UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA
E DE COMPUTAÇÃO

PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO APLICADA À ANÁLISE DE RISCO DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS

Daywes Pinheiro Neto

[UFG] & [EMC]
[Goiânia - Goiás - Brasil]
21 de setembro de 2017

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

1. Identificação do material bibliográfico: **[ ] Dissertação** **[X] Tese**

2. Identificação da Tese ou Dissertação:

Nome completo do autor: Daywes Pinheiro Neto
Título do trabalho: Processo de Otimização Aplicada à Análise de Risco de Investimento em Geração de Energia Elétrica com Fontes Renováveis.

3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [ ] NÃO[1]

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF da tese ou dissertação.

Assinatura do(a) autor(a)[2]

Ciente e de acordo:

Assinatura do(a) orientador(a)[2] Data: 21 / 09 / 2017

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.
Casos de embargo:
- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

[2] A assinatura deve ser escaneada.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA
E DE COMPUTAÇÃO

PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO APLICADA À ANÁLISE DE RISCO DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS

Daywes Pinheiro Neto

Tese apresentada à Banca Examinadora como exigência parcial para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica e de Computação pela Universidade Federal de Goiás (UFG), Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), sob orientação do Prof. Dr. Wesley Pacheco Calixto, coorientação do Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues e Supervisão do Prof. Dr. António Paulo Mendes Breda Dias Coimbra (DEEC) Universidade de Coimbra/Portugal.

[UFG] & [EMC]
[Goiânia - Goiás - Brasil]
21 de setembro de 2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Pinheiro Neto, Daywes
Processo de Otimização Aplicada à Análise de Risco de Investimento em Geração de Energia Elétrica com Fontes Renováveis [manuscrito] / Daywes Pinheiro Neto. - 2017.
252 f.

Orientador: Prof. Wesley Pacheco Calixto; co-orientador Elder Geraldo Domingues.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2017.
Bibliografia. Anexos.
Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, gráfico, tabelas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Processos estocásticos. 2. Fontes renováveis. 3. Análise de risco. 4. Otimização multiobjetivo. I. Pacheco Calixto, Wesley, orient. II. Título.

CDU 621.3

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

Ata de Defesa de Tese de Doutorado

Ata da sessão de julgamento da Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica e de Computação, área de concentração Engenharia Elétrica, do candidato **Daywes Pinheiro Neto**, realizada em 31 de agosto de 2017.

Aos 31 dias do mês de agosto de dois mil e dezessete, às 14:30 horas, na sala Caryocar brasiliensis, bloco "A" da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Universidade Federal de Goiás (UFG), reuniram-se os seguintes membros da Comissão Examinadora designada pela Coordenadoria do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação: os Doutores Wesley Pacheco Calixto – Orientador(a) (EMC/UFG), Elder Geraldo Domingues – Co-orientador (ECA/IFG), António Paulo Coimbra – DEEC/ Universidade de Coimbra (UC), Portugal, por videoconferência, Igor Santos Peretta – FEELT/UFU, Regina Celia Bueno da Fonseca – MAT/IFG, Marco Antônio Assfalk de Oliveira – EMC/UFG, para julgar a Tese de Doutorado de **Daywes Pinheiro Neto**, intitulada **"Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis"**, apresentada pelo candidato como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Doutor, em conformidade com a regulamentação em vigor. O Professor Doutor Wesley Pacheco Calixto, Presidente da Comissão, abriu a sessão e apresentou o candidato que discorreu sobre seu trabalho, após o que, foi arguido pelos membros da Comissão na seguinte ordem: António Paulo Coimbra, Igor Santos Peretta, Regina Celia Bueno da Fonseca, Marco Antônio Assfalk de Oliveira e Elder Geraldo Domingues. A parte pública da sessão foi então encerrada e a Comissão Examinadora reuniu-se em sessão reservada para deliberar. A Comissão julgou então que o candidato, tendo demonstrado conhecimento suficiente, capacidade de sistematização e argumentação sobre o tema de sua Tese, foi considerado **aprovado** e deve satisfazer as exigências listadas na Folha de Modificação, em anexo a esta Ata, no prazo máximo de 60 dias, ficando o professor orientador responsável por atestar o cumprimento dessas exigências. Os membros da Comissão Examinadora descreveram as justificativas para tal avaliação em suas respectivas Folhas de Avaliação, anexas a esta Ata. Nada mais havendo a tratar, o presidente da Comissão declarou encerrada a sessão. Nos termos do Regulamento Geral dos Cursos de Pós-graduação desta Universidade, a presente Ata foi lavrada, lida e, julgada conforme, segue assinada pelos membros da Comissão supracitados e pelo candidato. Goiânia, 31 de agosto de 2017.

Comissão Examinadora designada:

Wesley Pacheco Calixto – Orientador(a) (EMC/UFG) (Avaliação: Aprovado)

Elder Geraldo Domingues – Co-orientador (ECA/IFG) (Avaliação: Aprovado)

António Paulo Coimbra – DEEC/UC (Avaliação: APROVADO)

Igor Santos Peretta – FEELT/UFU (Avaliação: Aprovado)

Regina Celia Bueno da Fonseca – MAT/IFG (Avaliação: Aprovado)

Marco Antônio Assfalk de Oliveira – EMC/UFG (Avaliação: APROVADO)

Candidato(a):

Daywes Pinheiro Neto

"Quaisquer que sejam as condições que eu tenha que enfrentar, sei que elas representam o próximo degrau na minha evolução. Aceitarei de bom grado todos os desafios, porque sei que dentro de mim estão a inteligência para compreender, o amor para aceitar e o poder para superar".

Paramahansa Yogananda

Á minha esposa Carla que, com amor esteve ao meu lado, com paciência me trouxe tranquilidade, com fé me trouxe esperança, com otimismo me fez superar e com sabedoria soube compreender a escassez da minha presença.

Ás minhas preciosas filhas, Sofia e Evelyn, por me mostrarem a cada dia a simplicidade do amor.

Ao meu pai Sebastião (in memoriam) e minha mãe Maria Abadia que, me ensinaram princípios de vida, sempre me motivaram, sempre se orgulharam e sempre acreditaram.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por ter iluminado o caminho que me permitiu chegar até aqui.

À família, pela importância em minha vida.

Ao orientador, Prof. Dr. Wesley Pacheco Calixto, por ter aceitado este desafio, pela oportunidade, pelo incentivo, pelo tempo dispendido e pela confiança depositada no meu trabalho.

Ao coorientador, Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, por ser o motivador deste trabalho, pelo conhecimento repassado e pelas contribuições dadas.

Ao supervisor no exterior, Prof. Dr. Antònio Paulo Mendes Breda Dias Coimbra, por ter aberto as portas da Universidade de Coimbra, Portugal, para a realização do doutorado sanduíche, pelas orientações e importantes contribuições.

Ao Prof. Dr. Aníbal Traça Carvalho de Almeida, por ter participado da orientação do doutorado sanduíche na Universidade de Coimbra, Portugal, pelo material de estudo e pelas contribuições.

Aos membros da banca de qualificação, pela criteriosa revisão/avaliação e pelas importantes sugestões/correções de melhoramento do trabalho.

Ao Instituto Federal de Goiás, pela licença e suporte financeiro que foram primordiais para o desenvolvimento deste doutorado.

A todo o corpo docente da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação, da Universidade Federal de Goiás, pela excelência do ensino.

Aos amigos e colegas, pelo incentivo e apoio.

À CAPES pela bolsa de doutorado sanduíche, Proc. n° 99999.002866/2014-05.

Enfim, a todos aqueles que de forma direta ou indireta deram sua contribuição para esta conquista.

RESUMO

Este trabalho apresenta metodologia para otimização multiobjetivo aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Realiza-se análise das fontes hidrelétrica (grande e pequeno porte), eólica e solar fotovoltaica, considerando o perfil econômico e a demanda do investidor. Para cada fonte, será apresentada metodologia de análise de risco que utiliza modelos econométricos, com a aplicação do método de Monte Carlo, para geração de séries sintéticas das variáveis aleatórias. São apresentadas abordagens de análise de investimento considerando as fontes separadamente e também a formação de portfólios, utilizando detalhada modelagem para o fluxo de caixa. É proposta modelagem matemática de otimização multiobjetivo que considera os aspectos de comercialização no Ambiente de Contratação Livre e no Ambiente de Contratação Regulado, a legislação pertinente ao setor elétrico e o atendimento à demanda do projeto. Os resultados fornecem informações do potencial de geração, indicadores estatísticos das distribuições de probabilidade do Valor Presente Líquido, da Taxa Interna de Retorno Modificada e do Payback Descontado, e também fronteiras de Pareto com as soluções ótimas para investimento, onde o investidor poderá optar pela melhor carteira de investimento, composta por usinas PCH, eólica e solar fotovoltaica, que satisfaz suas características de demanda e seu perfil de risco financeiro. Portanto, este trabalho oferece ferramenta de apoio à tomada de decisão que visa contribuir para o desenvolvimento do setor elétrico.

OPTIMIZATION PROCESS APPLIED TO INVESTMENT RISK ANALYSIS IN POWER GENERATION FROM RENEWABLE SOURCES.

ABSTRACT

This work presents a methodology for multiobjective optimization applied to risk analysis of investment in electricity generation from renewable sources. Analysis of hydro (large-scale and small-scale), wind, and photovoltaic energy is carried out considering the economic profile and demand of the investor. The methodology of risk analysis applies the Monte Carlo method to generate synthetic time series of the random variables. The investment analysis approaches are made for individual sources and also for different portfolios, using detailed modeling for the cash flow. The proposed mathematical modeling of multiobjective optimization takes into account aspects of commercialization, legislation, taxation, financing, and the investor's demand. The results provide information of the generation potential, statistical indicators of the Net Present Value and Modified Internal Rate of Return, as well as the Pareto frontiers. Thus, the investor can choose the best portfolio with hydro, wind and photovoltaic energy which satisfies their demand characteristics and their financial risk profile. Therefore, this work offers a valuable tool to support decision making and to contribute with the electric sector development.

SUMÁRIO

Pág.

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SÍMBOLOS

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO 39

CAPÍTULO 2 PROCESSOS ESTOCÁSTICOS 49
2.1 Definição 49
2.1.1 Processo de Wiener 49
2.1.2 Processo de Wiener generalizado 50
2.1.3 Processo de Itô 50
2.1.4 Movimento geométrico browniano 51
2.1.5 Modelo aritmético de reversão à média 52
2.1.6 Modelo geométrico de reversão à média 54
2.1.7 Determinação da validade do processo estocástico 55
2.1.7.1 Teste de Dickey-Fuller 55
2.1.7.2 Teste da razão da variância 57
2.2 Histograma 57
2.3 Correlação 59
2.4 Considerações 60

CAPÍTULO 3 MODELAGEM TÉCNICA E ECONÔMICA 61
3.1 Modelagem das fontes de geração 61
3.1.1 Usina hidrelétrica 61
3.1.2 Usina eólica 65
3.1.3 Usina solar fotovoltaica 66
3.1.3.1 Modelagem da temperatura do painel fotovoltaico 69
3.2 Modelagem econômica 70
3.2.1 Mecanismo de realocação de energia 70

3.2.2 Preço de liquidação das diferenças . . . 72
3.2.3 Fluxo de caixa . . . 74
3.2.4 Custo de capital . . . 76
3.2.5 Métodos de análise de investimento . . . 78
3.2.5.1 Valor presente líquido . . . 78
3.2.5.2 Taxa interna de retorno modificada . . . 79
3.2.5.3 *Payback* descontado . . . 80
3.2.5.4 Valor em risco e valor condicional em risco . . . 80
3.2.5.5 Análise de sensibilidade . . . 81
3.3 Considerações . . . 81

CAPÍTULO 4 OTIMIZAÇÃO . . . 83
4.1 Processo de otimização . . . 83
4.2 Definições . . . 84
4.3 Descrição geral do algoritmo genético de classificação por não dominância 85
4.4 Detalhamento do algoritmo genético de classificação por não dominância 88
4.5 Considerações . . . 92

CAPÍTULO 5 METODOLOGIA . . . 95
5.1 Metodologia geral . . . 95
5.2 Modelos propostos para as variáveis aleatórias . . . 99
5.3 Modelagem das fontes de geração . . . 108
5.4 Modelagem do fluxo de caixa . . . 109
5.5 Metodologia de otimização . . . 112
5.5.1 Formulação do problema . . . 113
5.5.2 Critério de parada . . . 114
5.5.3 Fluxograma geral de otimização . . . 115

CAPÍTULO 6 RESULTADOS . . . 117
6.1 Validação dos modelos estocásticos . . . 117
6.1.1 Teste de Dickey-Fuller . . . 117
6.1.2 Teste da razão da variância . . . 118
6.1.3 Modelo da afluência – hidrelétrica . . . 121
6.1.4 Modelo da afluência – PCH . . . 122
6.1.5 Modelo da velocidade do vento . . . 124
6.1.6 Modelo da irradiância solar . . . 128
6.1.7 Modelo da temperatura do painel fotovoltaico . . . 130

