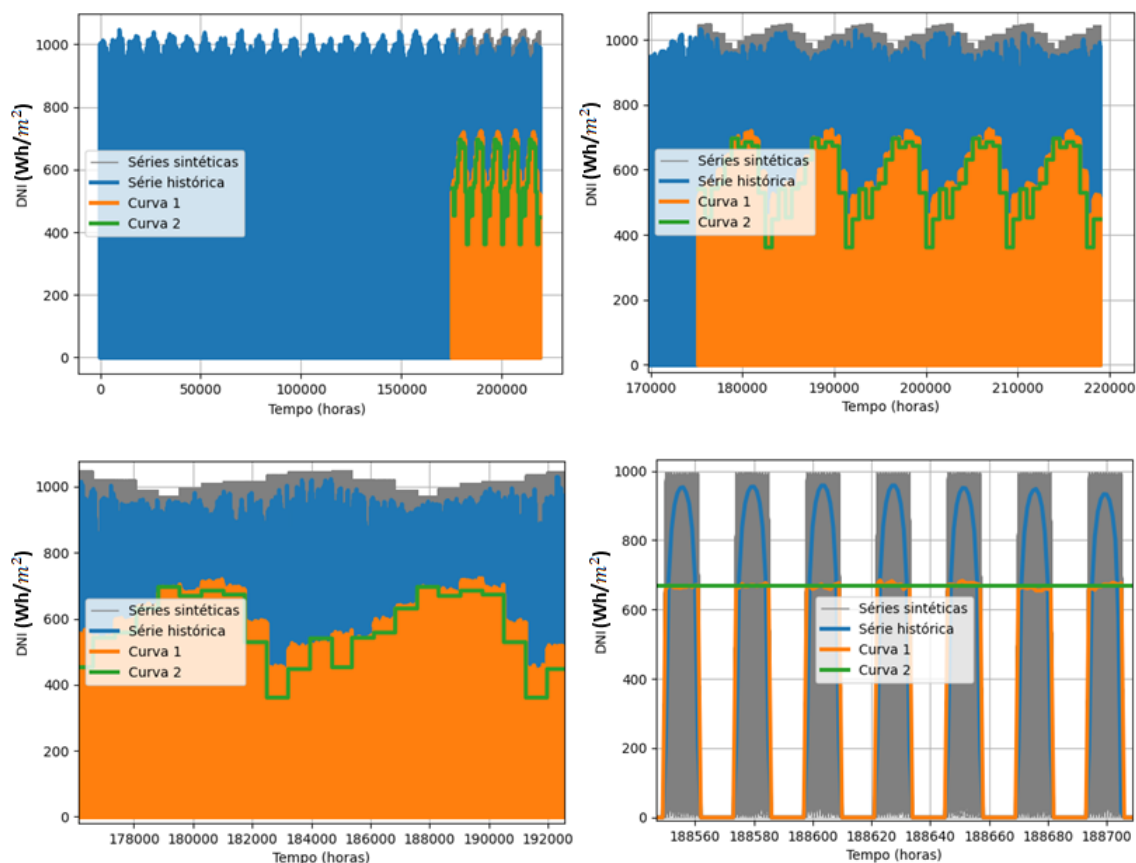


Figura 4.9: Simulação para validação da irradiação direta.

Tabela 4.16: Médias mensais sintéticas e do histórico correspondente à validação - DNI.

Mês	Média mensal sintética ( $Wh/m^2$ )	Média mensal histórico ( $Wh/m^2$ )	Erro relativo (%)
Janeiro	510,73	527,95	3,26
Fevereiro	540,72	463,04	16,77
Março	527,61	529,63	0,38
Abril	582,32	562,68	3,49
Mai	629,07	624,75	0,69
Junho	679,60	695,34	2,26
Julho	670,60	669,21	0,20
Agosto	703,37	684,33	2,78
Setembro	681,71	676,87	0,71
Outubro	576,95	544,12	6,03
Novembro	440,65	365,76	20,47
Dezembro	500,87	447,49	11,92

Na Tabela 4.16, as colunas denominadas “Média Mensal Sintética” e “Média Mensal Histórico” repre-

sentam a média das médias das horas de cada mês dos valores de irradiação direta para os 2000 cenários e para o histórico de validação, respectivamente. Trata-se de um processo que demanda calcular a média de 2000 valores para cada hora do mês e, em seguida, determinar a média mensal com base nessas médias horárias. Para se calcular essa média, considerou-se apenas as horas que têm um índice de sazonalidade maior que zero, pois é quando ocorre presença de irradiação direta no histórico. Trata-se também do momento em que o modelo gera valores de irradiação direta. Vale lembrar que existem cinco ocorrências do mesmo mês, pois analisa-se dados de cinco anos de validação. Para se calcular a média mensal, combinam-se os valores de janeiro de todos os anos de validação. Isso é feito para todos os meses.

#### **4.4.8 Modelo estocástico da irradiação difusa**

A análise dos dados históricos, que abrangem o período de janeiro de 1998 a dezembro de 2022, revelou uma irradiação difusa média anual de  $68,37 Wh/m^2$  e um desvio padrão anual de  $110,76 Wh/m^2$ . Com a simulação de 2000 cenários ao longo de 262.800 horas (correspondente à vida útil da usina), obteve-se uma irradiação difusa média anual de  $70,19 Wh/m^2$ , com um desvio padrão de  $113,69 Wh/m^2$ . Esses resultados confirmam a precisão do modelo estocástico utilizado para prever a irradiação difusa, uma vez que a irradiação difusa média anual dos últimos cinco anos do histórico, utilizado para validação, é de  $68,19 Wh/m^2$ , com um desvio padrão de  $105,31 Wh/m^2$ .

Para calibrar este modelo, foram utilizados dados históricos do período de janeiro de 1998 a dezembro de 2017 (20 anos) para calcular a matriz de transição de Markov. Para a validação, foram empregados dados históricos de janeiro de 2018 a dezembro de 2022 (5 anos). A metodologia detalhada na seção 3.3.2 foi seguida para calcular as matrizes de transição de Markov.

A Figura 4.10 ilustra os 2000 cenários utilizados para validar a irradiação difusa. Ela demonstra que o modelo captura adequadamente o comportamento dessa variável, preservando suas características intrínsecas, como a reversão à média e a sazonalidade. A curva 1 mostra os valores médios horários dos dados sintéticos, enquanto a curva 2 consiste em 12 segmentos constantes repetidos cinco vezes para cobrir os cinco anos de validação. Cada segmento constante da curva 2 representa uma média específica: a primeira constante corresponde à média das horas com um índice de sazonalidade maior que zero para todos os meses de janeiro no histórico usado para validação; a segunda constante faz o mesmo para todos os meses de fevereiro, e assim por diante. A Figura 4.10 revela que, à medida que mais cenários são criados, a curva 1 tende a convergir com a curva 2, o que confirma que o modelo foi programado corretamente.

Na Tabela 4.17, as colunas intituladas "Média Mensal Sintética" e "Média Mensal Histórico" mostram, respectivamente, a média das médias horárias mensais de irradiação difusa para os 2000 cenários e para o histórico de validação. Para calcular essas médias, foi determinada a média de 2000 valores para cada hora do mês, seguida pela média mensal com base nessas médias horárias. Apenas as horas com um índice de sazonalidade maior que zero foram consideradas, pois é nesses momentos que ocorre irradiação direta no histórico, e, conseqüentemente, o modelo gera valores de irradiação difusa. Como o período de validação abrange cinco anos, há cinco ocorrências de cada mês. Assim, para calcular a média mensal, combinam-se os valores de janeiro de todos os anos de validação, e o mesmo procedimento é repetido para os demais meses.

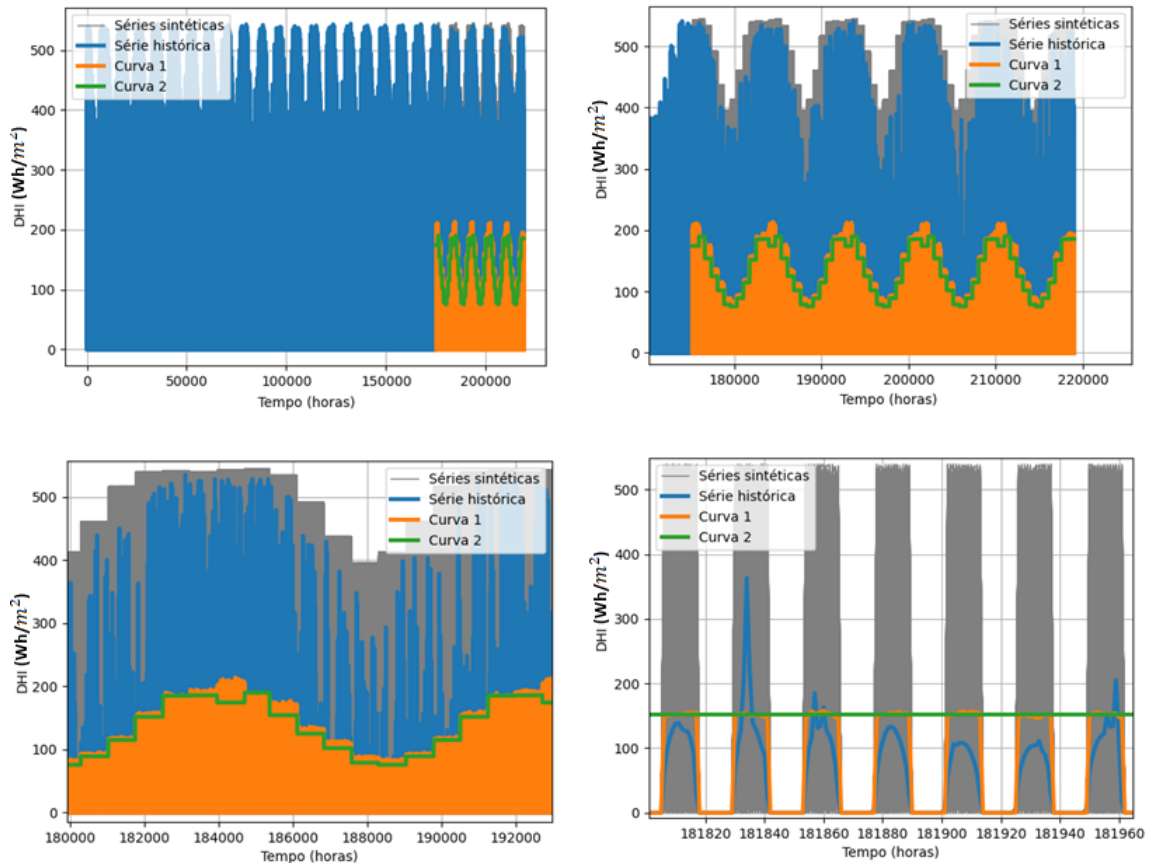


Figura 4.10: Simulação para validação da irradiação difusa.

Tabela 4.17: Médias mensais sintéticas e do histórico correspondente à validação - DHI.

Mês	Média mensal sintética ( $Wh/m^2$ )	Média mensal histórico ( $Wh/m^2$ )	Erro relativo (%)
Janeiro	201,92	177,41	13,81
Fevereiro	179,28	187,55	4,40
Março	168,10	157,27	6,88
Abril	128,90	125,75	2,50
Maio	108,43	101,94	6,36
Junho	85,21	79,96	6,56
Julho	80,46	75,14	7,08
Agosto	90,09	87,82	2,58
Setembro	114,60	113,58	0,89
Outubro	151,50	149,19	1,54
Novembro	179,23	183,86	2,51
Dezembro	186,63	183,32	1,80

## 4.5 ANÁLISE TÉCNICA DA USINA HÍBRIDA

As Figuras 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam os gráficos das energias individuais dos componentes da usina híbrida, a saber: i) da usina PV (representada em azul); ii) da usina CSP (representada em laranja), iii) da bateria (representada em verde); e iv) da energia total do sistema híbrido (representada em vermelho). Além disso, essas figuras exibem os gráficos da variação do SOC da bateria e do TES, ambos em porcentagem. As Figuras 4.11 e 4.12 correspondem ao primeiro ano de operação da usina híbrida,

enquanto as Figuras 4.13 e 4.14 representam o último ano de seu funcionamento. As Figuras 4.11 e 4.13 foram obtidas durante um período de alta incidência de irradiação solar (mês de março), ao passo que as Figuras 4.12 e 4.14 referem-se a um período de baixa incidência solar (mês de junho).

Vale destacar que a potência ( $P_{flat}$ ) escolhida nesse estudo foi de 100 MW. Trata-se da mesma potência horária empregada em (ZURITA et al., 2018).

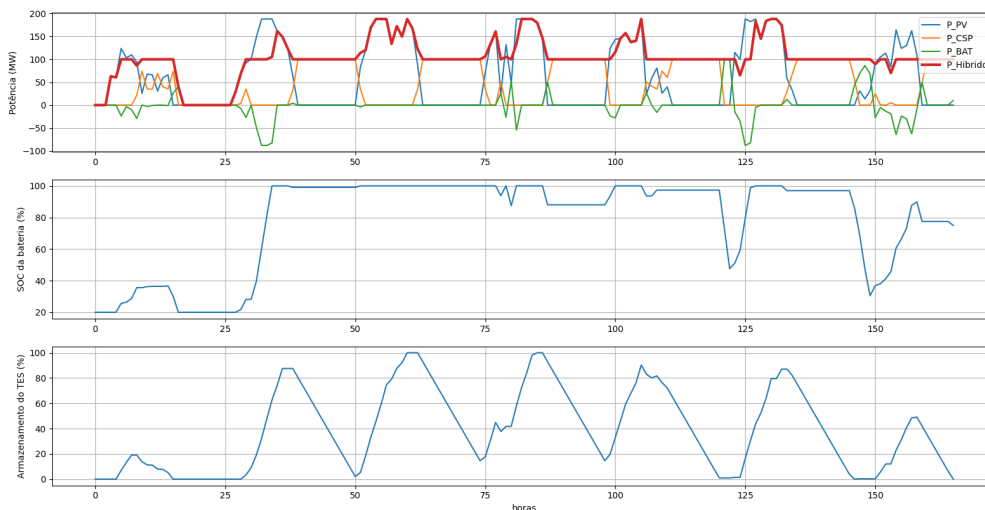


Figura 4.11: Gráfico das potências da usina híbrida, das porcentagens do SOC da bateria e do armazenamento térmico para o primeiro ano de funcionamento da usina híbrida e para um período de alta incidência solar.

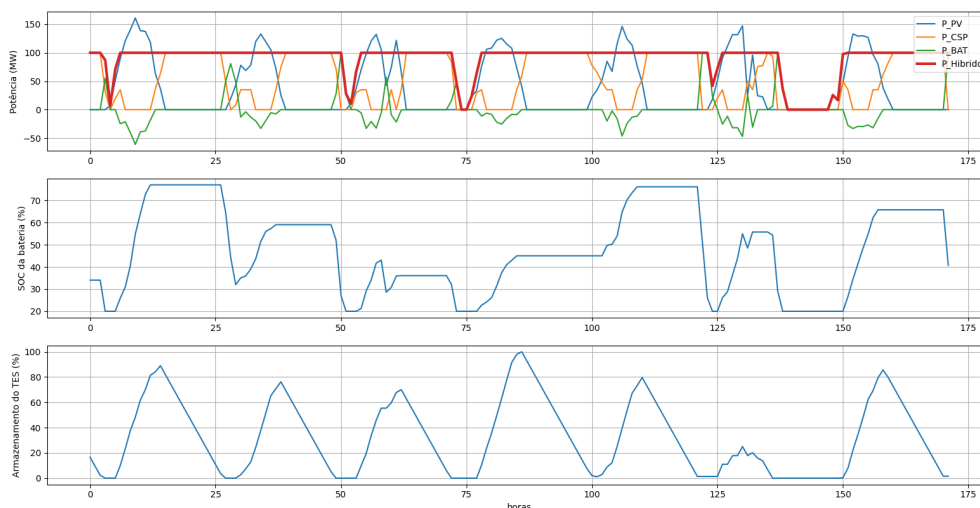


Figura 4.12: Gráfico das potências da usina híbrida, das porcentagens do SOC da bateria e do armazenamento térmico para o primeiro ano de funcionamento da usina híbrida e para um período de baixa incidência solar.

Das Figuras 4.11 e 4.13, nota-se que quando a energia PV excede a capacidade do inversor, ela é limitada na potência nominal CA do inversor, dado que o inversor é subdimensionado. A bateria é carregada

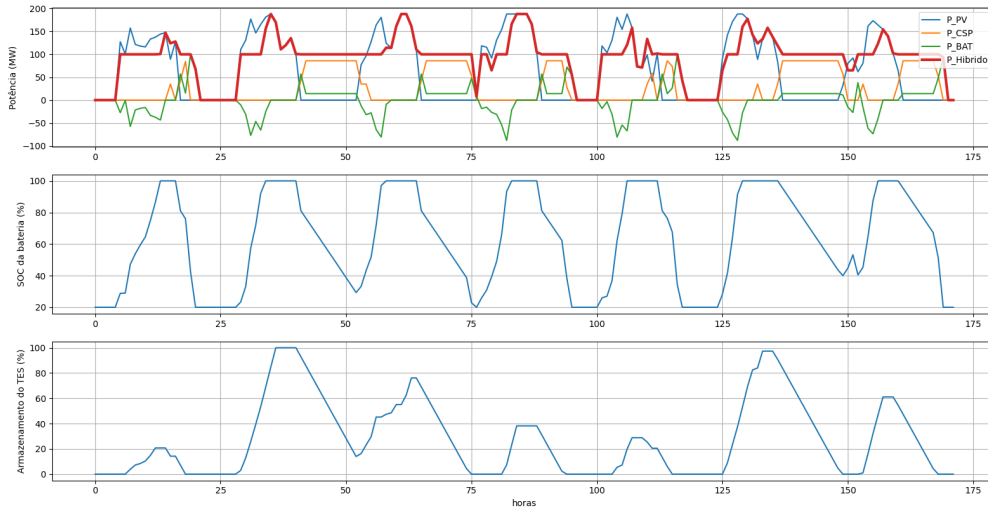


Figura 4.13: Gráfico das potências da usina híbrida, das porcentagens do SOC da bateria e do armazenamento térmico para o último ano de funcionamento da usina híbrida e para um período de alta incidência solar.

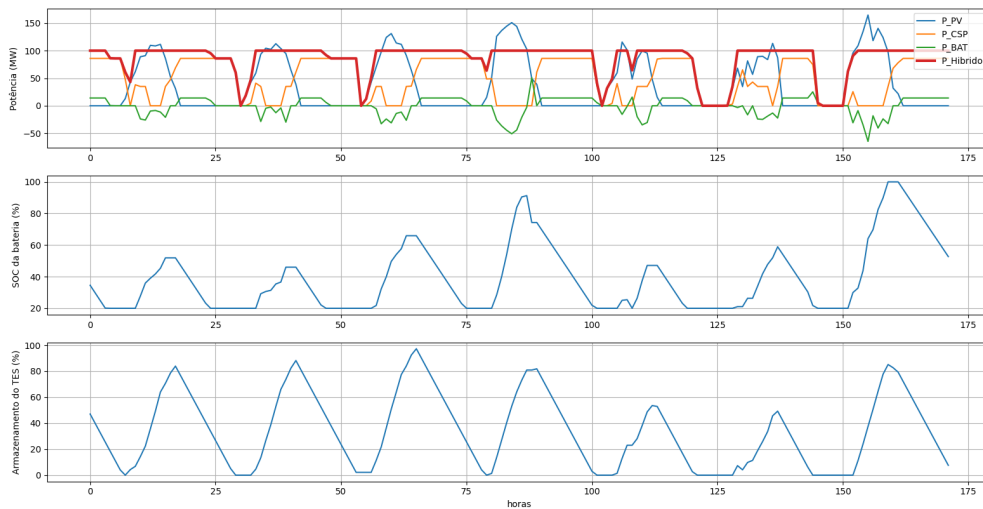


Figura 4.14: Gráfico das potências da usina híbrida, das porcentagens do SOC da bateria e do armazenamento térmico para o último ano de funcionamento da usina híbrida e para um período de baixa incidência solar.

com o excedente PV de  $P_{ref}$  ou  $P_{flat}$ , conforme a lógica do despacho. Há excesso de energia sendo entregue à rede quando a usina PV produz mais potência que  $P_{ref}$  ou  $P_{flat}$ , e a bateria não consegue armazenar todo esse excedente. Em alguns momentos, nem o armazenamento térmico nem a bateria conseguem suprir a demanda noturna, já que eles não foram carregados suficientemente durante o dia anterior. A bateria inicia seu principal período de descarga, durante à noite, quando o armazenamento térmico está esgotado, devido a forma como é feita a lógica de despacho.

Via análise das Figuras 4.12 e 4.14, pode-se observar que a a produção PV é reduzida devido à menor

irradiação, e essa redução é ainda mais pronunciada, conforme ilustrado na Figura 4.14, que mostra o momento de maior degradação das placas solares. A bateria e o armazenamento térmico são carregados com menor intensidade em comparação aos momentos de maior irradiação, e a bateria continua sendo alimentada com o excedente de energia solar de  $P_{ref}$  ou  $P_{flat}$ , de acordo com a lógica do despacho. Raramente ocorre excesso de energia quando a usina PV gera mais que  $P_{ref}$  ou  $P_{flat}$ , uma vez que, na maioria dos casos, toda a energia excedente é utilizada para carregar a bateria. Verifica-se, em algumas condições, que nem o armazenamento térmico nem a bateria conseguem suprir a demanda noturna, em que, devido a baixa irradiação durante o dia anterior, os armazenamentos não foram carregados suficientemente para suportar a demanda noturna da noite seguinte. A bateria inicia seu principal momento de descarga no período noturno, quando o armazenamento térmico está esgotado, devido à forma como é feita a lógica de despacho.

Com base na análise das Figuras 4.12 e 4.14 é possível observar que a usina CSP não atinge mais os 100 MWh devido à sua degradação anual, e nesse momento, a bateria tende a suprir a demanda, e a energia de saída da bateria corresponde à quantidade de energia que a usina CSP não forneceu.

#### **4.5.1 Montante de energia produzido pela usina híbrida e aspectos da troca das baterias**

A Figura 4.15 apresenta o comportamento do valor esperado da energia anual ( $E[\text{Energia Anual}]$ ) e do desvio padrão relativo da energia anual ( $\sigma_{rel}[\text{Energia Anual}]$ ) da usina híbrida ao longo de cada ano de operação. Da Figura 4.15 é possível notar que a média do desvio padrão relativo para a vida útil da usina híbrida é de 1,96%. O desvio padrão relativo de cada ano de operação da usina não apresenta grande variação ao longo dos anos de funcionamento. O cálculo da receita bruta proveniente da venda de energia elétrica é realizado anualmente, com base em um contrato de 876 GWh por ano. No entanto, observa-se que, em nenhum ano, o valor esperado da energia anual se aproxima desse contrato de 876 GWh. Como resultado, ocorre o ressarcimento em todos os anos de funcionamento da usina híbrida. Dado esse acontecimento, o parâmetro referente ao MAEC será abordado na análise de sensibilidade, que será apresentada na seção 4.7. É importante destacar que o valor de 876 GWh foi selecionado neste trabalho para fornecer uma energia constante ao longo do ano, mas, para fins de leilão, o que realmente importa é o valor bruto ao final de cada ano.

A distribuição de probabilidade da energia gerada durante a vida útil da usina é demonstrada na Figura 4.16. Para esta distribuição, o valor esperado durante a vida útil da mesma corresponde a 20219,11 GWh. Tal resultado é menor que a potência contratada de 26280 GWh (valor resultante da multiplicação de 100 MW vezes 8760, vezes 30). O desvio padrão é de 70,56 GWh.

A Figura 4.17 apresenta a distribuição de probabilidade para o momento da troca da bateria. Para esta distribuição, o valor esperado corresponde a 15,22 anos. Trata-se de um valor maior que a metade da vida útil da usina. O desvio padrão é de 0,09398 anos. Além disso, conforme ilustrado na Figura 4.17, na maioria dos cenários simulados, o momento de troca da bateria foi superior a 15 anos. A porcentagem foi de 0,89% para os casos de troca da bateria abaixo de 15 anos e com valor mínimo de 14,92 anos.

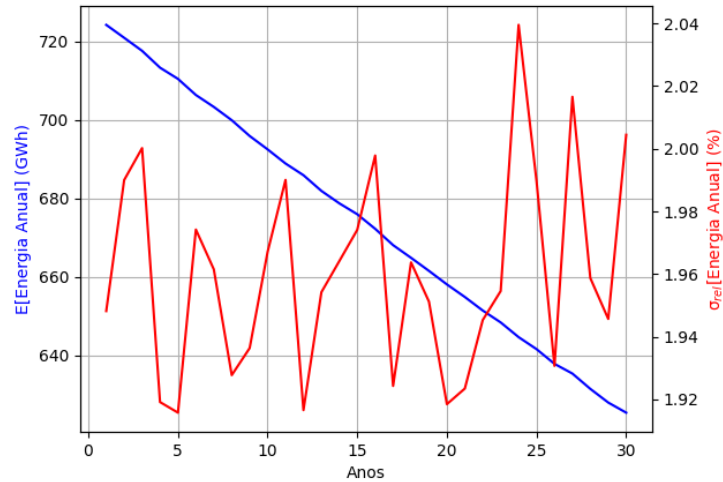


Figura 4.15: Gráfico do valor esperado e desvio padrão relativo da energia anual da usina híbrida.

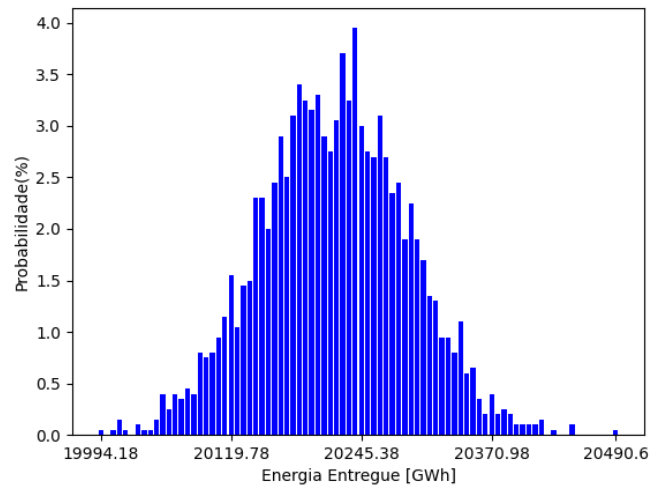


Figura 4.16: Gráfico da distribuição de probabilidade da energia gerada durante a vida útil da usina híbrida.

## 4.6 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O CENÁRIO BASE

A análise da viabilidade econômica considera os custos de construção, operação e manutenção da usina, bem como os tributos sobre a receita obtida com a venda de energia no ACR. Além disso, foram contemplados os encargos específicos do setor de geração de energia.