6.1.8 Modelo do preço de liquidação das diferenças . . . 133
6.1.9 Modelo da capacidade de geração dos submercados no MRE . . . 136
6.1.10 Correlação . . . 137
6.2 Viabilidade econômica: hidrelétrica . . . 141
6.2.1 Valor presente líquido: hidrelétrica . . . 143
6.2.2 Taxa interna de retorno modificada: hidrelétrica . . . 143
6.2.3 *Payback* descontado: hidrelétrica . . . 143
6.2.4 Participação no MRE . . . 144
6.3 Viabilidade econômica: pequena central hidrelétrica (PCH) . . . 145
6.3.1 Valor presente líquido: PCH . . . 148
6.3.2 Taxa interna de retorno modificada: PCH . . . 148
6.3.3 *Payback* descontado: PCH . . . 149
6.3.4 Análise de sensibilidade: PCH . . . 150
6.3.4.1 Custo unitário de implantação: PCH . . . 150
6.3.4.2 Financiamento: PCH . . . 152
6.3.4.3 Vida útil: PCH . . . 154
6.3.4.4 Montante contratado: PCH . . . 156
6.3.4.5 Preço da energia: PCH . . . 158
6.4 Viabilidade econômica: usina eólica . . . 160
6.4.1 Valor presente líquido: usina eólica . . . 162
6.4.2 Taxa interna de retorno modificada: usina eólica . . . 164
6.4.3 *Payback* descontado: usina eólica . . . 164
6.4.4 Análise de sensibilidade: usina eólica . . . 165
6.4.4.1 Custo unitário de implantação: usina eólica . . . 166
6.4.4.2 Financiamento: usina eólica . . . 169
6.4.4.3 Vida útil: usina eólica . . . 172
6.4.4.4 Montante contratado: usina eólica . . . 175
6.4.4.5 Preço da energia: usina eólica . . . 177
6.5 Viabilidade econômica: usina solar . . . 181
6.5.1 Valor presente líquido: usina solar . . . 183
6.5.2 Taxa interna de retorno modificada: usina solar . . . 184
6.5.3 *Payback* descontado: usina solar . . . 186
6.5.4 Análise de sensibilidade: usina solar . . . 186
6.5.4.1 Custo unitário de implantação: usina solar . . . 186
6.5.4.2 Financiamento: usina solar . . . 189
6.5.4.3 Vida útil: usina solar . . . 192

6.5.4.4 Montante contratado: usina solar 194
6.5.4.5 Preço da energia: usina solar 196
6.6 Otimização multiobjetivo 200
6.6.1 Estudo de Caso 1: Investidor com interesse apenas no resultado econômico 202
6.6.2 Estudo de Caso 2: Autoprodutor do Grupo A4 e tarifação horosazonal verde 207
6.6.3 Estudo de Caso 3: Autoprodutor cadastrado no Sistema de Compensação de Energia Elétrica 216

CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO 225
7.1 Contribuições do trabalho 228
7.2 Publicações 228
7.3 Sugestões para trabalhos futuros 229

ANEXO A Conceitos básicos de econometria 231
A.1 Processo estocástico estacionário 231
A.2 Processo estocástico não-estacionário 231
A.2.1 Passeio aleatório sem deslocamento 232
A.2.2 Passeio aleatório com deslocamento 232
A.3 Processo de raiz unitária 232
A.4 Tendência determinística e estocástica 233

ANEXO B Estimação de parâmetros para o processo de reversão à média aritmético 237

ANEXO C Estimação de parâmetros para o processo de reversão à média geométrico 239

ANEXO D Deflacionamento do PLD 241

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 243

LISTA DE FIGURAS

Pág.

2.1 Comportamento dos processos de Wiener, Wiener Generalizado e *drift*: α = 2,0 e σ=1,5. 51
2.2 Comportamento do movimento geométrico Browniano e *drift*: α = 0,08 e σ=0,20. 52
2.3 Processo de Reversão para a Média: $\overline{x}$ = 1,0 e σ=0,20. 53
2.4 Histograma simétrico. 58
2.5 Histograma com assimetria positiva. 58
2.6 Histograma com assimetria negativa. 59

3.1 Histórico da afluência da Usina Hidrelétrica de Xingó. 62
3.2 Histograma dos dados históricos de afluência da Usina Hidrelétrica de Xingó. 62
3.3 Rendimento de alguns tipos de turbinas em função da variação das vazões e queda constante. 64
3.4 Característica tensão × potência do painel fotovoltaico a 25°C e irradiância variável. 67
3.5 Característica tensão × potência do painel fotovoltaico com radiação de 1000W/m^2 e temperatura variável. 69
3.6 Fluxograma geral do MRE. 72

4.1 Exemplos de conjuntos Pareto-Ótimos. 85
4.2 Ordenação por dominância. 86
4.3 Esquema do modelo NSGA-II. 87
4.4 Representação da distância da multidão d_i. 87
4.5 Fluxograma do algoritmo genético de classificação por não dominância-II. 88

5.1 Fluxograma de modelagem das variáveis afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura do painel fotovoltaico e capacidade de geração dos submercados no MRE. 96
5.2 Fluxograma da modelagem da variável PLD. 97
5.3 Fluxograma geral de análise de risco. 98
5.4 Histórico da velocidade do vento da cidade de Natal-RN para altura de 10m. 99
5.5 Histórico da irradiância solar da cidade de Recife-PE. 100

5.6 Histórico da temperatura ambiente na cidade de Recife-PE (06:00h às 18:00h). 102
5.7 Histórico do PLD submercado NE. 103
5.8 Histograma dos dados históricos do PLD submercado NE. 104
5.9 Histórico da capacidade de geração média dos submercados no MRE. . . 106
5.10 Curva de potência aerogerador Enercon E-82 2,05MW. 109
5.11 Fluxograma geral de otimização. 116

6.1 Teste da razão da variância I: afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura ambiente, PLD nominal e PLD deflacionado. 120
6.2 Teste da razão da variância II: capacidade média de geração dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e total do MRE. . . . 121
6.3 Regressão linear para a série A_{serie} (hidrelétrica). 122
6.4 Simulação para validação da afluência: Usina Hidrelétrica de Xingó. . . . 123
6.5 Regressão linear para a série A_{serie} (PCH). 124
6.6 Simulação de validação da afluência: PCH de Ipiaú. 125
6.7 Localização geográfica e mapa eólico da região de Natal, Rio Grande do Norte. 126
6.8 Regressão linear para a série V_{serie}: altura $100m$. 127
6.9 Simulação para validação da velocidade do vento ($100m$): Natal-RN. . . . 128
6.10 Localização geográfica e mapa solarimétrico da região de Recife, Pernambuco. 129
6.11 Regressão linear para a série I_{serie}. 130
6.12 Simulação para validação da irradiância solar: Recife-PE. 131
6.13 Regressão linear para a série Ta_{serie}. 132
6.14 Simulação para validação da temperatura ambiente: Recife-PE. 133
6.15 Simulação da temperatura ambiente *versus* temperatura do painel fotovoltaico: Recife-PE. 133
6.16 Regressão linear para a série (P_{serie}). 134
6.17 Simulação para validação do PLD submercado Nordeste. 135
6.18 Simulação para validação da capacidade média de geração do MRE. . . . 137
6.19 Índices de sazonalidade I: afluência (Usina Hidrelétrica de Xingó), velocidade do vento (Natal-RN), irradiância solar (Recife-PE), temperatura do painel (Recife-RN), velocidade do vento (Recife-PE) e PLD (Submercado Nordeste). 140
6.20 Índices de sazonalidade II: capacidade de geração do submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. 140
6.21 Correlação entre afluência e velocidade do vento. 141

6.22 Distribuição de probabilidade do VPL para Hidrelétrica de Xingó. 144
6.23 Distribuição de probabilidade da TIRM para Hidrelétrica de Xingó. . . . 144
6.24 Distribuição de probabilidade do *payback* descontado para Hidrelétrica de Xingó. 145
6.25 Distribuição de probabilidade do VPL para PCH. 148
6.26 Distribuição de probabilidade da TIRM para PCH. 149
6.27 Distribuição de probabilidade do *payback* descontado para PCH. 150
6.28 $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: PCH. . . 151
6.29 $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: PCH. 152
6.30 $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do financiamento: PCH. 153
6.31 $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do financiamento: PCH. 154
6.32 $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função da vida útil: PCH. 155
6.33 $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função da vida útil: PCH. 156
6.34 $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do montante contratado: $Pc < \overline{PLD}_{simulado}$: PCH. 157
6.35 $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do montante contratado: $Pc < \overline{PLD}_{simulado}$: PCH. 158
6.36 $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do montante contratado: $Pc > \overline{PLD}_{simulado}$: PCH. 159
6.37 $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do montante contratado: $Pc > \overline{PLD}_{simulado}$: PCH. 159
6.38 $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do preço da energia: PCH. 160
6.39 $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do preço da energia: PCH. 160
6.40 Distribuição de probabilidade do VPL para Usina Eólica. 163
6.41 Distribuição de probabilidade da TIRM para Usina Eólica. 164
6.42 Distribuição de probabilidade do *payback* descontado para Usina Eólica. . 165
6.43 $E[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Eólica. . . . 166
6.44 $\sigma[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Eólica. . . . 167
6.45 $E[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Eólica. . . 168
6.46 $\sigma[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Eólica. . . 169
6.47 $E[VPL]$ em função do financiamento: Usina Eólica. 170
6.48 $\sigma[VPL]$ em função do financiamento: Usina Eólica. 170
6.49 $E[TIRM]$ em função do financiamento: Usina Eólica. 171
6.50 $\sigma[TIRM]$ em função do financiamento: Usina Eólica. 172
6.51 $E[VPL]$ em função da vida útil: Usina Eólica. 173
6.52 $\sigma[VPL]$ em função da vida útil: Usina Eólica. 173
6.53 $E[TIRM]$ em função da vida útil: Usina Eólica. 174
6.54 $\sigma[TIRM]$ em função da vida útil: Usina Eólica. 175

6.55 $E[VPL]$ em função do montante contratado: Usina Eólica. 176
6.56 $\sigma[VPL]$ em função do montante contratado: Usina Eólica. 177
6.57 $E[TIRM]$ em função do montante contratado: Usina Eólica. 178
6.58 $\sigma[TIRM]$ em função do montante contratado: Usina Eólica. 178
6.59 $E[VPL]$ em função do preço da energia: Usina Eólica. 179
6.60 $\sigma[VPL]$ em função do preço da energia: Usina Eólica. 179
6.61 $E[TIRM]$ em função do preço da energia: Usina Eólica. 180
6.62 $\sigma[TIRM]$ em função do preço da energia: Usina Eólica. 181
6.63 Distribuição de probabilidade do VPL para Usina Solar. 184
6.64 Distribuição de probabilidade da TIRM para Usina Solar. 185
6.65 $E[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Solar. 187
6.66 $\sigma[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Solar. 187
6.67 $E[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Solar. 188
6.68 $\sigma[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Solar. 189
6.69 $E[VPL]$ em função do financiamento: Usina Solar. 190
6.70 $\sigma[VPL]$ em função do financiamento: Usina Solar. 190
6.71 $E[TIRM]$ em função do financiamento: Usina Solar. 191
6.72 $\sigma[TIRM]$ em função do financiamento: Usina Solar. 191
6.73 $E[VPL]$ em função da vida útil: Usina Solar. 192
6.74 $\sigma[VPL]$ em função da vida útil: Usina Solar. 193
6.75 $E[TIRM]$ em função da vida útil: Usina Solar. 194
6.76 $\sigma[TIRM]$ em função da vida útil: Usina Solar. 194
6.77 $E[VPL]$ em função do montante contratado: Usina Solar. 196
6.78 $\sigma[VPL]$ em função do montante contratado: Usina Solar. 196
6.79 $E[TIRM]$ em função do montante contratado: Usina Solar. 197
6.80 $\sigma[TIRM]$ em função do montante contratado: Usina Solar. 197
6.81 $E[VPL]$ em função do preço da energia: Usina Solar. 198
6.82 $\sigma[VPL]$ em função do preço da energia: Usina Solar. 198
6.83 $E[TIRM]$ em função do preço da energia: Usina Solar. 199
6.84 $\sigma[TIRM]$ em função do preço da energia: Usina Solar. 200
6.85 Evolução dos valores do Estudo de Caso 1: (a) máximo de $f1$ e (b) mínimo de $f2$. 205
6.86 Fronteira ótima de Pareto para $f1$ e $f2$: Estudo de Caso 1. 206
6.87 Evolução dos valores do Estudo de Caso 2: (a) máximo de $f1$, (b) mínimo de $f2$, (c) mínimo de $f3$ e (d) mínimo de $f4$. 210
6.88 Fronteira ótima de Pareto para $f1$ e $f2$: Estudo de Caso 2. 211
6.89 Fronteira ótima de Pareto para $f3$ e $f4$: Estudo de Caso 2. 212
6.90 Fronteira ótima de Pareto para $f2$ e $f4$: Estudo de Caso 2. 212

6.91 Fronteira ótima de Pareto para $f1$, $f2$ e $f3$: Estudo de Caso 2. 213
6.92 Valor esperado da potência de cada usina: Estudo de Caso 2. 214
6.93 Risco da potência de cada usina: Estudo de Caso 2. 215
6.94 Comparação entre geração e demanda: Estudo de Caso 2. 215
6.95 Evolução dos valores do Estudo de Caso 3: (a) máximo de $f1$, (b) mínimo de $f2$, (c) mínimo de $f3$ e (d) mínimo de $f4$. 219
6.96 Fronteira ótima de Pareto para $f1$ e $f2$: Estudo de Caso 3. 219
6.97 Fronteira ótima de Pareto para $f3$ e $f4$: Estudo de Caso 3. 220
6.98 Fronteira ótima de Pareto para $f2$ e $f4$: Estudo de Caso 3. 221
6.99 Fronteira ótima de Pareto para $f1$, $f2$ e $f3$: Estudo de Caso 3. 221
6.100 Valor esperado da potência de cada usina: Estudo de Caso 3. 222
6.101 Risco da potência de cada usina: Estudo de Caso 3. 223
6.102 Comparação entre geração e demanda: Estudo de Caso 3. 223

A.1 Tendência determinística *versus* tendência estocástica. 235

LISTA DE TABELAS

Pág.