### 4.6.1 Premissas econômicas

A Tabela 4.19 apresenta os dados econômicos empregados na simulação. Com esses dados da usina, aplica-se o modelo de geração para se calcular a energia gerada por ano e o fluxo de caixa anual da empresa e dos acionistas. Gera-se 2000 séries sintéticas para cada variável aleatória. Cada uma possui duração igual



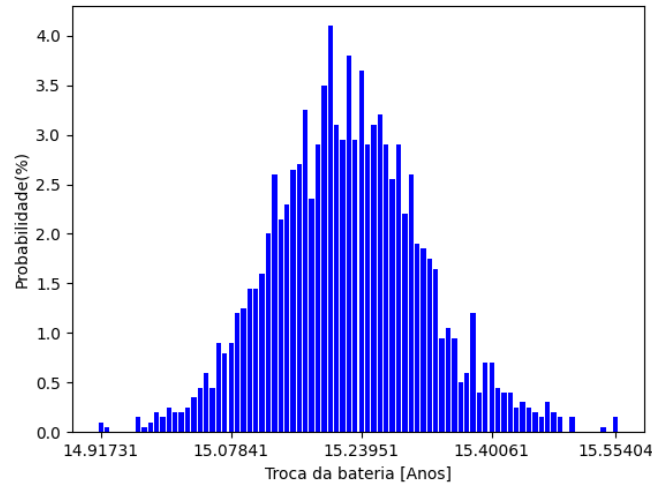


Figura 4.17: Gráfico da distribuição de probabilidade do momento de troca da bateria.

à vida útil da usina, ou seja, 262800 horas (30 anos).

A Tabela 4.18 expõe os resultados de cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros

Tabela 4.18: Taxas de remuneração do capital.

<b>Estrutura de capital</b>	
Capital próprio	55,11% a.a.
Capital de terceiros	44,89% a.a.
<b>Custo de capital próprio</b>	
Remuneração real	9,67% a.a.
<b>Custo de capital de terceiros</b>	
Remuneração real	4,30% a.a.
<b>Taxa regulatória de remuneração de capital (WACC)</b>	
WACC real	7,26% a.a.

Da Tabela 4.19 observa-se que: i) o preço da energia encontrado no site da CCEE, ao se selecionar a fonte solar como PV e leilão como energia de reserva, e ii) as taxas reais de remuneração de capital próprio, de capital de terceiros, e o WACC real foram baseadas no Despacho N° 829 de março de 2023 da ANEEL, referente ao segmento de transmissão e geração.

O cálculo do CAPEX da usina híbrida baseia-se nos valores dos parâmetros listados nas Tabelas 4.20 e 4.21.

Tabela 4.19: Dados econômicos.

Parâmetro	Valor
Custo total (CAPEX)	BRL 3980,12 Mi
Custo da usina heliotérmica	BRL 2131,31 Mi
Custo da usina fotovoltaica	BRL 1107,21 Mi
Custo das baterias	BRL 741,60 Mi
Vida útil	30 anos
Preço da energia	444,6 BRL/MWh (CCEE, 2024a)
Prazo de amortização - FCLA	20 anos (NETO et al., 2017)
Prazo de carência - FCLA	Sem carência
Sistema de Amortização - FCLA	Sistema de amortização constante (SAC)
Taxa mínima de atratividade (TMA) - FCLE	Igual ao WACC
Taxa mínima de atratividade (TMA) - FCLA - FCLE	Igual ao custo de capital próprio
Taxa de aplicação de recursos - FCLA	Igual ao custo de capital próprio
Taxa de captação de recursos - FCLA	Igual ao custo de capital de terceiros
Taxa de Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,4% (ANEEL, 2013)
Contribuição associativa CCEE	0,091 BRL/MWh (BONORA, 2021)
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	1% (ANEEL, 2022)
Tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST)	5,205 BRL/(kW.mês) (MME; EPE, 2017)
O&M (PV)	39 BRL/kWp por ano (MME; EPE, 2020)
O&M (Bateria)	1% do custo da bateria por ano (PERKINS, 2018)
O&M - fixo (CSP)	70 BRL/kWp por ano (MME; EPE, 2018)
O&M - variável (CSP)	3,5 USD/MWh (ZURITA et al., 2018)
Adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	BRL 8335 (CCEE, 2024b)
Depreciação linear	30 anos
Regime de tributação	Lucro Real
Valor da terra nua médio – Bahia	2501,93 BRL/ha (INCRA, 2018)
Taxa de câmbio	5 BRL/USD (cotação média de 2023)

Tabela 4.20: Dados para determinar o investimento da usina heliotérmica.

Parâmetro	Valor
$Fator_{site}$	5 USD/m <sup>2</sup> (ZURITA et al., 2018)
$Fator_{helio}$	122 USD/m <sup>2</sup> (GACITÚA et al., 2022)
$Fixo_{torre}$	2360000 USD (GACITÚA et al., 2022)
$Fator_{esc_{torre}}$	0,0133 (ZURITA et al., 2018)
$Fixo_{receptor}$	50805000 USD (GACITÚA et al., 2022)
$Receptor_{ref}$	1571 m <sup>2</sup> (ZURITA et al., 2018)
$Fator_{esc_{receptor}}$	0,7 (ZURITA et al., 2018)
$Fator_{TES}$	22 USD/kWh <sub>t</sub> (GACITÚA et al., 2022)
$Fator_{CP}$	685 USD/kW (GACITÚA et al., 2022)
$Fator_{BOP}$	200 USD/kW (ZURITA et al., 2018)
$Fator_{cont_{CSP}}$	5% (ZURITA et al., 2018)
$EPC$	10% (GACITÚA et al., 2022)
Área	568,5433 ha (SAM)
$P_{CP,Gross}$	110,85 MW (ZURITA et al., 2018)
$F_{B-L}$	0,9094 (SAM)

Tabela 4.21: Dados para determinar o investimento da usina fotovoltaica com baterias.

Parâmetro	Valor
Módulo fotovoltaico ( $Unit_{mod}$ )	785,1 BRL (TCJL, 2023)
$Unit_{bat}$	299 USD/kWh (CASTILLEJO-CUBEROS; CARDEMIL; ESCOBAR, 2023)
$Unit_{bat}^a$	224,1 USD/kWh (EDOO; KING, 2021)
$Unit_{invPV}$	0,05 USD/Wac (CASTILLEJO-CUBEROS; CARDEMIL; ESCOBAR, 2023)
$Unit_{invBAT}$	244 USD/kW (CASTILLEJO-CUBEROS; CARDEMIL; ESCOBAR, 2023)
$Unit_{instPV}$	0,13 USD/W (EDOO; KING, 2021)
$Unit_{margem}$	0,06 USD/W (EDOO; KING, 2021)
$Unit_{BOS}$	0,02 USD/W (CASTILLEJO-CUBEROS; CARDEMIL; ESCOBAR, 2023)
$Unit_{Eng}$	0,08 USD/W (EDOO; KING, 2021)
$Unit_{Grid}$	0,03 USD/W (CASTILLEJO-CUBEROS; CARDEMIL; ESCOBAR, 2023)
$Unit_{EstAmb}$	0,01 USD/W (EDOO; KING, 2021)
$Fator_{contPV,BAT}$	3% (CASTILLEJO-CUBEROS; CARDEMIL; ESCOBAR, 2023)
Área	542,7211 ha (SAM)

<sup>a</sup> Fator a ser usado quando ocorrer a substituição da bateria.

#### 4.6.2 Valor presente líquido

A distribuição de probabilidade do VPL para o FCLE e para o FCLA são exibidas nas Figuras 4.18 e 4.19. Para estas distribuições, o valor esperado do VPL ( $E[VPL_{FCLE}]$ ) e do VPL ( $E[VPL_{FCLA}]$ ) correspondem a R\$ -1739,27 milhões e R\$ -1501,85 milhões, respectivamente. Os riscos associados ( $\sigma[VPL_{FCLE}]$ ) e ( $\sigma[VPL_{FCLA}]$ ) são de R\$ 12,75 milhões e de R\$ 11,13 milhões, respectivamente. Salienta-se que todas as estimativas possíveis para o VPL são negativas, denotando uma completa inviabilidade econômica do empreendimento, independentemente do modelo de fluxo de caixa adotado. Sendo assim, a PNRI é igual a zero.

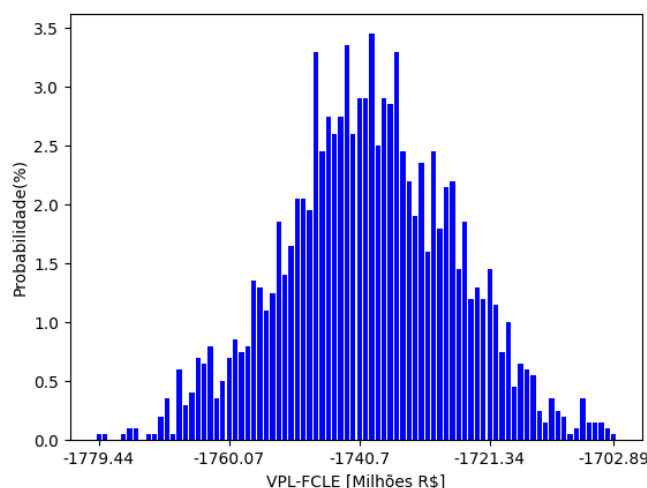


Figura 4.18: Distribuição de probabilidade do VPL para o FCLE.

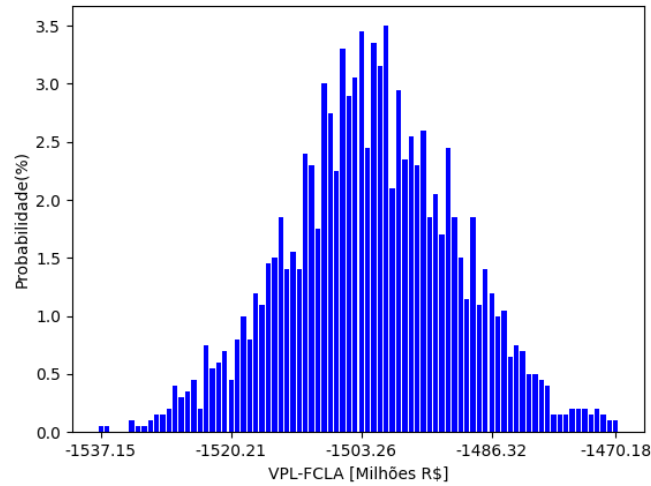


Figura 4.19: Distribuição de probabilidade do VPL para o FCLA.

### 4.6.3 Taxa interna de retorno modificada

A distribuição de probabilidade da TIRM para o FCLE e FCLA são demonstradas nas Figuras 4.20 e 4.21. Para estas distribuições, os valores esperados da TIRM ( $E[TIRM_{FCLE}]$ ) e da TIRM ( $E[TIRM_{FCLA}]$ ) correspondem a 5,31% a.a. e a 5,69% a.a., respectivamente. Tais resultados são menores que a TMA adotada de 7,2607% a.a. para o FCLE e de 9,6711% a.a. para o FCLA. Os riscos associados ( $\sigma[TIRM_{FCLE}]$ ) e ( $\sigma[TIRM_{FCLA}]$ ) são 0,01876% e 0,04822%, respectivamente. Ressalta-se que todas as estimativas possíveis para a TIRM estão abaixo da TMA, indicando que o empreendimento é economicamente inviável, independentemente do fluxo de caixa considerado.

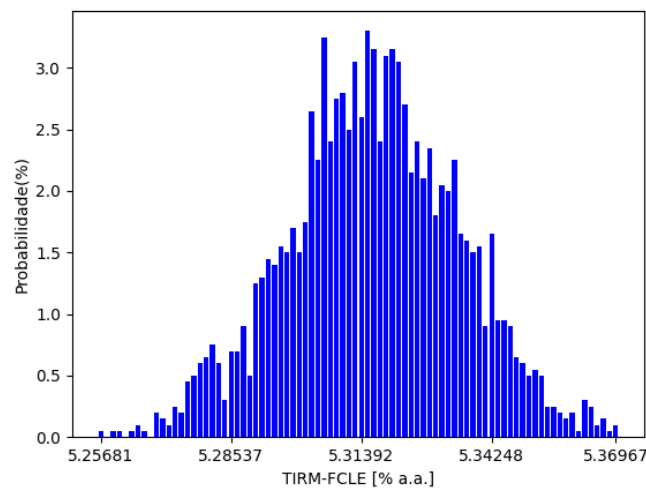


Figura 4.20: Distribuição de probabilidade da TIRM para o FCLE.

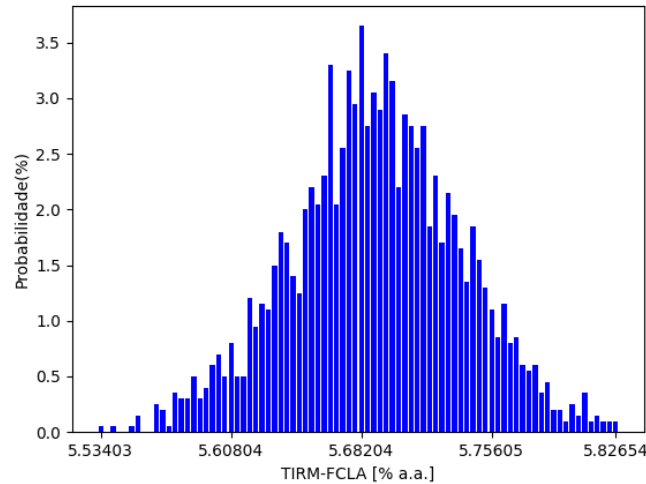


Figura 4.21: Distribuição de probabilidade da TIRM para o FCLA.