2.1 Valores críticos assintóticos de teste t de Raiz Unitária (Dickey-Fuller). . 56

3.1 Valores de rendimento do sistema de adução em função do comprimento. 65
3.2 Classificação da rugosidade de superfícies típicas. 66
3.3 Valores de albedo para diferentes superfícies. 68
3.4 Quadro comparativo entre ACR e ACL. 76

5.1 Dias julianos utilizados para representar cada mês. 101
5.2 Garantia física em MW. 107
5.3 Modelos propostos para as variáveis aleatórias. 108
5.4 Parâmetros do painel Kyocera KD250GX-LFB2. 109
5.5 Modelo FCLA. 110
5.6 Regimes de tributação: Lucro Real e Lucro Presumido. 111
5.7 Parâmetros a serem otimizados. 114

6.1 Dados históricos. 118
6.2 Teste de Dickey-Fuller aumentado I: afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura ambiente, PLD nominal e PLD deflacionado. . 119
6.3 Teste de Dickey-Fuller aumentado II: capacidade média de geração dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e total do MRE. 120
6.4 Parâmetros estimados para validação da afluência: Hidrelétrica de Xingó. 122
6.5 Parâmetros estimados para validação da afluência: PCH de Ipiaú. 124
6.6 Velocidade média mensal do vento conforme altura: Natal-RN. 125
6.7 Parâmetros estimados para validação da velocidade do vento. 127
6.8 Parâmetros estimados para validação da irradiância solar. 129
6.9 Parâmetros estimados para validação da temperatura ambiente. 131
6.10 Parâmetros estimados para validação do PLD. 135
6.11 Parâmetros estimados para validação da capacidade de geração dos submercados Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N). 136
6.12 Matriz de correlação I: afluência (Usina Hidrelétrica de Xingó), velocidade do vento (Natal-RN), irradiância solar (Recife-PE), temperatura ambiente (Recife-RN), velocidade do vento (Recife-PE) e PLD (Submercado Nordeste). 137

6.13 Matriz de correlação II: capacidade de geração do submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. 139
6.14 Parâmetros estimados para afluência: Hidrelétrica de Xingó. 141
6.15 Premissas: Hidrelétrica de Xingó. 142
6.16 Custos de capital próprio e de terceiros: Hidrelétrica de Xingó. 143
6.17 Resultados de viabilidade econômica para a hidrelétrica participante e não participante do MRE. 145
6.18 Parâmetros estimados para afluência: Ipiaú-BA. 146
6.19 Parâmetros estimados para o PLD: PCH. 146
6.20 Premissas: PCH. 147
6.21 Custos de capital próprio e de terceiros: PCH. 147
6.22 Parâmetros estimados para velocidade do vento: Natal-RN. 161
6.23 Parâmetros estimados para o PLD: Usina Eólica. 161
6.24 Premissas: Usina Eólica. 162
6.25 Custos de capital próprio e de terceiros: Usina Eólica. 163
6.26 Custo unitário de implantação em função da altura da torre. 165
6.27 Montante contratado em função da altura da torre. 166
6.28 Descrição dos pontos marcados nas Figura 6.43 e Figura 6.44. 168
6.29 Descrição dos pontos marcados nas Figura 6.45 e Figura 6.46. 169
6.30 Valores máximos para o montante contratado (MW): Usina Eólica. . . . 175
6.31 Custo unitário de geração (R\$/MWh) calculado pelo VPL: Usina Eólica. 180
6.32 Custo unitário de geração (R\$/MWh) calculado pela TIRM: Usina Eólica. 181
6.33 Parâmetros estimados para irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento: Usina Solar. 182
6.34 Parâmetros estimados para o PLD: Usina Solar. 182
6.35 Premissas: Usina Solar. 183
6.36 Custos de capital próprio e de terceiros: Usina Solar. 184
6.37 Montante contratado em função do *Performance Ratio*. 186
6.38 Valores máximos para o montante contratado (MW): Usina Solar. 195
6.39 Custo unitário de geração (R\$/MWh) calculado pelo VPL: Usina Solar. 199
6.40 Custo unitário de geração (R\$/MWh) calculado pela TIRM: Usina Solar. 199
6.41 Parâmetros estimados para afluência: Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3. 200
6.42 Parâmetros estimados para velocidade do vento: Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3. 201
6.43 Parâmetros estimados para irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento: Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3. 201
6.44 Parâmetros estimados para o PLD: Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3. 202

6.45 Custos de capital próprio e de terceiros: : Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3. 202
6.46 Parâmetros a serem otimizados: Estudo de Caso 1. 203
6.47 Premissas para PCH: Estudo de Caso 1. 204
6.48 Premissas para Usina Eólica: Estudo de Caso 1. 204
6.49 Premissas para Usina Solar: Estudo de Caso 1. 205
6.50 Parâmetros otimizados e funções de avaliação: Estudo de Caso 1. 206
6.51 Premissas de preços da energia: Estudo de Caso 2. 208
6.52 Premissas técnicas e econômicas: Estudo de Caso 2. 209
6.53 Parâmetros otimizados e funções de avaliação: Estudo de Caso 2. 213
6.54 Premissas de tarifas cobradas pela distribuidora: Estudo de Caso 3. . . . 217
6.55 Premissas técnicas e econômicas: Estudo de Caso 3. 218
6.56 Parâmetros otimizados e funções de avaliação: Estudo de Caso 3. 222

LISTA DE SÍMBOLOS

T	–	conjunto arbitrário
$Z(t)$	–	variável aleatória
t	–	tempo
ε	–	variável aleatória com distribuição normal padronizada N(0,1)
dt	–	incremento de tempo
dz	–	processo de Wiener
x	–	variável aleatória qualquer
dx	–	incremento de x
α	–	parâmetro de *drift*
σ	–	parâmetro de variância (desvio padrão)
$a(x,t)$	–	taxa de crescimento esperado instantâneo
$b(x,t)$	–	taxa de variância instantânea
η	–	velocidade de reversão para o valor médio de longo prazo
$\overline{x}$	–	valor médio de longo prazo de x
Y	–	variável aleatória qualquer
dY	–	incremento de Y
$\overline{Y}$	–	valor médio de longo prazo de Y
G	–	função G(x,t)
dG	–	incremento de G
x_t	–	valor de x no instante t
$b-1$	–	inclinação da reta (regressão linear)
a	–	intercepto com o eixo vertical (regressão linear)
c	–	constante
ε_t	–	ruído branco
H_0	–	hipótese nula
H_1	–	hipótese alternativa
w	–	período ou lag (razão de variância)
R_w	–	razão de variância para lag w
Var	–	variância
X	–	série histórica qualquer
ρ_{iz}	–	coeficiente de correlação entre as variáveis i e z
σ_{iz}	–	covariância entre as variáveis i e z
σ_i	–	desvio padrão da variável i
σ_z	–	desvio padrão da variável z
R	–	matriz de covariância
Z	–	matriz triangular inferior
Z^T	–	matriz transposta de Z
δ	–	vetor de variáveis independentes com distribuição normal
W	–	matriz identidade

Ψ – vetor transformado da decomposição de Cholesky
$A|S_{t+1}$ – afluência com sazonalidade no período $t+1$
A_t – afluência sem sazonalidade no período t
η_A – velocidade de reversão para o valor médio de longo prazo da afluência
$\overline{A}$ – valor médio de longo prazo para afluência
σ_A – volatilidade da afluência
ε_A – variável aleatória com N(0,1) para afluência
I_{A_m} – índice de sazonalidade da afluência no mês m
$\overline{A_m}$ – média geral de determinado mês do histórico para afluência
$\overline{A_{hist}}$ – média global do histórico para afluência
m – mês
ρ – massa específica da água
g – aceleração da gravidade
A – afluência
H_{bruta} – altura de queda bruta da usina hidroelétrica
η_t – rendimento da turbina
η_g – rendimento do gerador
η_{sa} – rendimento do sistema de adução
$P_{hidro(k,i)}$ – potência elétrica gerada pela usina hidrelétrica no cenário k e período i
L – comprimento do sistema de adução
Z_0 – comprimento de rugosidade do terreno
V_H – velocidade do vento à altura H
H – altura
V_{H0} – velocidade do vento à altura de referência H_0
H_0 – altura de referência
I_β – radiação solar na superfície inclinada
I_H – radiação solar na superfície horizontal
ψ_o – fator que converte a radiação solar incidente na superfície horizontal para inclinada, sem considerar reflexões anisotrópicas
k_t – índice de claridade
θ – ângulo de incidência da radiação solar
θ_z – ângulo zenital
δ – declinação solar
ϕ – latitude
w_s – ângulo horário do pôr do sol
β – ângulo de inclinação da superfície
F_c – fator multiplicador para representar as reflexões anisotrópicas
τ – albedo
T_{painel} – temperatura do painel fotovoltaico

Ta – temperatura ambiente
V – velocidade do vento
P_{painel} – potência gerada por cada painel fotovoltaico
$Pmax_{STC}$ – potência máxima do painel fotovoltaico em condições STC
γ_T – coeficiente de variação da potência do painel fotovoltaico com a temperatura
T_{STC} – temperatura do painel fotovoltaico em condições STC
I_{STC} – irradiância solar incidente no painel fotovoltaico em condições STC
dP – incremento do PLD
P – valor do PLD
η_P – velocidade de reversão para o valor médio de longo prazo do PLD
$\overline{P}$ – valor médio de longo prazo para o PLD
σ_P – volatilidade do PLD
κ – tamanho proporcional do salto
dq – processo de Poisson
κ – tamanho proporcional do salto
$\overline{\kappa}$ – tamanho médio do salto
γ – desvio padrão do tamanho proporcional do salto
ε_P – variável aleatória com N(0,1) para processo de Wiener do PLD
ε_2 – variável aleatória com N(0,1) para saltos do PLD
u – variável randômica com distribuição uniforme
ϕ – frequência dos saltos
r_B – prêmio de risco Brasil
r_{CAPM} – custo de capital próprio
r_f – taxa de retorno do ativo livre de risco
β – beta alavancado de acordo com o setor regulado
$r_m - r_f$ – prêmio de risco do mercado de referência
$\beta_i^{alavancado}$ – betas alavancados de empresas do mercado de referência
$\beta_i^{desalavancado}$ – betas desalavancados de empresas do mercado de referência
E_i – percentual de capital próprio da empresa i
D_i – percentual de capital de terceiros da empresa i
T_{ref} – alíquota de impostos do mercado de referência
$\beta^{desalavancado}$ – beta médio desalavancado do mercado de referência
$\beta^{realavancado}$ – beta médio realavancado
r_d – custo de capital de terceiros
r_C – prêmio de risco de crédito
r_e – custo de capital próprio
E – capital próprio
D – capital de terceiros

T	–	alíquota marginal de impostos no Brasil
r_{WACC}	–	custo médio ponderado de capital
FC_i	–	fluxo de caixa no período i
q	–	número de períodos mensais durante a vida útil do projeto
r_{desc}	–	taxa de desconto adequada ao tipo de fluxo de caixa
VPL_k	–	valor presente líquido no cenário k
$FC_{i(k)}$	–	fluxo de caixa no período i e cenário k
$FCP_{i(k)}$	–	fluxos de caixa positivos para o cenário k e período i
$FCN_{i(k)}$	–	fluxos de caixa negativos para o cenário k e período i
R_a	–	taxa de aplicação de recursos
R_c	–	taxa de captação de recursos
$TIRM_k$	–	taxa interna de retorno modificada no cenário k
VaR_α	–	*Value at Risk* com nível de confiança $(1-\alpha)$
$E[X]$	–	valor esperado da distribuição da variável X
Z	–	representa o quantil da distribuição normal
σ_X	–	desvio padrão da distribuição da variável X
$\mathcal{W}$	–	espaço de solução factível
x^*	–	solução ótima no espaço $\mathcal{W}$
$\mathcal{M}$	–	conjunto de soluções
$\mathcal{M}'$	–	conjunto de soluções não-dominado
$\mathcal{PF}$	–	fronteira de Pareto
$\mathcal{Q}_t$	–	população de descendentes
$\mathcal{P}_t$	–	população de pais
N	–	tamanho da população
d_i	–	distância de multidão do ponto i
$\mathcal{S}_p$	–	conjunto de soluções dominadas por p
$\mathcal{Q}$	–	conjunto que armazena os membros da próxima fronteira
n_p	–	número de soluções que dominam p
n_q	–	número de soluções que dominam q
p_{rank}	–	classificação de fronteira de p
q_{rank}	–	classificação de fronteira de q
$\mathcal{I}[i].m$	–	valor da m-ésima função objetivo do i-ésimo indivíduo no conjunto $\mathcal{I}$
$\mathcal{I}[i]_{distance}$	–	valor de *crowding distance* da i-ésima solução
$\mathcal{I}$	–	conjunto de soluções para cálculo do *crowding distance*
f_m^{max}	–	valor máximo da m-ésima função objetivo
f_m^{min}	–	valor mínimo da m-ésima função objetivo
$\mathcal{F}$	–	fronteira que classifica as soluções em $\mathcal{M}$
p	–	solução pertencente à $\mathcal{M}$
q	–	solução pertencente à $\mathcal{M}$

$c_{i,k}$ – i-ésimo descendente com o k-ésimo parâmetro

$p_{i,k}$ – i-ésimo pai selecionado com o k-ésimo parâmetro

β_k – amostra obtida a partir de um número randômico para SBX

η_c – índice de distribuição do *crossvover*

u – número randômico normalmente distribuído

c_k – descendente utilizado na mutação do parâmetro k

p_k – pai utilizado na mutação do parâmetro k

p_k^u – valor limite superior do parâmetro k

p_k^l – valor limite inferior do parâmetro k

σ_k – pequena variação calculada a partir de uma distribuição polinomial

r_k – número randômico obtido a partir de uma distribuição uniforme entre (0,1)

η_m – índice de distribuição da mutação

I_{X_m} – índice de sazonalidade da variável X no mês m

$\overline{X_m}$ – média geral de determinado mês do histórico da variável X

$\overline{X_{hist}}$ – média global do histórico da variável X

$V|S_{t+1}$ – velocidade do vento com sazonalidade no período $t+1$

V_t – velocidade do vento sem sazonalidade no período t

η_V – velocidade de reversão para o valor médio de longo prazo da velocidade do vento

$\overline{V}$ – valor médio de longo prazo para velocidade do vento

σ_V – volatilidade da velocidade do vento

ε_V – variável aleatória com N(0,1) para velocidade do vento

I_{V_m} – índice de sazonalidade da velocidade do vento

$I|S_{t+1}$ – irradiância solar com sazonalidade no período $t+1$

I_t – irradiância solar sem sazonalidade no período t

η_I – velocidade de reversão para o valor médio de longo prazo da irradiância solar

$\overline{I}$ – valor médio de longo prazo para irradiância solar

σ_I – volatilidade da irradiância solar

ε_I – variável aleatória com N(0,1) para irradiância solar

I_{I_m} – índice de sazonalidade da irradiância solar

ξ_m – fator que converte a radiação solar incidente na superfície horizontal para inclinada, no mês m, considerando reflexões anisotrópicas

$Ta|S_{t+1}$ – temperatura ambiente com sazonalidade no período $t+1$

Ta_t – temperatura ambiente sem sazonalidade no período t

η_{Ta} – velocidade de reversão para o valor médio de longo prazo da temperatura ambiente

$\overline{Ta}$ – valor médio de longo prazo para temperatura ambiente
σ_{Ta} – volatilidade da temperatura ambiente
ε_{Ta} – variável aleatória com N(0,1) para temperatura ambiente
I_{Ta_m} – índice de sazonalidade da temperatura ambiente
$P|S_{t+1}$ – PLD com sazonalidade no período $t+1$
P_t – PLD sem sazonalidade no período t
I_{P_m} – índice de sazonalidade do PLD
K – representa os submercados Sudeste (SE), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N)
G_{K_t} – capacidade de geração do submercado K, sem sazonalidade, no instante t
η_K – velocidade de reversão à média de longo prazo $\overline{G_K}$
σ_K – volatilidade da capacidade de geração do submercado K
ε_K – variável aleatória com N(0,1) para capacidade de geração do submercado K
I_{K_m} – índice de sazonalidade da capacidade de geração do submercado K
P_{solar_t} – potência elétrica gerada pela usina fotovoltaica no instante t
N_p – número de painéis fotovoltaicos
PR – *Performance Ratio*
P_{max} – potência máxima do painel fotovoltaico
V_{MPP} – tensão de máxima potência do painel fotovoltaico
I_{MPP} – corrente de máxima potência do painel fotovoltaico
V_{OC} – tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico
I_{SC} – corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico
Pc – preço de venda da energia definido no contrato bilateral
RB – receita bruta da usina
M – montante contratado
G – potência gerada
$GF_{AJUSTADA}$ – garantia física ajustada
E_{SEC} – energia secundária recebida do MRE
P_{ACR} – preço de venda da energia no ACR
C_{MRE} – compensação financeira do MRE
$E[VPL]$ – valor esperado da distribuição de probabilidade do VPL
$\sigma[VPL]$ – desvio padrão da distribuição de probabilidade do VPL
$E[TIRM]$ – valor esperado da distribuição de probabilidade da TIRM
$\sigma[TIRM]$ – desvio padrão da distribuição de probabilidade da TIRM
$E[pot]$ – valor esperado da distribuição de probabilidade da potência total do portfólio
$\sigma[pot]$ – desvio padrão da distribuição de probabilidade da potência total do portfólio

$E[VPL]_j$	–	valor esperado do VPL do fluxo de caixa da fonte j
$\sigma[VPL]_j$	–	desvio padrão do VPL do fluxo de caixa da fonte j
$\mathcal{D}_i$	–	demanda no período i
Pot_{hidro}	–	potência instalada da usina hidro
Pot_{eol}	–	potência instalada da usina eólica
Pot_{sol}	–	potência instalada da usina solar
$Debt_{hidro}$	–	percentual de financiamento da usina hidro
$Debt_{eol}$	–	percentual de financiamento da usina eólica
$Debt_{sol}$	–	percentual de financiamento da usina solar
ζ_j	–	variação percentual do valor mínimo, entre duas gerações consecutivas, para a função de avaliação j
$f_{j,g}$	–	valor da função de avaliação j na geração g
$\overline{PLD}_{simulado}$	–	PLD médio simulado

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	–	Ambiente de Contratação Livre
ACR	–	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
AR	–	Modelo auto-regressivo sem deslocamento
ARD	–	Modelo auto-regressivo com deslocamento
ARDT	–	Modelo auto-regressivo com deslocamento e tendência determinística
BDMEP	–	Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa
CAPM	–	*Capital Asset Pricing Model*
CCEAR	–	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	–	Câmera de Comercialização de Energia Elétrica
CFURH	–	Compensação Financeira pela Utilização de Recurso Hídricos
CMO	–	Custo Marginal de Operação
COFINS	–	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COSERN	–	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CSLL	–	Contribuição Social sobre Lucro Líquido
CVaR	–	*Conditional Value at Risk*
DECOMP	–	Modelo de Planejamento Hidrotérmico de Curto Prazo
EPE	–	Empresa de Pesquisa Energética
FCD	–	Fluxo de Caixa Descontado
FCLA	–	Fluxo de Caixa Livre para os Acionistas
FCLE	–	Fluxo de Caixa Livre para a Empresa
IGP-DI	–	Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna
INMET	–	Instituto Nacional de Meteorologia
IR	–	Imposto de Renda
LAIR	–	Lucro Antes do Imposto de Renda
MGB	–	Movimento Geométrico Browniano
MMC	–	Método de Monte Carlo
MPPT	–	*Maximum Power Point Tracking*
MRE	–	Mecanismo de Realocação de Energia
MRM	–	Modelo de Reversão à Média
NE	–	Nordeste
NEWAVE	–	Modelo de Planejamento Hidrotérmico de Longo e Médio Prazo
NSGA	–	*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*
ONS	–	Operador Nacional do Sistema
O&M	–	Custo de Operação e Manutenção
PASEP	–	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PCH – Pequena Central Hidroelétrica (Pequeno Porte)
PIS – Programa de Integração Social
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
RGR – Reserva Global de Reversão
RIR – Regulamento do Imposto de Renda
SBX – *Simulated Binary Crossover*
SIN – Sistema Interligado Nacional
STC – *Standardized Test Conditions*
TIR – Taxa Interna de Retorno
TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP – Uso do Bem Público
UHE – Usina Hidrelétrica (Grande Porte)
VaR – *Value at Risk*
VPL – Valor Presente Líquido
WACC – *Weighted Average Cost of Capital*

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, tem-se presenciado a degradação ambiental e as graves alterações climáticas no planeta causadas pela ocupação humana. Problemas como aquecimento global, efeito estufa, destruição da camada de ozônio entre outros, tem sido amplamente discutido a nível internacional e estão intimamente ligados ao nível de desenvolvimento dos países, principalmente ao consumo de energia (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008; LEITE, 2007; SILVA, 2006).

O aproveitamento dos diversos tipos de recursos energéticos, renováveis ou não, está atrelado à viabilidade técnica e econômica, além dos impactos ambientais associados. Assim, a adoção de práticas sustentáveis por parte das pessoas, empresas e organizações, tem sido cada vez mais aceite (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2007; TOLMASQUIM, 2005).

No Brasil, o governo federal promoveu a reestruturação no setor elétrico lançando novo modelo, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, visando três objetivos principais: i) garantir o suprimento de energia elétrica, ii) promover a modicidade tarifária e iii) promover a inserção social no Setor Elétrico.

Este novo modelo prevê, dentre outros itens, a comercialização e contratação de energia elétrica através de dois ambientes, sendo o primeiro chamado de Ambiente de Contratação Regulada (ACR) onde concessionárias com mais de 500GWh de demanda anual são obrigadas a participar de leilões para a compra de energia dos agentes de geração e o segundo, chamado de Ambiente de Contratação Livre (ACL) onde se realizam operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais[1] com livre negociação entre geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres convencionais (CAMPOSILVAN, 2003; DOMINGUES, 2003).

As empresas de distribuição ainda podem comprar energia elétrica da Geração Distribuída (GD) caracterizada por pequenas centrais de geração (menores que 30MW)

[1]Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre Agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

localizadas junto ou próximo dos consumidores e que estão conectadas a redes locais de distribuição (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008; DOMINGUES, 2003).

A GD tem sido estimulada com o objetivo de diminuir o isolamento social e econômico de municípios e pequenos consumidores não atendidos pelas concessionárias de energia elétrica. Com a GD pode-se minimizar investimentos em transmissão, reduzindo perdas e melhorando a estabilidade do sistema elétrico (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2008; DOMINGUES, 2003).

Visando a sustentabilidade deste mercado, o governo lançou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) para estimular a produção de enérgia elétrica usando fontes alternativas - usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e termoelétricas a partir de biomassa.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2015) indica que a expansão da geração deve ocorrer de maneira sustentável, levando em consideração critérios de atendimento à demanda e minimização dos custos de geração. A estimativa de investimentos em novas usinas, no período 2015-2024, é da ordem de R$ 165 bilhões. Deste montante, aproximadamente, 33% será para hidrelétricas, 59% para o conjunto PCH + biomassa + eólica + solar e 8% em termelétricas (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2015).

Para gerenciar o setor elétrico neste cenário, os aspectos técnicos e de comercialização devem estar em consonância. Um importante aspecto é saber como enfrentar e/ou gerenciar os riscos físicos e financeiros decorrente da operação do sistema elétrico. Uma empresa pode diversificar seus investimentos a fim de diminuir os riscos que a mesma estará sujeita (DOUGLAS et al., 1998; FRANCÉS et al., 2013; HUNT; SHUTTLEWORTH, 1996; LOSEKANN et al., 2013; MARKOWITZ, 1952; SECURATO, 2007).

A maioria dos estudos encontrados analisam a viabilidade econômica com base em métodos determinísticos, usando abordagens econômicas simplificadas. Pereira et al. (2013) apresentam estudo sobre cenários de penetração de novas fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira, comparando o custo unitário de geração das di-

ferentes tecnologias, através da metodologia *Levelised Cost of Electricity* (LCOE)[2]. Lima e Bezerra Filho (2010) apresentam estudo de viabilidade econômica para implantação de usina eólica na localidade de Triunfo, no estado do Pernambuco. Com base nos dados históricos, os autores adotam a distribuição de Weibull para representar a velocidade do vento. A análise de viabilidade baseia-se nos indicadores econômicos *Payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), considerando a venda de toda energia gerada por preço fixo. Lima e Bezerra Filho (2012) apresentam estudo de viabilidade econômica para implantação de usina eólica na localidade de São João do Cariri, no estado da Paraíba. Os autores analisam o valor presente do custo de implantação para diferentes turbinas. A velocidade do vento foi representada pela distribuição de Weibull. Jong et al. (2015) apresentam estudo comparativo de viabilidade econômica entre fontes renováveis de energia (eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biomassa e ondas do mar) e fontes tradicionais (hidrelétrica, nuclear e termelétrica), considerando diferentes regiões do Brasil. Os autores utilizam a metodologia LCOE para comparar os custos unitários de geração das usinas.

Com relação à usinas fotovoltaicas, a maioria dos estudos analisam a viabilidade econômica de usinas de pequena escala, voltadas à autoprodução em residências e comércio (MITSCHER; RÜTHER, 2012; HOLDERMANN et al., 2014). Outros estudos focam em estratégias políticas para incentivar o crescimento das fontes renováveis de geração (PEREIRA et al., 2011; LARIVE INTERNATIONAL, 2014; LACCHINI; RÜTHER, 2015).