#### 4.6.4 Payback descontado

Com base na análise efetuada, é possível notar que a inviabilidade econômica do empreendimento se deve ao fato de que todas as estimativas possíveis para o período de retorno superaram a vida útil da usina híbrida. Independentemente do modelo de fluxo de caixa adotado, essa condição torna o projeto inviável. Em razão dessa inviabilidade econômica, não foi realizado o cálculo da distribuição de probabilidade do PBD, uma vez que todos os resultados indicariam um período de retorno superior a 30 anos. Este valor excede a vida útil da usina híbrida, reforçando a conclusão de que o projeto não é viável.

#### 4.6.5 Custo Nivelado de Energia

A distribuição de probabilidade do LCOE para o FCLE e FCLA são apresentadas nas Figuras 4.22 e 4.23. Para estas distribuições, os valores esperados do LCOE ( $E[LCOE_{FCLE}]$ ) e do LCOE ( $E[LCOE_{FCLA}]$ ) correspondem a 0,1087 USD/kWh e a 0,1442 USD/kWh, respectivamente. Os desvios padrão associados ( $\sigma[LCOE_{FCLE}]$ ) e ( $\sigma[LCOE_{FCLA}]$ ) são 0,0004495 USD/kWh e 0,0006479 USD/kWh, respectivamente. Salienta-se que em (ZURITA et al., 2018), com as mesmas potências instaladas de cada componente da usina híbrida, exceto para o tanque de armazenamento térmico que é maior e de 14 horas, resultou em um LCOE de 0,08753 USD/kWh. A discrepância nos valores do LCOE pode ser atribuída ao fato de que (ZURITA et al., 2018) realizou uma análise determinística e não considerou a degradação anual dos componentes da usina, o que conduz a uma produção de energia superior e, conseqüentemente, a um LCOE mais baixo. Adicionalmente, a taxa de desconto aplicada em (ZURITA et al., 2018), de 5% a.a., reduz o valor do LCOE.

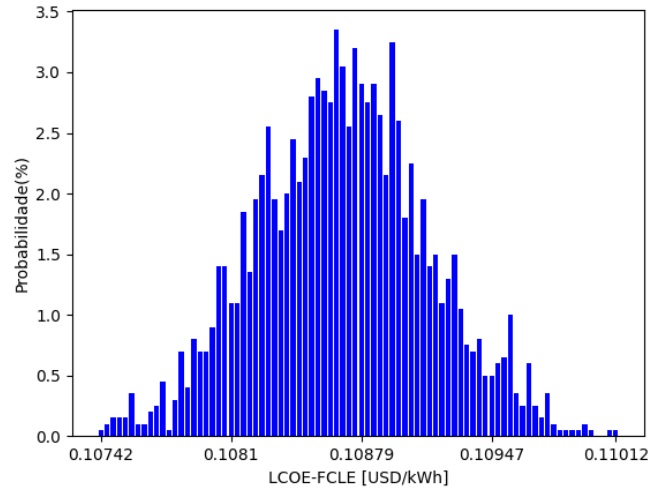


Figura 4.22: Distribuição de probabilidade do LCOE para o FCLE.

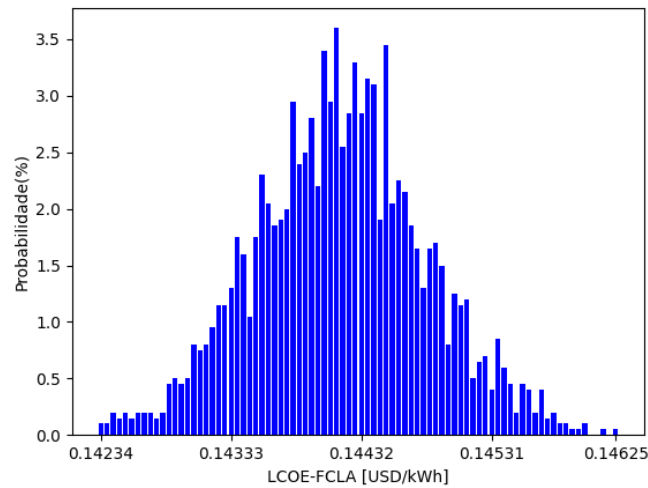


Figura 4.23: Distribuição de probabilidade do LCOE para o FCLA.

## 4.7 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Considerando-se os cenários de inviabilidade econômica da usina híbrida no Brasil, é recomendável analisar os parâmetros que mais afetam os indicadores utilizados, e com isso, identificar estratégias para tornar viável o investimento. Nesse contexto, será utilizada uma análise de sensibilidade para o indicador VPL, cujo resultado para o FCLE e o FCLA são apresentados nas Figuras 4.24 e 4.25, respectivamente.

Para esta análise, abordou-se cinco parâmetros: o preço de venda da energia elétrica no ACR (BRL/MWh), o CAPEX ( $R\$$ ), a taxa de câmbio ( $R\$/USD$ ), a taxa mínima de atratividade (% a.a.) e o MAEC (GWh).

A SA foi conduzida utilizando-se o valor esperado do VPL ( $E[VPL]$ ) e o desvio padrão do VPL ( $\sigma[VPL]$ ). Para este efeito, considerou-se um intervalo de -99 a 100% em relação aos valores base desses parâmetros. O passo de integração foi de 1%, resultando em 199 pontos por intervalo. Para cada valor

do parâmetro dentro da variação total considerada, obteve-se as distribuições de probabilidade do VPL para se obter o  $E[VPL]$  e o  $\sigma[VPL]$ .

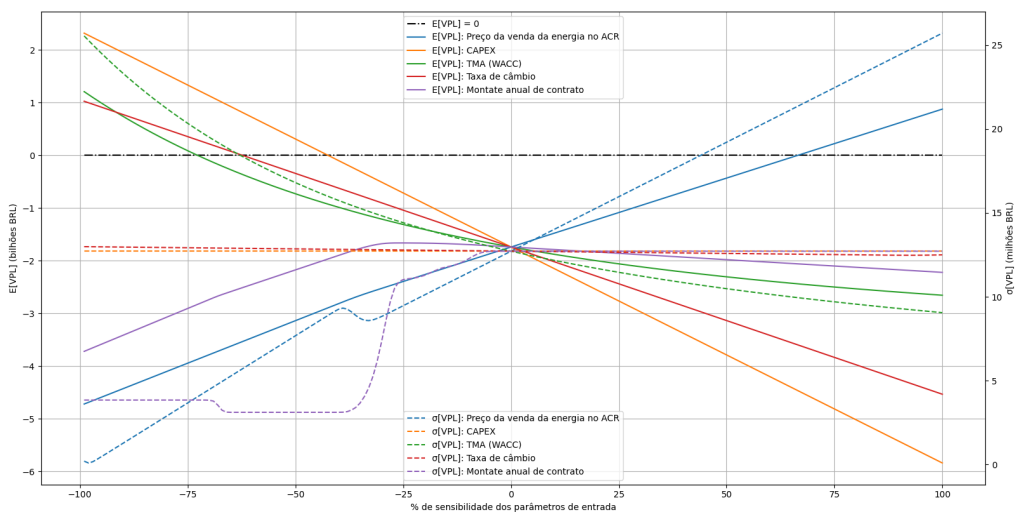


Figura 4.24: Resultados da análise de sensibilidade para o FCLE.

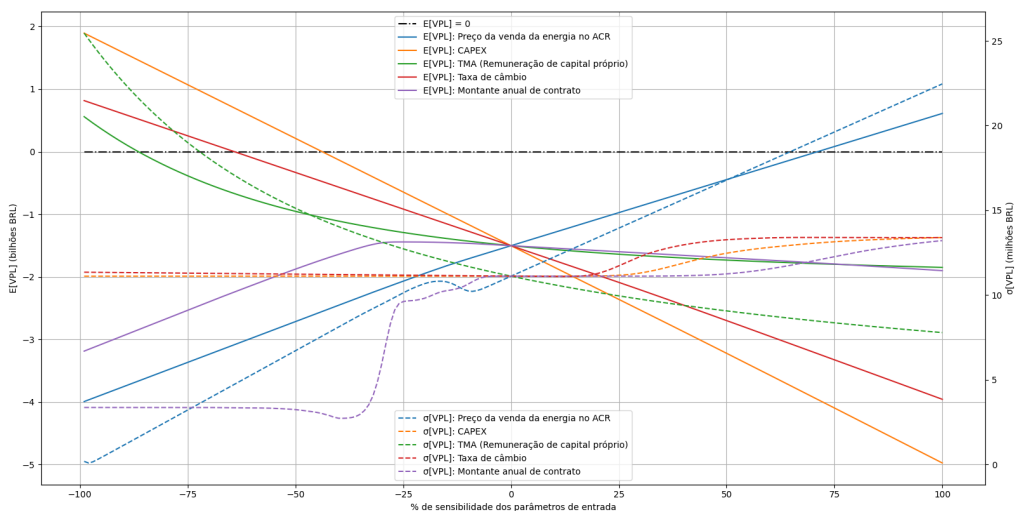


Figura 4.25: Resultados da análise de sensibilidade para o FCLA.

Com base nas Figuras 4.24 e 4.25, verificou-se que:

- o VPL aumenta conforme o preço de venda da energia elétrica se eleva. A usina híbrida atinge viabilidade econômica quando o preço de venda da energia elétrica ultrapassa R\$ 740,24/MWh (66,49% de acréscimo do valor base) para o FCLE e R\$ 760,69/MWh (71,09% de acréscimo do valor base) para o FCLA;

- o CAPEX é inversamente proporcional ao VPL. Para garantir a viabilidade econômica, o valor do CAPEX deve ser inferior a R\$ 2290,78 milhões (-42,44% em relação ao valor base) para o FCLE, e inferior a R\$ 2237,04 milhões (-43,79% em relação ao valor base) para o FCLA;
- a análise revela uma dependência significativa do VPL em relação aos custos influenciados pela taxa de câmbio. A viabilidade econômica da usina se torna comprometida quando a taxa de câmbio atinge R\$ 1,88/USD (representando uma redução de 62,28% em relação ao valor base) para o FCLE, e R\$ 1,79/USD (uma redução de 64,16% em relação ao valor base) para o FCLA;
- o VPL apresenta um comportamento exponencialmente decrescente em relação à TMA. Para que o VPL seja positivo, a TMA deve ser de 1,98% ao ano (representando uma redução de 72,70% em relação ao valor base) para o FCLE. Já para o FCLA, a TMA deve ser de 1,31% ao ano (representando uma redução de 86,43% em relação ao valor base) para o FCLA; e
- o VPL melhora à medida que o MAEC aumenta, até atingir um ponto ótimo correspondente a uma redução de 26% nos dois fluxos de caixa. A partir desse ponto, o VPL começa a piorar. Para uma redução de 26% no MAEC, o valor esperado do VPL ( $E[VPL_{FCLE}]$ ) e do VPL ( $E[VPL_{FCLA}]$ ) são, respectivamente, R\$ -1662,12 milhões e R\$ -1441,92 milhões.

Diante dos resultados da SA, conclui-se que o parâmetro de maior impacto na viabilidade econômica da usina híbrida instalada em Bom Jesus da Lapa foi o CAPEX juntamente com a taxa de câmbio, seguido do preço de venda da energia no ACR e pela TMA e, por fim, do MAEC.

#### 4.8 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA O CENÁRIO OTIMISTA

Com base nos resultados obtidos via SA, realizou-se uma simulação considerando um cenário otimista para a usina híbrida.

A Tabela 4.22 apresenta os valores dos parâmetros empregados na simulação do cenário otimista. Para o preço da venda da energia, considerou-se atualizar o valor base da venda de energia no ACR com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado nos últimos 12 meses de 3,69% a.a. Essa atualização foi projetada para os próximos 4 anos, resultando em um valor de 572,96 reais/MWh. Para o CAPEX e os equipamentos a serem substituídos no futuro, optou-se por uma redução de 30% em relação ao valor base. Esse percentual de redução foi baseado nos dois componentes mais caros da usina híbrida: a bateria e a usina CSP. Quanto à bateria, o estudo de (COLE; KARMAKAR, 2023) indica uma possível queda de 30% no CAPEX das baterias de íon-lítio de grande porte entre 2024 e 2034. Já em relação à usina CSP, a pesquisa da (IRENA, 2022) demonstra que o custo de instalação das CSP do tipo SPT caiu 58% de 2010 a 2022. Para a taxa de câmbio, adotou-se o valor médio para o ano de 2018. Para o WACC, escolheu-se o valor desta taxa real para o ano de 2019. A escolha dessa taxa induz uma redução de 7,45% em comparação ao WACC utilizado no cenário base. Para custo de capital próprio e de capital de terceiros, reduziu-se em 7,45% do valor base, aplicando-se a mesma redução realizada no WACC. Por fim, em relação ao valor do MAEC escolhido, houve uma redução de 26% em relação ao valor base. Essa redução foi calculada com base nos resultantes da SA para o FCLE e para o FCLA.



Tabela 4.22: Valor dos parâmetros para o cenário otimista.