O volume de estudo produzidos, especificamente para análise de risco em usinas PCH, eólica e solar no Brasil é resumido, principalmente para comercialização no ACL. Salles et al. (2004) descrevem metodologia de análise de risco para usinas eólicas no Brasil. Os autores consideram que a receita bruta é obtida pela venda de toda energia gerada por preço fixo, não abordando o tipo de mercado de comercialização (ACL ou ACR). Os autores utilizam dois métodos para gerar séries sintéticas da velocidade do vento: i) o primeiro aplica o Método de Monte Carlo (MMC) tendo como premissa a adoção da distribuição de Weibull e ii) o segundo aplica a abordagem de

[2]É medida que visa a comparação do custo unitário de geração de diferentes fontes. É avaliação econômica do custo total médio para construir e operar um ativo de geração, ao longo de sua vida útil, dividido pela produção total de energia do ativo ao longo dessa vida útil. O LCOE também pode ser considerado como o custo mínimo ao qual a eletricidade deve ser vendida para se equilibrar ao longo da vida útil do projeto.

Box e Jenkins (B&J), que estima modelo polinomial usando dados no domínio do tempo.

Domingues (2003) apresenta metodologia de análise de risco para ativos físicos de geração contemplando usina hidrelétrica de grande porte (UHE) e usina termoelétrica, ambas no Brasil. O autor aplica o MMC associado a modelos econométricos para as variáveis: afluência, Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), demanda e câmbio. O modelo de fluxo de caixa adotado considera que a estrutura de capital seja formada apenas por capital próprio e que a comercialização da energia acontece no ACL. Este trabalho aplica a teoria de carteiras para formação de portfólios com hidrelétrica e termelétrica. Silva (2014) apresenta estudo de viabilidade econômica para usinas eólicas no Brasil. O autor considera que a receita bruta é obtida pela venda de toda energia gerada por preço fixo, não abordando o tipo de mercado de comercialização (ACL ou ACR). A análise de risco foi implementada com o MMC. As variáveis consideradas são: preço da energia, fator de capacidade, investimento de capital, custo do capital próprio, taxa de juros e O&M. Devido à falta de dados históricos, o autor teve que assumir razoáveis faixas de valores e também distribuições de probabilidade para cada variável, para desenvolver o estudo.

Pereira et al. (2014) apresentam metodologia de análise de risco, utilizando software comercial para aplicação do MMC, para avaliar a viabilidade econômica de usina solar fotovoltaica instalada no estado do Pará. A receita bruta é obtida pela valoração da energia gerada, considerando venda (não abordando o tipo de mercado de comercialização) ou utilização. Os autores consideram três variáveis aleatórias, adotando diferentes distribuições de probabilidade para elas, sendo: custo inicial com distribuição exponencial, preço de venda da energia com distribuição Bradford e taxa de desconto com distribuição triangular. Afanasyeva et al. (2016) aplicam o MMC para realizar análise de risco para o projeto de usina eólica na Finlândia. Os autores adotam a distribuição de Weibull para gerar séries sintéticas de velocidade do vento. A abordagem econômica considera a venda da energia por um preço fixo, sem exposição ao mercado de curto prazo (*short-term market*).

Alguns estudos aplicam a teoria de carteiras de Markowitz (1952), que utiliza o modelo da média-variância dos retornos de um ativo, para formação de portfólios de geração. Muñoz et al. (2009) aplicam o modelo da média-variância para fontes renováveis, no mercado de eletricidade da Espanha. A Taxa Interna de Retorno (TIR) do fluxo de caixa foi utilizado como indicador econômico. Os autores assumem distri-

buição de probabilidade normal para as variáveis aleatórias quando da aplicação do MMC. Zhu e Fan (2010) aplicam o modelo da média-variância para avaliar o risco do custo de geração na China. Roques et al. (2010) apresentam abordagem para identificar os portfólios inter-países que minimizam o risco de produção em usinas eólicas. O estudo considera cinco países europeus. Delarue et al. (2011) desenvolvem novo modelo da teoria de carteiras através da combinação de portfólios de investimentos e decisões atuais de despacho. Bhattacharya e Kojima (2012) aplicam o modelo da média-variância para analisar o impacto da inserção de fontes renováveis no setor de eletricidade do Japão. Francés et al. (2013) analisam as interações entre fontes renováveis internacionais e segurança de suprimento, usando a teoria de carteiras.

Losekann et al. (2013) estimam portfólio de geração eficiente para o mercado brasileiro de eletricidade, considerando custos, riscos e emissão de CO_2, e comparam os resultados com o portfólio planejado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. No trabalho, Losekann et al. (2013) utilizam o MMC para gerar distribuições de probabilidade para os custos de geração de cada tecnologia. Eles assumem faixa de valores e distribuições de probabilidade (geralmente uniforme ou triangular) para cada parâmetro e tecnologia a serem analisados. Schmidt et al. (2016) analisam portfólio ótimo composto por fontes renováveis no Brasil, considerando aspectos de demanda e minimização do uso de termelétricas. Adicionalmente, os autores afirmam que modelos estocásticos dos dados históricos, considerando sazonalidade, auto-correlação e correlação entre diferentes fontes e diferentes locais de geração, podem gerar melhores séries sintéticas que o procedimento simples utilizado por eles.

A maioria dos problemas reais de engenharia possuem objetivos tais como: minimização de custos, maximização de desempenho, maximização da confiabilidade, dentre outros. Neste sentido, estudos têm utilizado abordagens multiobjetivo na resolução de problemas relacionados às fontes de geração. Moura e Almeida (2010) propõe metodologia multiobjetivo para otimizar o portfólio de geração (hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica) de Portugal, maximizando a geração em horário de pico de demanda, enquanto minimiza a intermitência entre as fontes e o custo de geração. Aspectos de *demand-side management*[3] e *demand-response*[4] são também

[3]Programa destinado a incentivar o consumidor a utilizar de forma racional e eficiente a energia elétrica.

[4]Termo usado por programas destinados a incentivar os consumidores a realizarem reduções de curto prazo na demanda de energia, em resposta ao sinal de preço do mercado de eletricidade, em determinado horário, ou em resposta à ação da concessionária de energia elétrica.

considerados. Os autores analisam a influência da complementariedade entre fontes na produção de energia. Adicionalmente, são desenvolvidos modelos matemáticos para geração de séries sintéticas das variáveis velocidade do vento, radiação solar e afluência, onde são utilizados modelos multi-variáveis que incluem a correlação entre as variáveis. Fadaee e Radzi (2012) apresentam visão geral a respeito dos métodos de otimização multiobjetivo aplicados em sistemas híbridos com fontes renováveis, tais como: i) solar fotovoltaica – baterias, ii) solar fotovoltaica – eólica – baterias e iii) solar fotovoltaica – eólica – gerador diesel – baterias. Os autores concluem que existem poucos estudos sobre otimização multiobjetivo em sistemas híbridos, e que os algoritmos mais utilizados são algoritmo genético e otimização por enxame de partículas.

Fazlollahi et al. (2012) apresentam métodos determinísticos de otimização multiobjetivo para operação e investimento em sistemas complexos de energia. Os autores apresentam estudo de caso para seis tipos de tecnologias, nomeadamente, bomba de calor, aquecedor de água de acumulação (*boiler*), solar fotovoltaica, turbina a gás, célula de combustível e gerador a gás, comparando a adequabilidade da programação linear inteira mista e dos algoritmos evolucionários no processo de otimização.

Ainda considerando estudos com abordagens multiobjetivo, Ren et al. (2010) desenvolvem modelo de otimização multiobjetivo para aplicação em geração distribuída no Japão, contemplando as fontes solar fotovoltaica, células de combustível e gerador a gás. Os autores analisam estratégias de operação ótima combinando minimização de custos e minimização de impactos ambientais (emissão de CO_2), utilizando modelagens determinísticas. Dufo-López et al. (2010) apresentam abordagem determinística de otimização multiobjetivo para sistema não conectado à rede, com as fontes solar fotovoltaica – eólica – gerador diesel e armazenamento com baterias. São considerados os objetivos de minimização do custo unitário de geração e do dióxido de carbono equivalente do ciclo de vida. Hongxing et al. (2009) apresentam análise tecno-econômica determinística de sistema híbrido solar fotovoltaica – eólica, utilizando abordagem de otimização multiobjetivo, considerando a minimização de custos e a probabilidade de perda de potência. No estudo de caso, os autores dimensionam o sistema para suprimento de energia de estação de telecomunicações na China.

Bernal-Agustín e Dufo-López (2009) apresentam artigo de revisão sobre técnicas de otimização e simulação para dimensionamento de sistemas híbridos e isolados,

contemplando os seguintes aspectos: fontes solar fotovoltaica, eólica e gerador diesel; armazenamento com baterias; minimização de custos; probabilidade de perda de carga e probabilidade de perda de potência. Os autores também apresentam descrição dos principais softwares utilizados para dimensionamento, simulação, controle e otimização de sistemas híbridos.

O mercado de energia elétrica é de alto risco, pois possui grande diversificação no que diz respeito às fontes de geração, formas de comercialização e contratação e, adicionalmente, grandes incertezas de geração (DOMINGUES, 2003; FRANCÉS et al., 2013). Assim, os agentes de mercado estão expostos a maiores riscos, tanto físicos quanto financeiros, dificultando a tomada de decisão no acordo de compra e venda, principalmente em relação aos investimentos no setor (DOMINGUES, 2003; FRANCÉS et al., 2013; KASHI, 2015; PINEDA; CONEJO, 2012; SCHMIDT et al., 2016). Neste sentido, ferramentas de análise de risco, que contemplem os diversos objetivos inerentes ao processo, são de real necessidade.

Konak et al. (2006) afirmam que as abordagens multiobjetivo são precisas e reais para muitos problemas de otimização e consideram objetivos conflitantes simultaneamente, fornecendo um conjunto de soluções não-dominadas que satisfazem os objetivos dentro de um nível aceitável. Na última década, abordagens evolutivas têm sido as principais ferramentas para resolver problemas do mundo real com vários objetivos (KONAK et al., 2006). Adicionalmente, existem falhas nos estudos de métodos mono-objetivo, que são formulados objetivando encontrar única solução ótima, agrupando todos os diferentes objetivos em apenas um (SAVIK, 2002). Assim, as abordagens multiobjetivo oferecem informações importantes sobre todos os diferentes objetivos, facilitando o processo de tomada de decisão.

Diversas condições afetam a viabilidade da usina de geração de energia elétrica. Pode-se dividi-las em condições técnicas e econômicas. As condições técnicas relacionam-se com os aspectos de cada tecnologia de geração. Neste caso, a afluência, a velocidade do vento, a irradiância solar e a temperatura do painel fotovoltaico são as principais fontes de incerteza para estas usinas, dada a natureza aleatória destas variáveis. As condições econômicas relacionam-se com aspectos de comercialização de energia, sistemas de tributação, legislação do setor elétrico e mercado financeiro. A combinação destas condições é responsável pelo comportamento dos indicadores econômicos e consequentemente, pela viabilidade da usina.

Apesar da quantidade de trabalhos desenvolvidos sobre os temas descritos, ainda existem lacunas em determinados temas, por exemplo: i) estudo sobre em que condições técnicas e econômicas as usinas PCH, eólica e solar fotovoltaica apresentam viabilidade no ACL, ii) estudo de viabilidade econômica, em condições de risco, para UHE participante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), iii) estudo sobre qual é o comportamento dos indicadores de viabilidade econômica em condições de risco, iv) estudos sobre quais são os fatores condicionantes e determinantes na formação de portfólios ótimos, com usinas PCH, eólica e solar fotovoltaica, para os diferentes perfis econômicos e/ou curvas de demanda[5] dos investidores, considerando os seguintes objetivos simultaneamente: a) maximização do valor esperado do indicador econômico; b) minimização do risco do indicador econômico; c) minimização da diferença entre geração e demanda e d) minimização do risco de geração.

Partindo de análises realizadas nos trabalhos referenciados, pode-se construir a hipótese: se é possível o desenvolvimento de metodologias de análise de risco para avaliação de investimentos em usinas hidrelétricas (UHE e PCH), eólica e solar fotovoltaica, de forma customizadas ao tipo de investidor, utilizando modelos estocásticos para as variáveis aleatórias afluência, velocidade do vento, temperatura do painel fotovoltaico, capacidade média de geração do MRE e PLD, considerando a correlação entre as variáveis aleatórias, a comercialização de energia no ACR e no ACL, os sistemas de tributação, a legislação do setor elétrico e o mercado financeiro, logo, pode-se construir metodologia que permita ao investidor tomar decisão com base em seu grau de aversão ao risco, favorecendo o processo de tomada de decisão em condições de risco. A justificativa deste trabalho é o desenvolvimento de metodologias de análise de risco técnico e econômico, considerando o perfil econômico e de demanda do investidor, com novas perspectivas de análise de investimento em geração com fontes hidrelétricas (UHE e PCH), eólica e solar fotovoltaica. Será desenvolvida ferramenta para análise objetivando o auxílio à tomada de decisão, contribuindo efetivamente no sentido de perceber o risco e tratá-lo como elemento decisório no processo de criação de valor.

Dentro deste contexto, o principal objetivo deste trabalho é desenvolver metodologia para otimização multiobjetivo aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia com fontes hidrelétricas (UHE e PCH), eólica e solar fotovoltaica, considerando o perfil econômico e a demanda do investidor. Ainda como objetivo, tem-se:

[5]Perfil de demanda ou curva de demanda representa o comportamento do consumo de energia elétrica durante dado período de análise.

i) desenvolver modelos estocásticos para geração de séries sintéticas das seguintes variáveis: afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura do painel fotovoltaico, capacidade média de geração do MRE e PLD, ii) desenvolver modelagem das fontes de geração hidrelétrica (UHE e PCH), eólica e solar fotovoltaica para previsão de geração, iii) desenvolver modelo de fluxo de caixa, contemplando aspectos de comercialização de energia, do MRE, de legislação do setor elétrico, dos sistemas de tributação (lucro real ou presumido), dos encargos setoriais, do mercado financeiro e das especificidades de cada fonte, iv) desenvolver metodologia para análise de risco de investimento em geração hidrelétrica (UHE e PCH), eólica e solar fotovoltaica, fornecendo indicadores econômicos para suporte à decisão (Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), *Payback* Descontado, *Value at Risk* (VaR) e *Conditional Value at Risk* (CVaR)) e v) desenvolver modelo matemático-computacional de otimização multiobjetivo considerando como função de avaliação os indicadores econômicos e o perfil de demanda do investidor.

Esta Tese está organizada da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta referencial teórico dos modelos econométricos que serão utilizados como base para o desenvolvimento dos modelos de geração das séries sintéticas das variáveis aleatórias afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura do painel fotovoltaico e PLD. O Capítulo 3 apresenta referencial teórico da modelagem técnica e econômica, contemplando conceitos e formulações para a modelagem das variáveis aleatórias, dos modelos de geração e da modelagem econômica. O Capítulo 4 apresenta referencial teórico sobre otimização multiobjetivo, sendo dada atenção especial ao *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm - II* (NSGA-II), contemplando as definições, as descrições, os esquemas e os algoritmos deste método de otimização. O Capítulo 5 apresenta a metodologia utilizada neste trabalho, contemplando os modelos estocásticos desenvolvidos para as variáveis aleatórias, o modelo de geração de cada fonte e o modelo de fluxo de caixa. São apresentados os métodos de avaliação de investimentos, contemplando os principais indicadores econômicos e também aspectos do custo de capital. Adicionalmente, serão apresentados os fluxogramas das metodologias de análise de risco e otimização multiobjetivo. O Capítulo 6 apresenta os resultados do trabalho. Inicialmente, serão apresentados os resultados do processo de validação dos modelos estocásticos das variáveis aleatórias. Posteriormente, serão apresentados os resultados da análise de risco de investimento para cada fonte separadamente, contemplando análise de sensibilidade, com parâmetros chave, voltada para o ACL. E, por fim, serão apresentados os resultados da otimização multiobje-

tivo para três importantes estudos de caso. O Capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho, contemplando discussões com base nos resultados obtidos. Adicionalmente, serão apresentadas propostas de melhoria da metodologia objetivando a orientação de trabalhos futuros. O Anexo A apresenta alguns conceitos básicos sobre econometria, o Anexo B apresenta os procedimentos de estimação de parâmetros do modelo de reversão à média aritmético, o Anexo C apresenta os procedimentos de estimação de parâmetros do modelo de reversão à média geométrico e o Anexo D apresenta os procedimentos para deflacionamento do PLD.

CAPÍTULO 2

PROCESSOS ESTOCÁSTICOS

Este capítulo apresenta referencial teórico dos processos estocásticos utilizados como base para o desenvolvimento de modelos para as variáveis aleatórias presentes em cada tipo de fonte de geração de energia elétrica que serão utilizadas no decorrer deste trabalho, como: i) afluência, ii) velocidade do vento, iii) irradiação solar, iv) temperatura do painel fotovoltaico e v) preço de liquidação de diferenças. O comportamento destas variáveis aleatórias ao longo do tempo pode ser modelado como séries temporais, que por sua vez são descritas por processos estocásticos.

2.1 Definição

Processo estocástico está dentro da teoria da probabilidade, sendo a coleção de variáveis aleatórias que representa a evolução do sistema ou fenômeno no tempo. No processo determinístico, o sistema ou fenômeno tem forma única de evoluir, com soluções de equações diferenciais ordinárias, dado a condição inicial. Ao contrário, no processo estocástico tem-se diversas trajetórias possíveis para a evolução deste sistema ou fenômeno. Há nos sistemas representados por processos estocásticos a indeterminação, mesmo conhecendo a condição inicial, podendo existir infinitas direções para onde o processo pode evoluir.

Portanto, seja T um conjunto arbitrário. Um processo estocástico é a família $Z = Z(t),\ t \in T$, desta forma, $\forall t \in T, Z(t)$ é uma variável aleatória.

2.1.1 Processo de Wiener

Processo de Wiener, ou movimento Browniano, é o tipo particular de processo de Markov. Na Física, este processo é bastante utilizado para descrever o caminho aleatório percorrido por partícula sujeita a colisões (DIXIT; PINDICK, 1994). É considerado processo de tempo contínuo e sua representação é dada por (2.1), onde ε é a variável aleatória com distribuição normal padronizada, N(0,1) e dt é o incremento de tempo.

$$dz = \varepsilon\sqrt{dt} \tag{2.1}$$

Este processo possui três propriedades importantes: *i*) é processo de Markov, pois o estado futuro depende apenas do estado presente, *ii*) possui incrementos independentes, ou seja, a distribuição de probabilidade em um estado é independente da distribuição em outro estado e *iii*) em qualquer estado, as mudanças seguem a distribuição normal com variância que cresce linearmente com o tempo.

Destas propriedades tem-se que dz possui distribuição normal com média 0 (*zero*), desvio padrão igual a $\sqrt{dt}$ e variância igual a dt.

2.1.2 Processo de Wiener generalizado

Processo de Wiener Generalizado ou movimento aritmético Browniano (MAB), pode ser definido como (2.2), onde α é o parâmetro de *drift*[1], σ é o parâmetro de variância e dz é o processo de Wiener. Em (2.2) α e σ são constantes.

$$dx = \alpha \cdot dt + \sigma \cdot dz \tag{2.2}$$

A mudança em x, denotada por dx, possui distribuição normal com média igual a $\alpha \cdot dt$, desvio padrão igual a $\sigma \cdot \sqrt{dt}$ e variância igual a $\sigma^2 \cdot dt$.

A Figura 2.1 ilustra o comportamento do processo de Wiener (curva vermelha), do processo de Wiener generalizado (curva azul) e do *drift* (curva verde).

2.1.3 Processo de Itô

A generalização do movimento Browniano, conhecida como processo de Itô, pode ser definida por (2.3), onde $a(x,t)$ é a taxa de crescimento instantâneo esperado, $b(x,t)$ é a taxa de variância instantânea e dz é o processo de Wiener. Os parâmetros $a(x,t)$ e $b(x,t)$ são funções do tempo e do estado atual, não aleatórias.

$$dx = a(x,t) \cdot dt + b(x,t) \cdot dz \tag{2.3}$$

O processo de Itô possui média igual a $a(x,t) \cdot dt$, desvio padrão igual a $[b(x,t)] \cdot \sqrt{dt}$ e variância igual a $[b(x,t)]^2 \cdot dt$.

[1] Parâmetro de deslocamento. O sinal deste parâmetro faz com que a série deslize sobre as curvas, para cima, se positivo, e para baixo, se negativo. O seu valor absoluto afeta a inclinação da série.

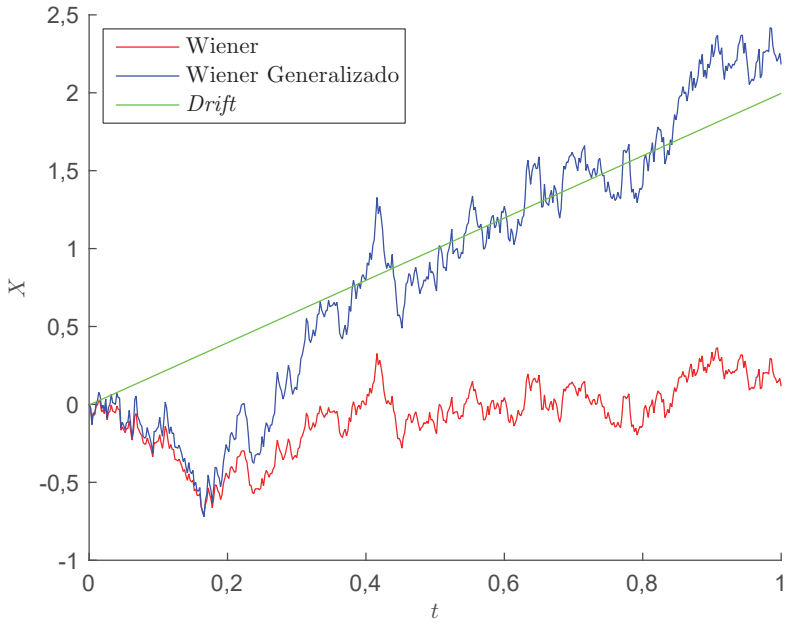

Figura 2.1 - Comportamento dos processos de Wiener, Wiener Generalizado e *drift*: α = 2,0 e σ=1,5.

2.1.4 Movimento geométrico browniano

O movimento geométrico Browniano (MGB) é frequentemente utilizado para modelagem de preços de ações, *commodities* e ativos financeiros (PINTO, 2009; DIXIT; PINDICK, 1994).

Os parâmetros *drift* e variância são dados por $a(x,t) = \alpha \cdot x$ e $b(x,t) = \sigma \cdot x$, respectivamente. A representação do modelo é dada por:

$$dx = \alpha \cdot x \cdot dt + \sigma \cdot x \cdot dz \tag{2.4}$$

Quando divide-se (2.4) por x, a mesma transforma-se em MAB, como dado em (2.5).

$$\frac{dx}{x} = \alpha \cdot dt + \sigma \cdot dz \tag{2.5}$$

Mas, $d[ln(x)] = \frac{dx}{x}$, então:

$$d[ln(x)] = \alpha \cdot dt + \sigma \cdot dz \tag{2.6}$$

Logo, se $ln(x)$ tem distribuição normal, então x tem distribuição log-normal. A Figura 2.2 ilustra o comportamento do movimento geométrico Browniano (curva azul) e do *drift* (curva vermelha).

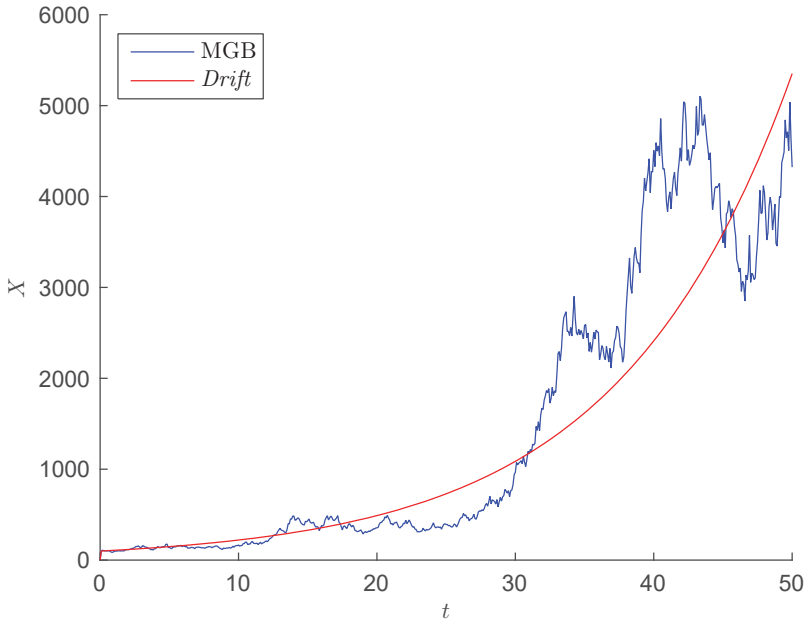

Figura 2.2 - Comportamento do movimento geométrico Browniano e *drift*: α = 0,08 e σ=0,20.

2.1.5 Modelo aritmético de reversão à média

O movimento geométrico Browniano (MGB) cresce de forma exponencial, podendo divergir levando seu valor para o infinito. Assim, alguns modelos que seguem o MGB podem não ser realistas. Algumas variáveis não possuem este comportamento, como por exemplo as *commodities* não financeiras. Em alguns casos, os valores das variáveis possuem variação aleatória no curto prazo, mas tendem a reverter a determinado valor quando considerado período de longo prazo. Desta forma, o movimento de reversão à média (MRM) tem sido bastante utilizado no meio acadêmico para modelar variáveis que dependem de valor de equilíbrio de longo prazo (BRENNAN; SCHWARTZ, 1985; DIXIT; PINDICK, 1994).

A lógica do MRM pode ser encontrada na microeconomia. Considerando determinado produto, quando os preços estão abaixo da média, a demanda tende a aumentar ao passo que a produção tende a diminuir. E, quando os preços estão acima da média, a demanda tende a diminuir ao passo que a produção tende a aumentar. Em ambos os casos, o preço tende a reverter para seu valor de equilíbrio (PINTO, 2009).