Parâmetro	Valor
Preço de venda	513,94 BRL/MWh
CAPEX	2108,49 Mi BRL
Taxa de câmbio	3,65 BRL/USD
WACC	6,72% a.a
Custo de capital próprio	8,95% a.a
Custo de capital de terceiros	3,98% a.a
MAEC	648,24 GWh

#### 4.8.1 Valor presente líquido para o cenário otimista

A distribuição de probabilidade do VPL para o FCLE e para o FCLA são exibidas nas Figuras 4.26 e 4.27. Para estas distribuições, o valor esperado do VPL ( $E[VPL_{FCLE}]$ ) e do VPL ( $E[VPL_{FCLA}]$ ) correspondem a R\$ 851,68 milhões e a R\$ 639,07 milhões, respectivamente. Os riscos associados ( $\sigma[VPL_{FCLE}]$ ) e ( $\sigma[VPL_{FCLA}]$ ) são R\$ 13,57 milhões e R\$ 11,77 milhões, respectivamente. Destaca-se que a distribuição de probabilidade indica um VPL positivo para todos os cenários, evidenciando a viabilidade econômica do empreendimento, independentemente da metodologia de fluxo de caixa utilizada. Portanto, a PNRI é calculada como 100%.

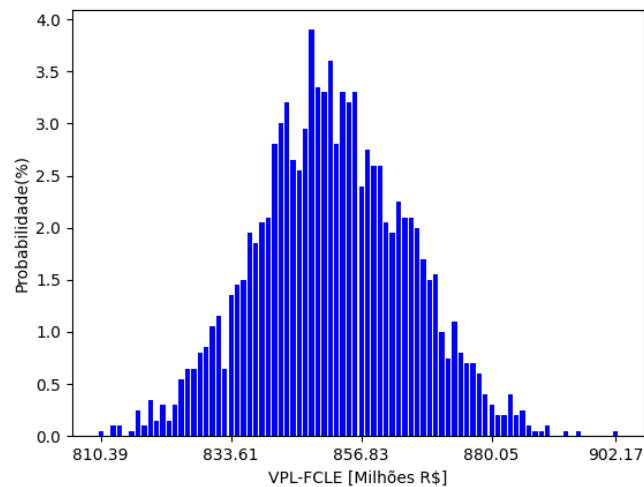


Figura 4.26: Distribuição de probabilidade do VPL para o cenário otimista ao utilizar o FCLE.

#### 4.8.2 Taxa interna de retorno modificada para o cenário otimista

As distribuições de probabilidade da TIRM para o FCLE e para o FCLA são apresentadas nas Figuras 4.28 e 4.29, respectivamente. Os valores esperados da TIRM para o FCLE ( $E[TIRM_{FCLE}]$ ) e para o FCLA ( $E[TIRM_{FCLA}]$ ) são de 7,92% a.a. e 10,39% a.a., respectivamente. Ambos os valores superam a TMA adotada de 6,72% a.a. para o FCLE e de 8,95% a.a. para o FCLA. O risco associado, representado por  $\sigma[TIRM_{FCLE}]$  e  $\sigma[TIRM_{FCLA}]$ , é de 0,01646% e 0,02479%, respectivamente. Observa-se que todas

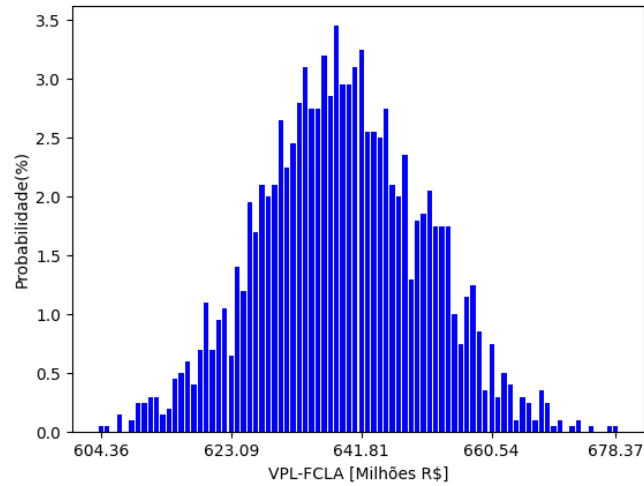


Figura 4.27: Distribuição de probabilidade do VPL para o cenário otimista ao utilizar o FCLA.

as projeções para a TIRM excedem a TMA, indicando a plena viabilidade econômica do empreendimento, independentemente da abordagem utilizada para o fluxo de caixa.

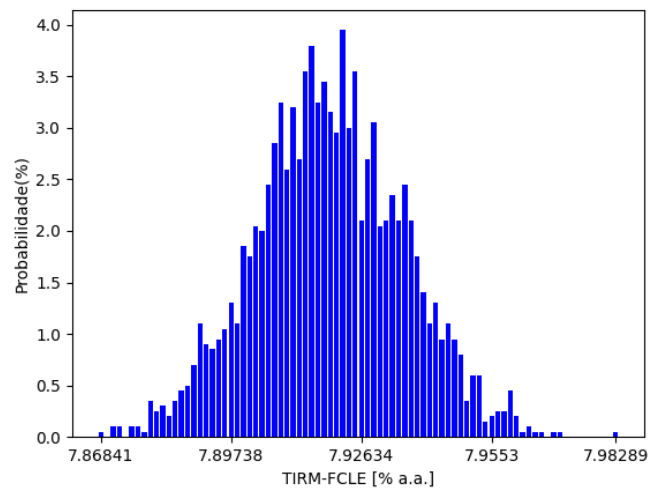


Figura 4.28: Distribuição de probabilidade da TIRM para o cenário otimista ao utilizar o FCLE.

### 4.8.3 Payback descontado para o cenário otimista

As distribuições de probabilidade do PBD para o FCLE e para o FCLA estão ilustradas nas Figuras 4.30 e 4.31. Os valores esperados do PBD para o FCLE ( $E[PBD_{FCLE}]$ ) e para o FCLA ( $E[PBD_{FCLA}]$ ) são 13,42 e 10,88 anos, respectivamente. Ambos os valores são inferiores à vida útil projetada da usina híbrida. O risco associado, representado por  $(\sigma[PBD_{FCLE}]$  e  $(\sigma[PBD_{FCLA}]$ ), é de 0,1297 e 0,1581 anos, respectivamente. Pontua-se que todas as estimativas possíveis para o PBD são inferiores à vida útil da usina híbrida, indicando, em todos os cenários, uma viabilidade econômica do empreendimento,

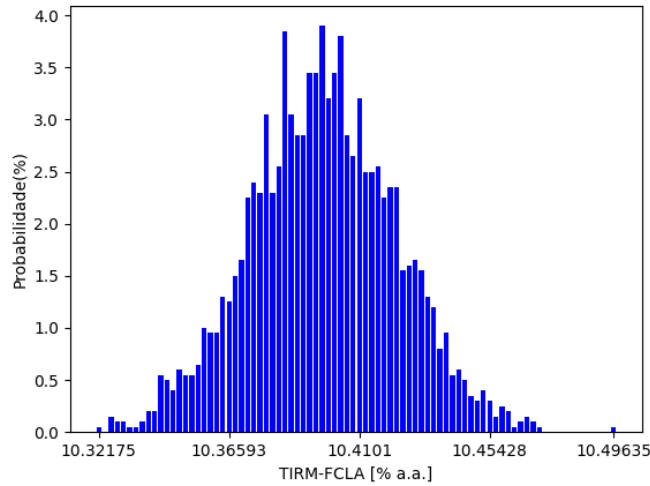


Figura 4.29: Distribuição de probabilidade da TIRM para o cenário otimista ao utilizar o FCLA.

independentemente da metodologia de fluxo de caixa utilizada.

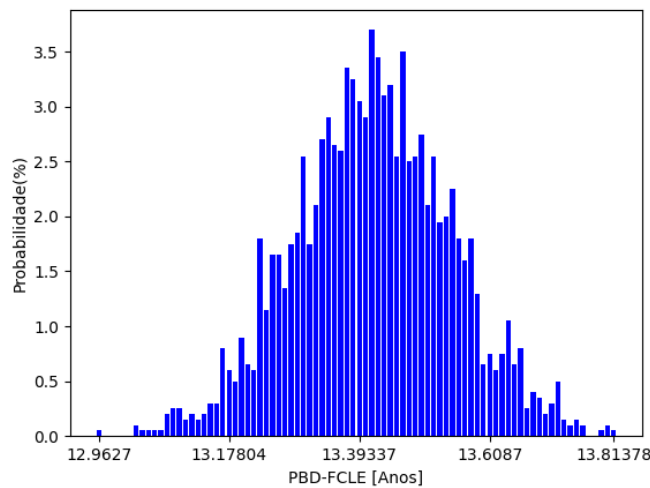


Figura 4.30: Distribuição de probabilidade do PBD para o cenário otimista ao utilizar o FCLE.

#### 4.8.4 Custo nivelado de energia para o cenário otimista

As Figuras 4.32 e 4.33 apresentam as distribuições de probabilidade dos LCOEs para os modelos de FCLE e FCLA. Os valores esperados para o LCOE do FCLE ( $E[LCOE_{FCLE}]$ ) e FCLA ( $E[LCOE_{FCLA}]$ ) foram calculados como 0,0805 USD/kWh e 0,1041 USD/kWh, respectivamente. Além disso, os desvios padrão associados ( $\sigma[LCOE_{FCLE}]$ ) e ( $\sigma[LCOE_{FCLA}]$ ) foram estimados em 0,0003342 USD/kWh e 0,0004649 USD/kWh, respectivamente.

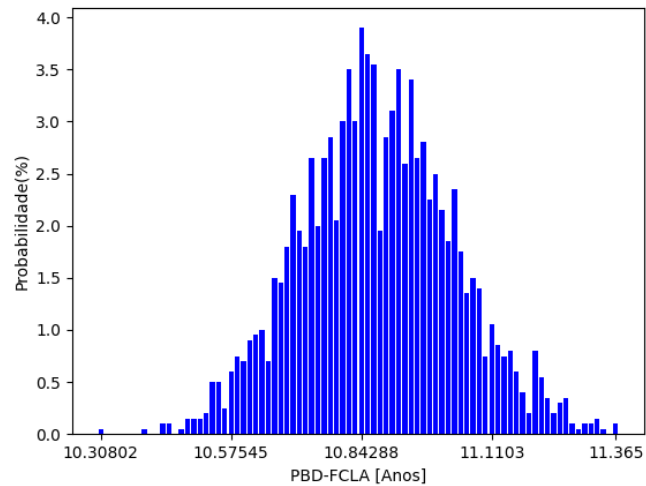


Figura 4.31: Distribuição de probabilidade do PBD para o cenário otimista ao utilizar o FCLA.

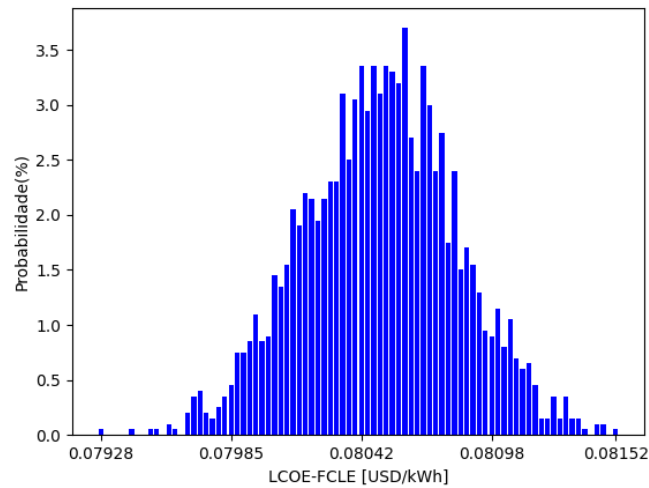


Figura 4.32: Distribuição de probabilidade do LCOE para o cenário otimista ao utilizar o FCLE.

#### 4.9 COMPARAÇÃO DOS INDICADORES ECONÔMICOS ENTRE OS RESULTADOS DO CENÁRIO BASE E CENÁRIO OTIMISTA

As Tabelas 4.23 e 4.24 apresentam a comparação dos indicadores econômicos entre os resultados do valor esperado dos cenários base e otimista.

Tabela 4.23: Comparação entre os resultados do valor esperado do cenário base e otimista para o FCLE.

Cenário	VPL (BRL milhões)	TIRM (% a.a.)	PBD (anos)	LCOE (USD/kWh)
Base	-1739,27	5,31	>30	0,1087
Otimista	851,68	7,92	13,42	0,0805
Diferença	+149,31%	+2,61 pp	-	-25,94%

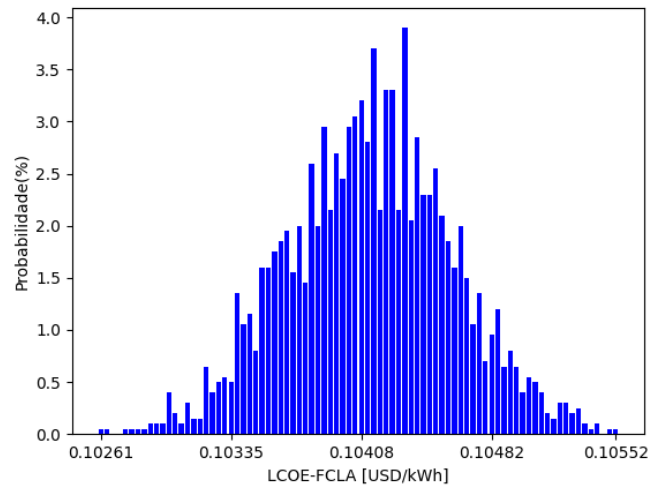


Figura 4.33: Distribuição de probabilidade do LCOE para o cenário otimista ao utilizar o FCLA.

Tabela 4.24: Comparação entre os resultados do valor esperado do cenário base e otimista para o FCLA.

Cenário	VPL (BRL milhões)	TIRM (% a.a.)	PBD (anos)	LCOE (USD/kWh)
Base	-1501,85	5,69	>30	0,1442
Otimista	639,07	10,39	10,88	0,1041
Diferença	+142,55%	+4,7 pp	-	-27,81%

Analisando-se os dados das Tabelas 4.23 e 4.24, observa-se que todos os indicadores de viabilidade econômica apresentaram melhora significativa no cenário otimista. O valor esperado do VPL tornou-se positivo, com um aumento de 149,31% para o FCLE e 142,55% para o FCLA em relação ao cenário base, gerando lucro. A TIRM esperada aumentou para 7,92% no FCLE e 10,39% no FCLA, ambos acima da nova TMA, indicando que o projeto é atrativo para investidores. Além disso, o PBD foi reduzido para 13,42 anos no FCLE e 10,88 anos no FCLA, mostrando que é esperado que os investidores comecem a lucrar entre o décimo terceiro e décimo quarto ano no FCLE e entre o décimo e o décimo primeiro ano no FCLA. Destaca-se também a redução do LCOE para 0,0805 USD/kWh no FCLE e 0,1041 USD/kWh no FCLA, tornando a central ainda mais competitiva.

## 5 CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou uma metodologia para analisar o risco e a viabilidade técnico-econômica de uma usina híbrida no Brasil com a venda da energia no ACR. Essa usina foi composta por uma planta CSP do tipo SPT com armazenamento térmico e uma planta PV com armazenamento por baterias. Para avaliar o potencial técnico e econômico de geração da mencionada usina, conduziu-se simulações utilizando-se um código desenvolvido em Python. Na etapa de otimização da usina CSP, utilizou-se o *SolarPilot*, que está integrado ao SAM.

A metodologia considerou variáveis aleatórias como irradiação direta, irradiação difusa, temperatura ambiente, velocidade do vento e umidade relativa do ar. Utilizou-se modelos estocásticos para contemplar as principais características dessas variáveis, utilizando-se o método de simulação de Monte Carlo com correlação para gerar 2000 séries sintéticas para as variáveis aleatórias. No entanto, para as irradiações, empregou-se cadeias de Markov. A utilização de cadeias de Markov para a irradiação direta e difusa é um ponto de contribuição deste estudo, dado que em (KAMAL; JAFRI, 1999), o único trabalho encontrado na literatura sobre este assunto, tal método foi empregado somente para a irradiação global. Esses modelos estocásticos para temperatura ambiente, velocidade do vento e umidade relativa foram validados com base nos dados históricos horários. Eles contemplam de maneira confiável as características de reversão à média, volatilidade e sazonalidade. Além disso, eles podem ser facilmente adaptados aos dados climáticos de diferentes localidades.

Além de se abordar as condições climáticas aleatórias da região, a metodologia proposta neste estudo modelou a geração de energia da usina híbrida com base na combinação de três componentes principais: a usina PV, as baterias e a usina CSP com armazenamento térmico. Para a parte da usina PV, considerou-se o modelo de eficiência simples com as perdas no lado CC e CA, além da degradação anual. A abordagem utilizada para a bateria foi o modelo de tensão dos terminais, aplicável tanto nos modos de carga quanto de descarga. A degradação da capacidade total da bateria foi incorporada ao modelo com base na contagem de ciclos. Já para a usina CSP, o modelo contemplou a degradação anual, as perdas por radiação e convecção no receptor, bem como as perdas nas tubulações e as no armazenamento térmico durante o carregamento ou descarregamento, além da eficiência do campo solar e do ciclo de potência.

Na sequência, gerou-se as séries sintéticas dos fluxos de caixa anuais para o FCLE e o FCLA. Ao utilizar dois fluxos de caixa distintos, foi possível apontar a vantagem de cada um em diferentes aspectos, analisando os resultados para cada indicador econômico associado.

Para garantir resultados precisos nos indicadores econômicos de viabilidade, a metodologia contemplou as particularidades legislativas e tributárias do ACR. Adicionalmente, foram empregados parâmetros técnicos obtidos de outros artigos presentes na literatura. As potências instaladas da usina PV, das baterias, do inversor da usina PV, do inversor das baterias, da usina CSP são 259,13 MW, 400 MWh, 190 MW CA, 100 MW CA e 100 MW, respectivamente. Nesse modelo, a venda da energia elétrica foi negociada no ACR. Para precificação da usina CSP e das baterias, grande parte dos equipamentos seguiu o mercado estrangeiro e sem incorporar taxa de importação, considerando-se que o Brasil não produz os componentes

para essa parte da usina híbrida.

Na análise técnica dos resultados da geração da usina híbrida, examinou-se o comportamento horário da produção de energia ao longo de um período de alta e baixa incidência solar, considerando-se o primeiro e o último ano de funcionamento. Além disso, calculou-se a produção média e o desvio padrão para a geração de energia elétrica anual da usina híbrida durante toda a sua vida útil, bem como determinou-se a distribuição de probabilidade da quantidade de anos necessários para a substituição da bateria.

No que diz respeito ao comportamento horário da produção de energia da usina híbrida, observou-se que não foi possível manter uma entrega constante de energia ao longo de todas as horas do ano, uma vez que essa entrega está fortemente ligada à irradiação solar diária. Quanto ao comportamento anual da produção de energia da usina híbrida, em todos os anos houve a necessidade de ressarcimento por parte do agente vendedor, uma vez que a produção não atingiu a demanda anual do contrato. A produção da usina híbrida não atingiu a potência contratada anual devido aos dias de baixa irradiação solar, que resultaram em baixos níveis de carregamento tanto no armazenamento térmico quanto nas baterias. Como consequência, não havia energia suficiente para atender à demanda durante o período noturno. Uma estratégia para atender à demanda contratual de 876 GWh é aumentar a capacidade de armazenamento térmico, ampliando as horas de operação do tanque de armazenamento. Simultaneamente, é necessário aumentar o múltiplo solar, o que implica na expansão do campo solar. Essa abordagem visa garantir a geração suficiente para cobrir a demanda, mesmo em períodos de baixa irradiação solar. Quanto à bateria, a maioria dos períodos de troca ocorreu na metade da vida útil da usina híbrida, o que representa o melhor momento para a sua substituição, evitando que a segunda bateria fique com vida útil remanescente.

Na análise de riscos envolvendo a usina híbrida, avaliou-se a distribuição de probabilidade dos indicadores de viabilidade econômica, como o VPL, TIRM, PBD e LCOE. No cenário inicial proposto para a usina híbrida, os indicadores econômicos apontaram a inviabilidade econômica da usina híbrida em questão, independentemente do fluxo de caixa adotado. Para o VPL, o uso do FCLE resultou-se em um valor esperado mais negativo em comparação com o do FCLA, indicando que o projeto se torna menos vantajoso no FCLE. Já para a TIRM, o uso do FCLE indicou um valor esperado mais baixo para a TIRM em comparação com o FCLA. Por fim, no cálculo do LCOE, o uso do FCLE resultou em um valor esperado mais baixo em comparação ao FCLA. Isso se deve ao fato de que a taxa de desconto aplicada no cálculo do LCOE para o FCLE é menor que a utilizada no FCLA. Além disso, no caso do FCLA, o LCOE é elevado em função do acréscimo dos juros da dívida na equação. O LCOE mais alto resulta em uma usina menos competitiva em comparação a outras fonte de geração de energia elétrica.

Diante da inviabilidade econômica para todos os cenários e com o objetivo de avaliar como os principais parâmetros afetam a viabilidade econômica, conduziu-se uma análise de sensibilidade univariada para o VPL do FCLE e FCLA dos seguintes parâmetros: preço de venda da energia elétrica no ACR (BRL/MWh), CAPEX (BRL), taxa de câmbio (BRL/USD), taxa mínima de atratividade (% a.a.) e montante anual de energia de contrato (GWh).

Os resultados da análise de sensibilidade indicaram que o CAPEX é o parâmetro que mais impacta a viabilidade econômica do projeto, seguido pela taxa de câmbio, pelo preço da venda da energia no ACR, pela TMA e, por fim, pelo montante anual de energia de contrato. É importante ressaltar que o CAPEX está fortemente relacionado à taxa de câmbio. Em relação ao comportamento do VPL diante de variações nos

parâmetros, temos o seguinte: i) a variação da TMA afeta o VPL de forma exponencial, sendo inversamente proporcional. Quanto maior a TMA, menor o VPL; ii) o VPL é inversamente proporcional à variação do CAPEX e da taxa de câmbio, de forma linear, ou seja, quanto maior o CAPEX ou a taxa de câmbio, menor o VPL; iii) o VPL é diretamente proporcional ao preço da venda da energia no ACR, também de forma linear. Assim, um aumento no preço da energia resulta em um VPL maior; e iv) o VPL melhora à medida que o montante anual de energia do contrato aumenta, até atingir um ponto ótimo em relação ao MAEC, correspondente a -26% para o dois fluxos de caixa. A partir desse ponto, o VPL tende a piorar.

Ao avaliar a sensibilidade dos indicadores, propôs-se um cenário otimista para instalação da usina híbrida em Bom Jesus da Lapa. Neste cenário, modificou-se os mesmos parâmetros que foram variados na análise de sensibilidade univariada. Para o preço de venda da energia no ACR, projetou-se o valor base para daqui a 4 anos com base no IPCA acumulado nos últimos 12 meses. Quanto ao CAPEX e aos equipamentos a serem substituídos no futuro, aplicou-se uma redução de 30% em relação ao valor base. A taxa de câmbio adotada foi a média para o ano de 2018 igual a 3,65 BRL/USD. Para o WACC, escolheu-se o valor desta taxa real para o ano de 2019, visto que foi o menor valor do WACC registrado em (IPEA, 2023). A escolha dessa taxa induz uma redução de 7,45% em comparação ao WACC utilizado no cenário base. Para custo de capital próprio e de capital de terceiros, reduziu-se em 7,45% do valor base, aplicando-se a mesma redução realizada no WACC. Por fim, em relação ao valor do montante anual de energia de contrato escolhido, procedeu-se uma redução de 26% em relação ao valor base.

No cenário otimista proposto para a usina híbrida, todos os indicadores econômicos mencionados apontaram a viabilidade econômica e PNRI igual a zero para usina híbrida em questão, independentemente do fluxo de caixa adotado. Portanto, esta hipótese reúne vários fatores que favorecem o desenvolvimento da usina híbrida testada neste estudo no Brasil. Para o VPL, o uso do FCLE resultou-se em um valor esperado mais alto em comparação com o uso do FCLA, demonstrando que o projeto se torna mais vantajoso com a utilização do FCLE, em contraste com o resultado observado no cenário base para o VPL. Já para a TIRM, o uso do FCLE indicou em um valor esperado mais baixo em comparação com o FCLA, mas ainda assim indicando viabilidade. Por fim, no cálculo do LCOE, o uso do FCLE conduziu a um valor esperado mais baixo quando comparado ao FCLA, seguindo a mesma lógica do resultado obtido no cenário base, que indicou um valor esperado menor para o LCOE com o uso do FCLE. Como todos os cenários otimistas apresentaram viabilidade econômica, foi possível encontrar o valor esperado para o PBD ao se utilizar o FCLE e o FCLA. Sendo assim, ao se calcular o PBD, quando do uso do FCLE, empregou-se um valor esperado mais alto em comparação com o FCLA. No FCLE, isso culmina em um tempo necessário um pouco maior, visando-se a obtenção de lucro.

Faz-se necessário destacar que os dois modelos de fluxo de caixa adotados são específicos para o Brasil, ou seja, eles contemplam as condições políticas e econômicas nacionais. Porém, eles podem ser adaptados para outros países. Quando se considera as condições políticas e econômicas, é fundamental avaliar a viabilidade da produção de equipamentos para usinas CSP em território nacional, visando à redução de custos. Além disso, a adoção de medidas governamentais voltadas para a criação de um ambiente político-econômico favorável à integração dessas usinas caracteriza-se como crucial. Vale destacar o grande potencial de geração e os diversos benefícios proporcionados pelas usinas CSP, especialmente no que diz respeito ao despacho constante de energia elétrica ao longo do dia.



Este trabalho apresentou uma metodologia para a tomada de decisões de investidores em cenários de risco, especialmente no contexto das energias renováveis e usina híbrida. Ao promover investimentos nesse setor, a ferramenta contribui para o fortalecimento do planejamento energético do Brasil. Ademais, por meio de análises detalhadas e previsões, ela pode auxiliar investidores na identificação de oportunidades e na mitigação de riscos. Dessa forma, ela colabora para um desenvolvimento sustentável e eficiente, alinhado com as demandas do setor energético nacional.

## 5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

- Executar uma análise de sensibilidade do parâmetro de múltiplo solar, juntamente com um aumento na capacidade do tanque de armazenamento, para se entender como essas variáveis influenciam a geração anual de energia da usina híbrida;
- Considerar nas análises os sistemas de rastreamento de um e de dois eixos nos sistemas FV;
- Utilizar um modelo estocástico para a irradiação horária direta e difusa com a possibilidade da inserção do método de Monte Carlo e das correlações;
- Realizar uma análise de risco considerando o ACL;
- Avaliar e propor uma integração do ACL com o ACR;
- Efetuar uma análise de risco para as demais topologias CSP;
- Identificar os componentes do sistema de geração CSP do tipo SPT que podem ser adquiridos ou fabricados no Brasil e avaliar como isso afeta o custo de implementação;
- Considerar a inclusão da comercialização de Certificados de Emissões Reduzidas na análise de viabilidade econômica; e
- Considerar a aplicação da Teoria das Opções Reais na análise de viabilidade econômica de usina híbridas.