O modelo mais simples de reversão à média é o modelo aritmético de Ornstein-Uhlembeck, que pode ser representado por (2.7), onde dz é o incremento de Wiener, η[2] é a velocidade de reversão ao valor médio de longo prazo, $\overline{x}$ é o valor médio de longo prazo de x e σ é o desvio padrão. Os parâmetros η, $\overline{x}$ e σ podem ser estimados a partir dos dados históricos da variável utilizando a metodologia disposta no Anexo B.

$$dx = \eta(\overline{x} - x)dt + \sigma \cdot dz \tag{2.7}$$

A Figura 2.3 ilustra o comportamento do MRM para três valores diferentes do parâmetro η.

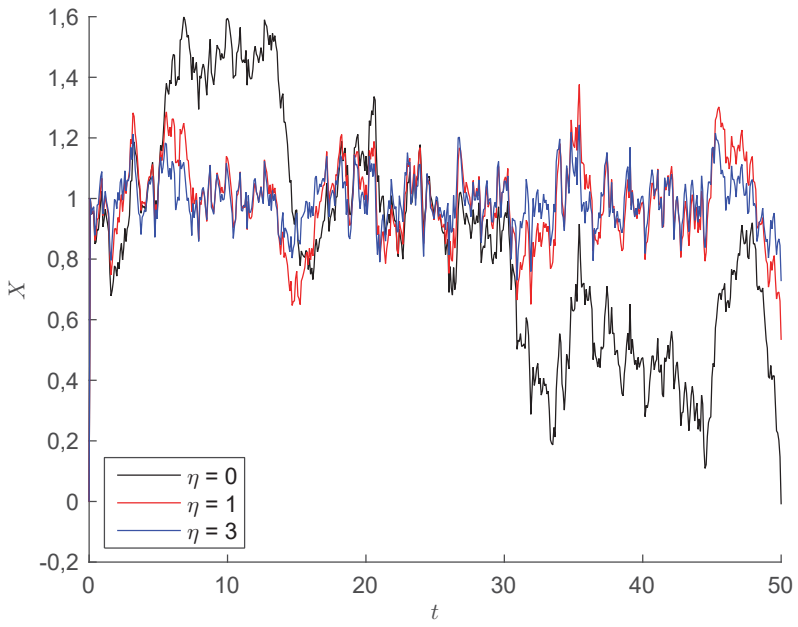

Figura 2.3 - Processo de Reversão para a Média: $\overline{x}$ = 1,0 e σ=0,20.

[2]Medida de intensidade com a qual os distúrbios são dissipados pelo efeito de reversão à média.

2.1.6 Modelo geométrico de reversão à média

A principal limitação do modelo aritmético de reversão à média é a possibilidade de geração de valores negativos, o que pode ser infactível para algumas variáveis, como por exemplo: preço, afluência, velocidade do vento, irradiância solar, dentre outras. Adicionalmente, algumas variáveis apresentam distribuição log-normal dos dados históricos. Nestes casos, é possível realizar transformação para o modelo geométrico, utilizando o logaritmo natural da variável, ao invés da própria variável (PILIPOVIC, 2007; SCHWARTZ, 1997; BASTIAN-PINTO et al., 2009). Assim, a natureza não-negativa das variáveis é preservada.

Considerando a variável aleatória Y, pode-se realizar a seguinte mudança de variável:

$$x = ln(Y) \tag{2.8}$$

$$dx = x_{t+1} - x_t = \eta(\overline{x} - x_t)dt + \sigma \cdot dz \tag{2.9}$$

Mas, $d[ln(Y)] = \frac{dY}{Y}$, então:

$$dY = \eta(ln(\overline{Y}) - ln(Y))Y\,dt + \sigma \cdot Y \cdot dz \tag{2.10}$$

Ao considerar a função $G = G(x,t)$, em que x segue o processo de Itô, dado por $dx = a(x,t) \cdot dt + b(x,t) \cdot dz$, a derivada de G pode ser calculada usando o *Lema de Itô* (DIXIT; PINDICK, 1994; PILIPOVIC, 2007; PINTO, 2009), onde:

$$dG = \left(\frac{\partial G}{\partial x} \cdot a + \frac{\partial G}{\partial t} + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 G}{\partial x^2} \cdot b^2\right) dt + \frac{\partial G}{\partial x} b \cdot dz \tag{2.11}$$

Usando raciocínio análogo, pode-se aplicar o *Lema de Itô* à nova variável $x = ln(Y)$, pois Y segue o processo de Itô, dado por (2.10), desta forma, tem-se:

$$dx = x_{t+1} - x_t = \left[\eta(ln(\overline{Y}) - ln(Y)) - \frac{\sigma^2}{2}\right] dt + \sigma \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{dt} \tag{2.12}$$

ou

$$Y_{t+1} = Y_t.e^{\left\{\left[\eta(ln(\overline{Y})-ln(Y))-\frac{\sigma^2}{2}\right]dt+\sigma\cdot\varepsilon\cdot\sqrt{dt}\right\}} \tag{2.13}$$

2.1.7 Determinação da validade do processo estocástico

Inicialmente é necessário realizar alguns testes para determinar a validade do processo estocástico e a adequação a cada uma das variáveis. A escolha entre os modelos MGB (não-estacionário) ou MRM (estacionário) pode ser subsidiada pela aplicação dos testes de Dickey-Fuller e da razão da Variância (DIXIT; PINDICK, 1994; PINTO, 2009).

2.1.7.1 Teste de Dickey-Fuller

Em primeiro momento, pode-se testar a validade do modelo MGB utilizando série histórica da variável. O MGB é o caso de processo chamado de raiz unitária. Neste processo observa-se a não-estacionariedade da série, ou seja, os valores tendem a divergir com o tempo podendo ter comportamento explosivo (grandes variações aleatórias e divergentes). Maiores detalhes sobre estacionariedade estão disponíveis no Anexo A.

A série histórica x_t pode ser testada com o auxílio de regressão linear por mínimos quadrados e com a aplicação do teste de Dickey-Fuller (GUJARATI; PORTER, 2011; WOOLDRIDGE, 2012; DIXIT; PINDICK, 1994; PINTO, 2009).

O teste de Dickey-Fuller considera os seguintes casos de hipóteses nulas para x_t:

Caso 1: x_t é passeio aleatório sem deslocamento: $x_t - x_{t-1} = (b-1)x_{t-1} + \varepsilon_t$.

Caso 2: x_t é passeio aleatório com deslocamento: $x_t - x_{t-1} = a + (b-1)x_{t-1} + \varepsilon_t$.

Caso 3: x_t é passeio aleatório com deslocamento em torno de tendência determinística: $x_t - x_{t-1} = a + (b-1)x_{t-1} + c \cdot t + \varepsilon_t$, sendo c constante.

Em todos os casos a hipótese nula (H_0) é $b = 1$ (série não estacionária) e a hipótese alternativa (H_1) é $|b| < 1$ (série estacionária). Então, rejeitar H_0 significa que a série x_t é:

Caso 1: Auto-regressiva (estacionária) sem deslocamento (AR).

Caso 2: Auto-regressiva (estacionária) com deslocamento (ARD).

Caso 3: Auto-regressiva (estacionária) com deslocamento e tendência determinística (ARDT).

A forma direta para testar estas hipóteses seria estimar b por mínimos quadrados, seguida de teste t. Mas como o estimador por mínimos quadrados possui viés para zero, a estatística t não tem distribuição t de Student (GUJARATI; PORTER, 2011).

Desta forma, Dickey e Fuller realizaram diversas simulações e encontraram a distribuição do estimador b quando $b = 1$, estabelecendo os valores críticos da estatística t de acordo com os níveis de significância, o que viabiliza a aplicação do teste (GUJARATI; PORTER, 2011; FULLER, 1996).

A Tabela 2.1 apresenta os valores críticos do teste de Dickey-Fuller (FULLER, 1996), considerando os três modelos estacionários. Observando que para se rejeitar a hipótese nula, a estatística t do teste deve ser menor que a estatística t dos valores críticos.

Tabela 2.1 - Valores críticos assintóticos de teste t de Raiz Unitária (Dickey-Fuller).

Nível de Significância	1%	2,5%	5%	10%
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

O teste padrão de Dickey-Fuller é válido apenas para processo auto-regressivo de primeira ordem AR(1). Se a série é correlacionada com atrasos (*lags*) mais altos, a suposição de perturbações de ruído branco ε_t é violada. Como forma de resolver este problema, desenvolve-se o teste de Dickey-Fuller Aumentado. Este teste constrói correção paramétrica para correlações de maior ordem, supondo que x_t segue AR(p), sendo $p \in \mathbb{N}$ e $p > 1$ (GUJARATI; PORTER, 2011).

2.1.7.2 Teste da razão da variância

Outra abordagem que pode ser utilizada para subsidiar a escolha do processo adequado é o teste da razão da variância (DIXIT; PINDICK, 1994; PINTO, 2009). Neste teste é verificada a extensão dos choques[3] nos valores da série, ou seja, se estes choques são temporários ou permanentes.

O teste é baseado no fato de que se a variável segue passeio aleatório (não-estacionário) então a variação das diferenças entre w períodos deve crescer linearmente com o período w. Esta razão da variância R_w é dada por (2.14), onde $Var(X_{t+w} - X_t)$ é a variância das séries de diferenças entre os valores da série histórica X, com *lag* de w períodos, e $Var(X_{t+1} - X_t)$ é a variância da série de diferenças entre os valores X_{t+1} e X_t da série histórica X.

$$R_w = \frac{1}{w} \cdot \frac{Var(X_{t+w} - X_t)}{Var(X_{t+1} - X_t)} \tag{2.14}$$

Quando a série histórica segue processo estacionário, a variação das diferenças do período w estagna em valor máximo com o aumento de w, fazendo com que R_w convirja para *zero*. No caso do MGB, esta variação das diferenças cresce linearmente com w e $R_w \to 1$.

2.2 Histograma

Histograma é a representação gráfica da distribuição de frequência[4] de determinada variável e é formado por conjunto de retângulos justapostos, cujas bases se localizam sobre o eixo horizontal, de tal modo que seus pontos médios coincidem com os pontos médios dos intervalos de classe. As larguras dos retângulos são iguais às amplitudes dos intervalos de classe e as alturas dos retângulos devem ser proporcionais às frequências das classes, sendo igual a amplitude dos intervalos (FREUND, 2006). A Figura 2.4 apresenta exemplo de histograma simétrico.

A Figura 2.5 apresenta exemplo de histograma com assimetria positiva. Neste caso, a média dos dados está localizada à esquerda do centro da figura e a cauda à direita é alongada. Esta ocorre quando o limite inferior é controlado ou quando não podem

[3] Distúrbios/erros

[4] Distribuição de frequência é o método de agrupamento de dados em classes de modo a fornecer a quantidade (e/ou a percentagem) de dados em cada classe

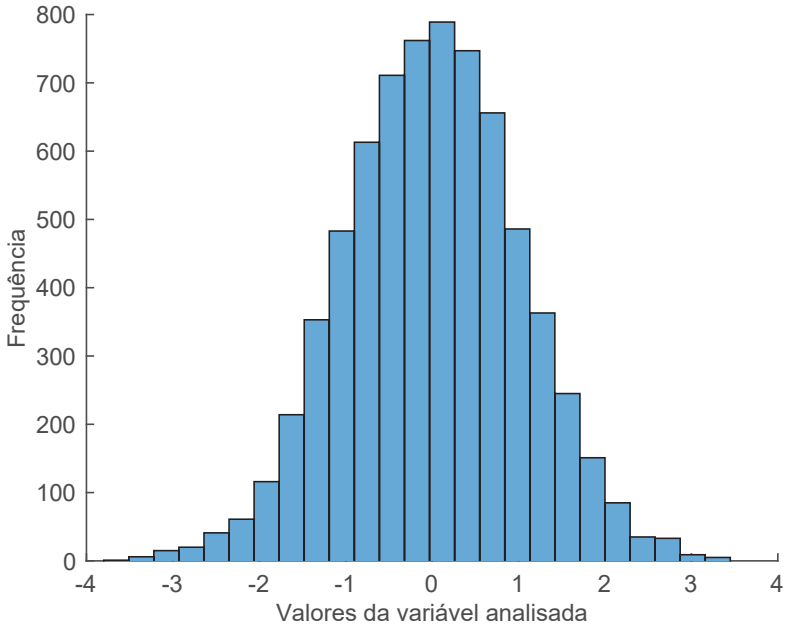

Figura 2.4 - Histograma simétrico.

ocorrer valores abaixo de determinado limite (FREUND, 2006).