## 5.2 TRABALHOS PUBLICADOS

O seguinte artigo, apresentado em congresso, foi elaborado para divulgar os resultados preliminares da pesquisa desenvolvida.

Menezes, B. de A., de Leles Ferreira Filho, A., Ribeiro, V. S. M., Domingues, E. G., Rabelo, O. H. de F. (2024). **Analysis of real concentrating solar plant with thermal storage system in the brazilian scenario**. In 2024 Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)

Vale mencionar que este artigo foi selecionado entre os melhores trabalhos aprovados no X Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS 2024). Além disso, o Comitê Científico o indicou para publicação na

Revista Brasileira de Energia Solar (RBENS), a revista oficial da Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS).

## Referências Bibliográficas

- ABEEÓLICA, A. *BRASIL PERMANECE EM 6º LUGAR NO RANKING MUNDIAL DE ENERGIA EÓLICA*. 2024. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/brasil-permanece-em-6o-lugar-no-ranking-mundial-de-energia-eolica/>>. Acesso em: 10 de maio 2024.
- AGUILAR-JIMENEZ, J.; VELAZQUEZ, N.; ACUÑA, A.; COTA, R.; GONZÁLEZ, E.; GONZÁLEZ, L.; LÓPEZ, R.; ISLAS, S. Techno-economic analysis of a hybrid pv-csp system with thermal energy storage applied to isolated microgrids. *Solar Energy*, v. 174, p. 55–65, 2018. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X18308478>>.
- AL-KHORI, K.; BICER, Y.; KOÇ, M. Comparative techno-economic assessment of integrated pv-sofc and pv-battery hybrid system for natural gas processing plants. *Energy*, v. 222, p. 119923, 2021. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221001729>>.
- ANEEL. *Submódulo 5.5 Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica — TFSEE*. 2013. Disponível em: <[https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2013591\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2013591_2.pdf)>. Acesso em: 23 de novembro 2023.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.009, DE 22 DE MARÇO DE 2022*. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>>. Acesso em: 23 de novembro 2023.
- ATLAS, G. S. *GLOBAL SOLAR ATLAS*. 2024. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map>>. Acesso em: 26 de setembro 2024.
- AWAN, A. B.; ZUBAIR, M.; MOULI, K. V. C. Design, optimization and performance comparison of solar tower and photovoltaic power plants. *Energy*, Elsevier, v. 199, p. 117450, 2020.
- AZEVEDO, G.; LOPES, M.; MENEZES, B.; RABELO, O.; BRITO, L.; DIAS, A.; FILHO, A.; DOMINGUES, E. Linear fresnel reflector technology in brazil: a techno-economic evaluation. *RE&PQJ*, v. 21, n. 3, 2023.
- BONORA. *O valor desembolsado pelos agentes com contribuição associativa reduziu 11% nos últimos 5 anos*. 2021. Disponível em: <<https://migratio.com.br/o-valor-desembolsado-pelos-agentes-com-contribuicao-associativa-reduziu-11-nos-ultimos-5-anos/>>. Acesso em: 23 de novembro 2023.
- BRUMANA, G.; FRANCHINI, G.; GHIRARDI, E.; PERDICHIZZI, A. Techno-economic optimization of hybrid power generation systems: A renewables community case study. *Energy*, v. 246, p. 123427, 2022. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544222003309>>.
- CASARIN, R. *Energia solar supera 45 GW de capacidade instalada no Brasil*. 2024. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/noticias/operacao-e-expansao/oem/energia-solar-supera-45-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil>>. Acesso em: 19 de setembro 2024.
- CASTILLEJO-CUBEROS, A.; CARDEMIL, J.; ESCOBAR, R. Techno-economic assessment of photovoltaic plants considering high temporal resolution and non-linear dynamics of battery storage. *Applied Energy*, v. 334, p. 120712, 2023. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923000764>>.

- CCEE. *Contratos Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/contratos>>. Acesso em: 25 de abril 2023.
- CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (leilão - mensal)*. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mensal>>. Acesso em: 23 de março 2024.
- CCEE, C. d. C. d. E. E. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Adesão)*. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/adesao>>. Acesso em: 30 de abril 2024.
- COLE, W.; KARMAKAR, A. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*. 2023. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>>. Acesso em: 10 de maio 2023.
- COX, J. L.; HAMILTON, W. T.; NEWMAN, A. M. Parametric analysis on optimized design of hybrid solar power plants. *Solar Energy*, v. 252, p. 195–217, 2023. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X23000166>>.
- DAMODARAN, A. *Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo*. [S.l.]: Qualitymark, 2010.
- DIAS, M. A. G.; ROCHA, K. Petroleum concessions with extendible options: Investment timing and value using mean reversion and jump processes for oil prices. *Institute for Applied Economic Research Working Paper*, n. 620, 1999.
- DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal of the American statistical association*, Taylor & Francis, v. 74, n. 366a, p. 427–431, 1979.
- DIORIO, N.; DOBOS, A.; JANZOU, S.; NELSON, A.; LUNDSTROM, B. Technoeconomic modeling of battery energy storage in sam. 9 2015. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1225314>>.
- DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. *Investment under uncertainty*. [S.l.]: Princeton university press, 1994.
- DOMINGUES, E. *Análise de risco para otimizar carteiras de ativos físicos em geração de energia elétrica*. 2003. Tese (Doutorado) — Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)—Instituto de Engenharia Elétrica . . . , 2003.
- DOWNING, S.; SOCIE, D. Simple rainflow counting algorithms. *International Journal of Fatigue*, v. 4, n. 1, p. 31–40, 1982. ISSN 0142-1123. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0142112382900184>>.
- EDOO, N.; KING, R. T. F. A. Techno-economic analysis of utility-scale solar photovoltaic plus battery power plant. *Energies*, v. 14, n. 23, 2021. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/23/8145>>.
- ELETRICO, R. O. setor. *RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DAS DISTRIBUIDORAS: ENTRAVES E DESAFIOS*. 2024. Disponível em: <[https://www.oseletrico.com.br/wp-content/uploads/2024/04/OSE\\_202\\_FINALSITE.pdf](https://www.oseletrico.com.br/wp-content/uploads/2024/04/OSE_202_FINALSITE.pdf)>. Acesso em: 19 de setembro 2024.
- ENERGES. *Habilidades que devo ter para Atuar no Mercado de Energia*. 2021. Disponível em: <<https://energes.com.br/quais-habilidades-devo-ter-para-atuar-no-mercado-de-energia/>>. Acesso em: 25 de abril 2023.
- EPE, E. de P. E. 2º leilão de energia de reserva de 2015. *Rio de Janeiro*, 2015.
- FEIERABEND, L. *Thermal model development and simulation of cavity-type solar central receiver systems*. Tese (Doutorado) — University of Wisconsin–Madison, 2010.

FRONTIN, S. d. O.; JÚNIOR, A. C. P. B.; CARNEIRO, M. T. D.; GODOY, N. R. D. d.; FONSECA, A.; GILMANOVA, A.; ARDITO, A.; CARVALHO, D. P.; GORI, G.; GABETTA, G. et al. Usina fotovoltaica jaíba solar: Planejamento e engenharia. 2017.

FULLER, W. A. *Introduction to statistical time series 2. ed. Iowa State University: Wiley, 1996. 728 p.* [S.l.]: John Wiley & Sons, 1996.

GACITÚA, J. A.; PALMA-BEHNKE, R.; CARDEMIL, J. M.; CERDA, M. T.; GODOY, F.; DINTER, F. Assessing the synergy between a seawater pumping system for mining facilities and the cooling system of a csp plant in northern chile. *Journal of Cleaner Production*, v. 346, p. 131052, 2022. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652622006849>>.

GALESNE, A.; FENSTERSEIFER, J. E.; LAMB, R. *Decisões de investimentos da empresa.* [S.l.]: Atlas, 1999.

GILMAN, P.; DOBOS, A.; DIORIO, N.; FREEMAN, J.; JANZOU, S.; RYBERG, D. Sam fotovoltaica model technical reference update. *NREL: Golden, CO, USA*, 2018.

GITMAN, L. J. *Princípios de administração financeira.* [S.l.]: Atlas, 2001.

GROUP, G. *Transição Energética: O Caminho para um Futuro Sustentável e Limpo.* 2024. Disponível em: <<https://www.gnpw.com.br/transicao-energetica/transicao-energetica-o-caminho-para-um-futuro-sustentavel-e-limpo/>>. Acesso em: 19 de setembro 2024.

GUJARATI, D. N.; PORTER, D. C. *Econometria Básica, 5ª edição.* [S.l.]: AMGH, 2011.

HINES, W. W.; MONTGOMERY, D. C.; GOLDSMAN, D. M.; BORROR, C. M. *Probabilidade e Estatística na Engenharia. 4. ed. Rio de Janeiro.* [S.l.]: AMGH, 2011.

IEMA, I. d. E. e. M. A. *Integração de energias renováveis ao sistema elétrico brasileiro.* 2024. Disponível em: <[https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2024/08/notas\\_integracao\\_energia\\_renovavelIEMA.pdf](https://energiaambiente.org.br/wp-content/uploads/2024/08/notas_integracao_energia_renovavelIEMA.pdf)>. Acesso em: 9 de agosto 2024.

INCRA. *PREÇOS REFERENCIAIS DE TERRAS E IMÓVEIS RURAIS (em R\$).* 2018. Disponível em: <<https://www.gov.br/incra/pt-br/assuntos/governanca-fundiaria/relatorio-de-analise-de-mercados-de-terras/bahia>>. Acesso em: 22 de novembro 2023.

IPEA. *A Remuneração de capital no setor de distribuição de energia elétrica : investigação de excedentes econômicos na prorrogação das concessões.* 2023. Disponível em: <<https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/12713>>. Acesso em: 24 de junho 2024.

IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2022.* 2022. Disponível em: <<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>>. Acesso em: 10 de maio 2023.

IRENA, I. R. E. A. *Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook.* 2015. Disponível em: <<https://www.irena.org/Publications/2015/Jan/Battery-Storage-for-Renewables-Market-Status-and-Technology-Outlook>>. Acesso em: 10 de fevereiro 2023.

ISLAM, M. T.; HUDA, N.; ABDULLAH, A.; SAIDUR, R. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (csp) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, p. 987–1018, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118303113>>.

- JASOLAR. *Módulo 555W MBB Half-Cell JAM72S20 530-555/MR*. 2022. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto176845IdArquivo26721.pdf>>. Acesso em: 26 de janeiro 2023.
- JBAIHI, O.; OUCHANI, F. zahra; Alami Merrouni, A.; CHERKAOUI, M.; GHENNIQUI, A.; MAAROUFI, M. An ahp-gis based site suitability analysis for integrating large-scale hybrid csp+pv plants in morocco: An approach to address the intermittency of solar energy. *Journal of Cleaner Production*, v. 369, p. 133250, 2022. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652622028372>>.
- KAMAL, L.; JAFRI, Y. Z. Stochastic modeling and generation of synthetic sequences of hourly global solar irradiation at quetta, pakistan. *Renewable energy*, Elsevier, v. 18, n. 4, p. 565–572, 1999.
- KHAJEPOUR, S.; AMERI, M. Techno-economic analysis of a hybrid solar thermal-pv power plant. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 42, p. 100857, 2020. ISSN 2213-1388. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138820312844>>.
- LAWRENCE, M. G. The relationship between relative humidity and the dewpoint temperature in moist air: A simple conversion and applications. *Bulletin of the American Meteorological Society*, American Meteorological Society, Boston MA, USA, v. 86, n. 2, p. 225 – 234, 2005. Disponível em: <<https://journals.ametsoc.org/view/journals/bams/86/2/bams-86-2-225.xml>>.
- LIPSCHULTZ, A. Batteries in a portable world. *Biomedical Instrumentation & Technology*, v. 49, n. 2, p. 134–134, 2015. Disponível em: <<https://array.aami.org/doi/abs/10.2345/0899-8205-49.2.134>>.
- LIU, H.; ZHAI, R.; FU, J.; WANG, Y.; YANG, Y. Optimization study of thermal-storage pv-csp integrated system based on ga-pso algorithm. *Solar Energy*, v. 184, p. 391–409, 2019. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X19303494>>.
- LIU, T.; YANG, J.; YANG, Z.; DUAN, Y. Techno-economic feasibility of solar power plants considering pv/csp with electrical/thermal energy storage system. *Energy Conversion and Management*, v. 255, p. 115308, 2022. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422001042>>.
- Marco Taboga. *Cholesky decomposition*. 2021. Disponível em: <<https://www.statlect.com/matrix-algebra/Cholesky-decomposition>>. Acesso em: 16 de fevereiro 2024.
- MILLER, A.; LUMBY, B. *Utility Scale Solar Power Plants: A Guide For Developers and Investors*. 2011. Disponível em: <<https://documents1.worldbank.org/curated/en/868031468161086726/pdf/667620WP00PUBL005B0SOLAR0GUIDE0BOOK.pdf>>. Acesso em: 27 de setembro 2024.
- MME, M. d. M. e. E.; EPE, E. d. P. E. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. 2017. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em: 23 de novembro 2023.
- MME, M. d. M. e. E.; EPE, E. d. P. E. *NOTA TÉCNICA PR 07/18 - Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050*. 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%200007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>>. Acesso em: 23 de novembro 2023.
- MME, M. d. M. e. E.; EPE, E. d. P. E. *Plano Nacional de Energia 2050*. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/PNE%202050%20-%20Anexo.pdf>>. Acesso em: 23 de novembro 2023.

- MORETTIN, P. A.; TOLOI, C. M. d. C. *Análise de séries temporais*. [S.l.]: Blucher, 2022.
- NAKAMA, V.; LAFOZ, M.; NÁJERA, J.; ROSAS, D. S. y. Estimation of cycling aging of lithium-ion batteries for photovoltaic applications. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, v. 2180, n. 1, p. 012011, jan 2022. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/2180/1/012011>>.
- NEISES, T.; WAGNER, M. J. Simulation of direct steam power tower concentrated solar plant. In: AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. *Energy Sustainability*. [S.l.], 2012. v. 44816, p. 499–507.
- NETO, D. P. et al. Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis. *EMC. UFG. Goiânia-GO*, v. 21, 2017.
- OKAFOR, K.; ONWUSURU, I.; OKORO, I.; ONWUSURU, C. Solar satellite: A green energy infrastructure for power challenged environments, a case for solar cell iv behaviour. *African Journal of Computing & ICT*, v. 6, n. 5, p. 69–80, 2013.
- OLIVEIRA, T. A. P. d. Metodologia para análise de risco de investimento em fontes de geração heliotérmica do tipo torre solar no mercado regulado brasileiro. 2020.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. *Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (2017)*. 2017. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>. Acesso em: 29 de novembro 2023.
- PERKINS, G. Techno-economic comparison of the levelised cost of electricity generation from solar pv and battery storage with solar pv and combustion of bio-crude using fast pyrolysis of biomass. *Energy Conversion and Management*, v. 171, p. 1573–1588, 2018. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418307003>>.
- PESSOA, P. F. P. Opções de conversão com movimento de reversão à média com saltos de poisson: O caso do setor sucroalcooleiro. 2011.
- PETROLLESE, M.; COCCO, D. Optimal design of a hybrid csp-pv plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants. *Solar Energy*, v. 137, p. 477–489, 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16303644>>.
- PHILIBERT, C. *Technology roadmap: concentrating solar power*. [S.l.]: OECD/IEA, 2010.
- PILOTTI, L.; COLOMBARI, M.; CASTELLI, A.; BINOTTI, M.; GIACONIA, A.; MARTELLI, E. Simultaneous design and operational optimization of hybrid csp-pv plants. *Applied Energy*, v. 331, p. 120369, 2023. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261922016269>>.
- PINTO, C. d. L. B. Modelagem de opções reais com processos de reversão à média em tempo discreto: uma aplicação na indústria brasileira de etanol. *PUC-Rio, RJ, Brasil*, 2009.
- REDONDO, A. A. dos S. *Álgebra Linear: Cadeias de Markov e suas aplicações*. 2021. Disponível em: <[https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/1126518382274868/AL\\_Markov1.pdf](https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/1126518382274868/AL_Markov1.pdf)>. Acesso em: 03 de março 2024.
- RELION. *RB48V100*. 2023. Disponível em: <[https://ceb8596f236225acd007-8e95328c173a04ed694af83ee4e24c15.ssl.cf5.rackcdn.com/docs/product/RELiON-Data-Sheet\\_RB48V100.pdf](https://ceb8596f236225acd007-8e95328c173a04ed694af83ee4e24c15.ssl.cf5.rackcdn.com/docs/product/RELiON-Data-Sheet_RB48V100.pdf)>. Acesso em: 30 de abril 2023.
- SALAMEH, Z. *Renewable energy system design*. [S.l.]: Academic press, 2014.

- SALLES, A.; MELO, A.; LEGEY, L. Risk analysis methodologies for financial evaluation of wind energy power generation projects in the brazilian system. In: IEEE. *2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. [S.l.], 2004. p. 457–462.
- SAM. *SAM Simulation Core*. 2023. Disponível em: <<https://github.com/NREL/ssc/>>. Acesso em: 7 de agosto 2023.
- SCHROEDER, J. T.; SCHROEDER, I.; COSTA, R. P. da; SHINODA, C. O custo de capital como taxa mínima de atratividade na avaliação de projetos de investimento. 2005. ISSN 1808-0448.
- SIEBERS, D. L.; KRAABEL, J. S. Estimating convective energy losses from solar central receivers. *United States*, 1984.
- SIGA. *Sistemas de informações de geração da ANEEL - SIGA*. 2024. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em: 10 de maio 2024.
- SILVA, I. V. G. da. *Previsão de Vento para Geração de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2010.
- SILVA, R. D. de Souza e. *USINAS HELIOTÉRMICAS HÍBRIDAS: INTEGRAÇÃO DE CSP COM OUTROS RECURSOS ENERGÉTICOS*. 2020. Disponível em: <<https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/10325>>. Acesso em: 27 de setembro 2024.
- SOLAR, I. *Conceitos de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos*. 2020. Disponível em: <<https://institutosolar.com/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 15 de janeiro 2023.
- SOLARVOLT. *Kit de Energia Solar: Qual a Vida Útil dos Equipamentos?* 2015. Disponível em: <<https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/kit-de-energia-solar-vida-util/>>. Acesso em: 10 de junho 2023.
- SOUZA, A. F. de. *Avaliação dos investimentos - 1ª edição*. [S.l.]: Saraiva, 2007.
- STARKE, A. R.; CARDEMIL, J. M.; ESCOBAR, R. A.; COLLE, S. Assessing the performance of hybrid csp+pv plants in northern chile. *Solar Energy*, v. 138, p. 88–97, 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16304017>>.
- SUMAYLI, H.; EL-LEATHY, A.; DANISH, S. N.; AL-ANSARY, H.; ALMUTAIRI, Z.; AL-SUHAIBANI, Z.; SALEH, N. S.; SAEED, R. S.; ALSWAIYD, A.; DJAJADIWINATA, E.; ALAQEL, S. Integrated csp-pv hybrid solar power plant for two cities in saudi arabia. *Case Studies in Thermal Engineering*, v. 44, p. 102835, 2023. ISSN 2214-157X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214157X23001417>>.
- TAGLE-SALAZAR, P. D.; CABEZA, L. F.; PRIETO, C. Transient performance modelling of solar tower power plants with molten salt thermal energy storage systems. *Journal of Energy Storage*, v. 97, p. 112793, 2024. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2402379X>>.
- TCJL. *Painel Solar JA JAM72S30 530-550 MR*. 2023. Disponível em: <<https://tcjlcomercioservicos.com.br/produtos/painel-solar-ja-jam72s30-530-550-mr/#:~:text=Este%20produto%20tem%20seu%20desempenho,o%20programa%20Brasileiro%20de%20etiquetagem.&text=Total%20em%201%20parcela%3A%20R,10%20com%20todos%20os%20cart%C3%B5es.&text=R%24785%2C10-,Total%20em%201%20parcela%3A%20R%24785,10%20com%20todos%20os%20cart%C3%B5es.%20#Reais%20https://www.energiatotal.com.br/painel-solar-550w-ja-solar-jam72s30-550mr>>. Acesso em: 21 de novembro 2023.



TEIXEIRA, C. J. G. *ANÁLISE DE MODELOS DE SÉRIES TEMPORAIS EM TEMPO CONTÍNUO E SUAS APLICAÇÕES NO TRANSPORTE MARÍTIMO*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2021.

VALENZUELA, C.; MATA-TORRES, C.; CARDEMIL, J. M.; ESCOBAR, R. A. Csp+pv hybrid solar plants for power and water cogeneration in northern chile. *Solar Energy*, v. 157, p. 713–726, 2017. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X17307624>>.

WAGNER, M. Simulation and predictive performance modeling of utility-scale central receiver system power plants. 01 2008.

WAGNER, M. J.; GILMAN, P. *Technical manual for the SAM physical trough model*. [S.l.], 2011.

WAGNER, M. J.; NEWMAN, A. M.; HAMILTON, W. T.; BRAUN, R. J. Optimized dispatch in a first-principles concentrating solar power production model. *Applied Energy*, v. 203, p. 959–971, 2017. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191730822X>>.

ZHAI, R.; CHEN, Y.; LIU, H.; WU, H.; YANG, Y. Optimal design method of a hybrid csp-pv plant based on genetic algorithm considering the operation strategy. *International Journal of Photoenergy*, v. 2018, n. 1, p. 8380276, 2018. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1155/2018/8380276>>.

ZURITA, A.; MATA-TORRES, C.; VALENZUELA, C.; FELBOL, C.; CARDEMIL, J. M.; GUZMÁN, A. M.; ESCOBAR, R. A. Techno-economic evaluation of a hybrid csp+pv plant integrated with thermal energy storage and a large-scale battery energy storage system for base generation. *Solar Energy*, v. 173, p. 1262–1277, 2018. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X18308314>>.



## A. ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O PROCESSO DE REVERSÃO À MÉDIA ARITMÉTICO

A metodologia para calcular os parâmetros do processo de reversão à média aritmética é adotada conforme (DIXIT; PINDYCK, 1994; PINTO, 2009).

Primeiramente, é conduzida uma regressão linear simples onde a variável dependente é a diferença entre  $x_h$  e  $x_{h-1}$ , e a variável independente é  $x_{h-1}$ . Esta relação é expressa pela Equação (A.1).

$$x_h - x_{h-1} = a + (b - 1) \cdot x_{h-1} \quad (\text{A.1})$$

Em seguida, os parâmetros são determinados a partir dos valores estimados obtidos na regressão linear da série, utilizando as Equações (A.2), (A.3) e (A.4), onde  $\sigma_\varepsilon$  representa o erro padrão da regressão.

$$\eta = -\frac{\ln(b)}{\Delta h} \quad (\text{A.2})$$

$$\bar{x} = -\frac{a}{b - 1} \quad (\text{A.3})$$

$$\sigma = \sigma_\varepsilon \sqrt{\frac{2\ln(b)}{(b^2 - 1)\Delta h}} \quad (\text{A.4})$$

Em (A.2), (A.3) e (A.4):  $a$  representa o coeficiente linear;  $b$  é o coeficiente angular; e  $\Delta h$  indica a variação temporal em um intervalo específico.

## B. ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA O PROCESSO DE REVERSÃO À MÉDIA GEOMÉTRICO DE DIAS/MARLIM

A metodologia para calcular os parâmetros do processo de reversão à média geométrico é adotada conforme (PINTO, 2009).

Primeiramente, é essencial expressar o processo em função do intervalo de tempo discreto  $\Delta h$ , conforme a Equação (B.1).

$$x_h - x_{h-1} = \bar{x} \cdot (1 - e^{-\eta\Delta h}) + (e^{-\eta\Delta h} - 1) \cdot x_{h-1} + \varepsilon_h \quad (\text{B.1})$$

Em (B.1):  $\varepsilon_h$  representa o erro da série, conhecido como ruído branco.

Como lida-se com as séries  $P_h$  e não  $x_h$ , é necessário adaptar essa equação para as séries  $P_h$ . De acordo com a definição, tem-se  $\bar{x} = \ln(\bar{P})$ . Ao seguir os passos de (PINTO, 2009) e considerando-se  $x_h = \ln(P_h) + \frac{\text{var}(x_h)}{2}$ , sendo  $\text{var}(x_h)$  a variância de  $x_h$ , obtêm-se:

$$\ln\left(\frac{P_h}{P_{h-1}}\right) = (1 - e^{-\eta\Delta h})\ln(\bar{P}) + (e^{-\eta\Delta h} \frac{\text{var}(x_{h-1})}{2} - \frac{\text{var}(x_h)}{2}) + (e^{-\eta\Delta h} - 1)\ln(P_{h-1}) \quad (\text{B.2})$$

Utilizando-se a Equação (B.2),  $\text{var}(x_h) = \frac{\sigma^2}{2\eta}(1 - e^{-2\eta h})$  e chamando  $B(h)$  de termo da variância, chega-se à Equação (B.3).

$$\ln\left(\frac{P_h}{P_{h-1}}\right) = (1 - e^{-\eta\Delta h})\ln(\bar{P}) + B(h) + (e^{-\eta\Delta h} - 1)\ln(P_{h-1}) \quad (\text{B.3})$$

Com  $a = (1 - e^{-\eta\Delta h})\ln(\bar{P}) + B(h)$  e  $b - 1 = (e^{-\eta\Delta h} - 1)$ , nota-se que  $a$  não é constante, mas uma função de  $h$  e não se pode rodar a regressão linear para estimar os valores dos parâmetros. No entanto, é verificado numericamente que  $a$  na expressão de  $B(h)$ , o termo  $e^{-2\eta t} \cdot (1 - e^{\eta\Delta h})$  tende a zero na medida que  $h$  cresce. Nesse caso, pode-se aproximar o valor de  $B(h)$  por  $\frac{\sigma^2}{4\eta}(e^{-\eta\Delta h} - 1)$ , que é constante. Substituindo na Equação (B.3), resulta-se na Equação (B.4).

$$\ln\left(\frac{P_h}{P_{h-1}}\right) = a + (b - 1) \cdot \ln(P_{h-1}) \quad (\text{B.4})$$

Em seguida, faz-se uma regressão linear sobre as séries  $P_h$  conforme a Equação (B.4). Calculam-se, então, os parâmetros a partir dos estimadores obtidos na regressão, utilizando as Equações (B.5), (B.6) e (B.7), onde  $\sigma_\varepsilon$  é o erro padrão da regressão.

$$\eta = -\frac{\ln(b)}{\Delta h} \quad (\text{B.5})$$

$$\bar{P} = e^{\frac{a}{1-b} + \frac{\sigma^2}{4\eta}} \quad (\text{B.6})$$

$$\sigma = \sigma_\varepsilon \sqrt{\frac{2\ln(b)}{(b^2 - 1)\Delta h}} \quad (\text{B.7})$$