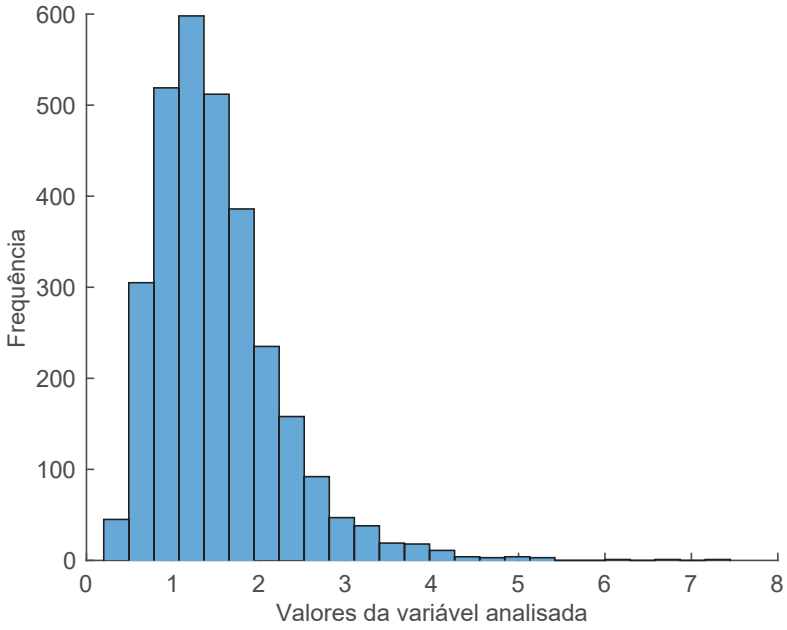

Figura 2.5 - Histograma com assimetria positiva.

A Figura 2.6 apresenta exemplo de histograma com assimetria negativa. Neste caso, a média dos dados está localizada à direita do centro da figura e a cauda à esquerda é alongada. Esta forma ocorre quando o limite superior é controlado ou quando não podem ocorrer valores acima de certo limite (FREUND, 2006).

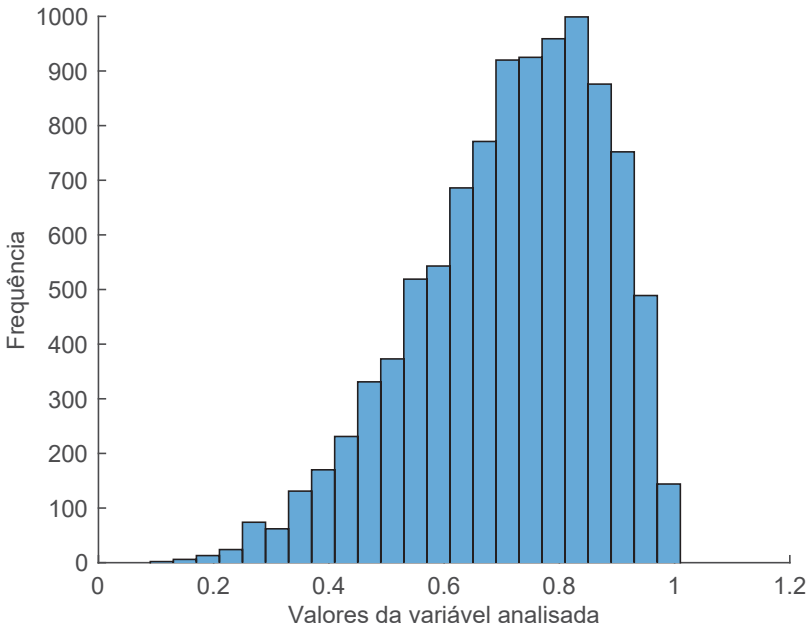

Figura 2.6 - Histograma com assimetria negativa.

2.3 Correlação

O coeficiente de correlação é a medida estatística que indica o grau de dependência linear entre duas variáveis. Seu valor pode ser obtido por (2.15) (HINES et al., 2011), onde ρ_{iz} é o coeficiente de correlação entre as variáveis i e z, σ_{iz} é a covariância entre as variáveis i e z, σ_i é o desvio padrão da variável i e σ_z é o desvio padrão da variável z.

$$\rho_{iz} = \frac{\sigma_{iz}}{\sigma_i \sigma_z} \tag{2.15}$$

Este coeficiente varia entre os valores -1 e $+1$, sendo que o valor *zero* indica que não há relação linear, o valor $+1$ indica relação linear perfeita, ou seja, as variáveis aumentam ou diminuem ao mesmo tempo e na mesma proporção, o valor -1 indica

relação linear perfeita mas inversa, ou seja, quando uma das variáveis aumenta a outra diminui e vice-versa. A relação linear é mais intensa quanto mais próximo de $+1$ ou -1 estiver o coeficiente.

Para a realização da simulação de Monte Carlo é necessário considerar a correlação existente entre as variáveis envolvidas. Neste caso, a decomposição de Cholesky permite a vinculação das correlações junto aos números aleatórios de Monte Carlo (HURST; KNOP, 1972; DOMINGUES, 2003; FISHMAN, 1996).

Para gerar números correlacionados segue-se os seguintes passos: i) Gera-se os sorteios para as variáveis de forma independente e ii) Aplica-se a transformação aos números sorteados de forma que os novos números criados venham a ter a estrutura da correlação desejada. A transformação dos números sorteados é realizada da seguinte forma:

a) Define-se a matriz de covariância R. Decompõe-se esta matriz em $R = Z.Z^T$, onde Z é a matriz triangular inferior e Z^T é sua matriz transposta.

b) Define-se o vetor δ, composto de variáveis independentes com distribuição normal. Este vetor terá sua matriz de covariância igual a matriz identidade W.

c) Multiplica-se a matriz Z pelo vetor δ, encontra-se o vetor $\Psi(\Psi = Z.\delta)$, o vetor transformado, cuja matriz de covariância é a matriz R.

Desta forma, o vetor Ψ contém os sorteios correlacionados a serem utilizados no processo de Wiener da modelagem de cada variável.

2.4 Considerações

Este capítulo apresentou a teoria básica para o desenvolvimento dos modelos estocásticos das variáveis aleatórias. Basicamente, existem três modelos base que são utilizados na modelagem de variáveis aleatórias, sendo: MGB, MRM (aritmético) e MRM (geométrico). A escolha do modelo estocástico mais adequado para modelar determinada variável nem sempre é questão trivial, e além de ferramentas estatísticas, em geral, são realizadas considerações teóricas para esta tarefa.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM TÉCNICA E ECONÔMICA

Este capítulo apresenta os conceitos básicos a serem considerados na modelagem de cada tipo de fonte de geração de energia elétrica que serão utilizadas no decorrer deste trabalho, métodos de análise de investimento e demais modelos envolvidos nos processos de análise econômica.

3.1 Modelagem das fontes de geração

A modelagem de cada fonte de geração, hidrelétrica, eólica e solar, visa a obtenção da energia elétrica gerada durante a vida útil da usina, a qual será utilizada na comercialização ou economia de consumo e, consequentemente na composição da receita bruta do fluxo de caixa.

3.1.1 Usina hidrelétrica

A geração de energia em usinas hidrelétricas, especialmente nas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), depende diretamente da afluência ao reservatório. Em alguns tipos de usinas, como é o caso da PCH, o reservatório não permite a regularização do fluxo de água e portanto, diz-se que as mesmas operam a fio d'água. Portanto, para a análise deste tipo de geração deve-se conhecer o comportamento da variável afluência.

A Figura 3.1 ilustra o comportamento da afluência para a Usina Hidrelétrica de Xingó (fio d'água) considerando histórico de 10 anos com valores mensais, compreendendo o período de janeiro de 2003 a dezembro de 2012. Os dados foram obtidos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Na Figura 3.1, observa-se que a afluência é processo sazonal pois está intimamente relacionada com os períodos de estiagem e chuvoso, que se alternam durante o ano. A partir dos históricos pode-se perceber que esta variável apresenta tendência de reversão para seu valor médio.

A Figura 3.2 apresenta o histograma dos dados históricos descritos anteriormente, onde verifica-se que a distribuição possui coeficiente de assimetria positivo, ou seja, assimetria à direita, tal como em distribuições log-normais.

A distribuição log-normal é uma das distribuições mais utilizadas para representar dados históricos de afluência (DOMINGUES, 2003; DEUS, 2010; BRASIL. OPERADOR

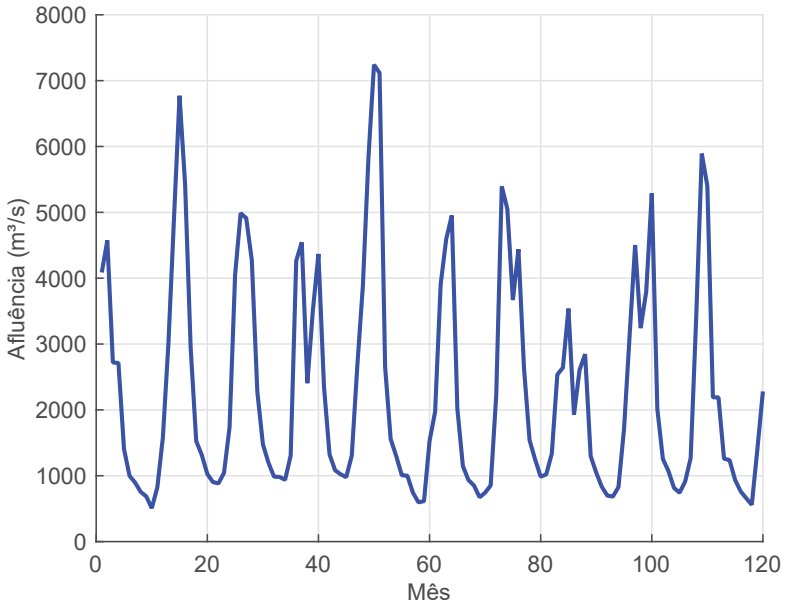

Figura 3.1 - Histórico da afluência da Usina Hidrelétrica de Xingó.

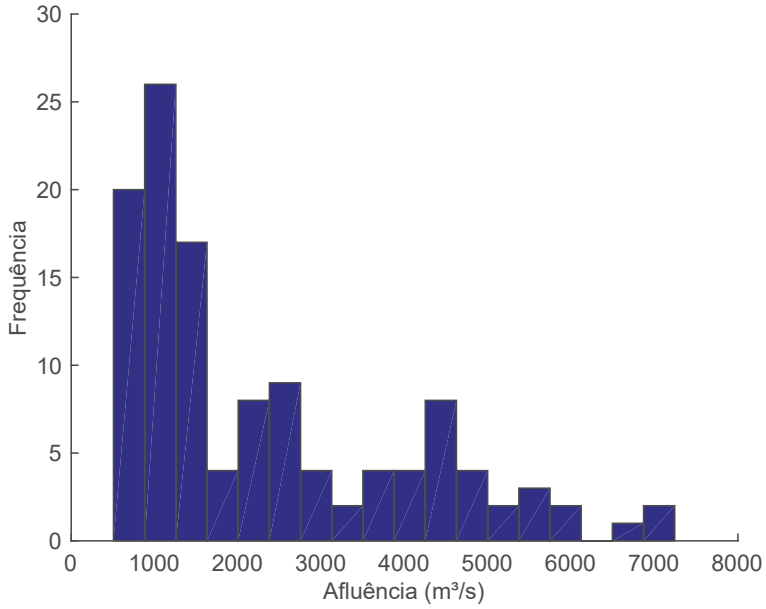

Figura 3.2 - Histograma dos dados históricos de afluência da Usina Hidrelétrica de Xingó.

NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), 2008). A utilização desta distribuição garante que os valores simulados sejam todos positivos (DEUS, 2010; PILIPOVIC, 2007),

o que de fato é uma das características da variável afluência.

Domingues (2003) desenvolve modelagem para afluência, utilizando o modelo geométrico de reversão à média de Dixit e Pindick (1994) e modificando-o através da incorporação de índice de sazonalidade determinístico. Este modelo é dado por (3.1).

$$A|_{S_{t+1}} = \left\{ A_t \cdot e^{\left\{ \left[\eta_A (ln(\overline{A}) - ln(A)) - \frac{\sigma_A^2}{2} \right] dt + \sigma_A \cdot \varepsilon_A \cdot \sqrt{dt} \right\}} \right\} \cdot I_{A_m} \tag{3.1}$$

Em (3.1), $A|_{S_{t+1}}$[1] é a afluência com sazonalidade no instante *t+1*, A_t é a afluência sem sazonalidade no instante t, η_A é a velocidade de reversão ao valor médio $\overline{A}$, σ_A é a volatilidade da afluência, $\varepsilon_A.\sqrt{dt}$ é o processo de Wiener da afluência e I_{A_m} é o índice de sazonalidade da afluência.

Considerando os dados históricos da afluência A, o índice sazonal mensal expressa a relação entre a média dos valores de determinado mês ($\overline{A_m}$) e a média dos valores de todo o histórico ($\overline{A_{hist}}$) (DOMINGUES, 2003), assim:

$$I_{A_m} = \frac{\overline{A_m}}{\overline{A_{hist}}} \tag{3.2}$$

onde $m = 1, 2, 3, \cdots, 12$. A potência elétrica gerada por usina hidrelétrica é diretamente dependente da vazão de água que passa pelas turbinas. Assim, torna-se necessário conhecer a afluência da localidade de instalação da usina.

A potência elétrica gerada pela usina hidrelétrica pode ser obtida por (3.3) (CARAPELLUCCI et al., 2015), onde ρ é a massa específica da água ($10^3\ kg/m^3$), g é a aceleração da gravidade (9,81 m/s^2), A é a afluência (m^3/s), H_{bruta} é a altura de queda bruta (m), η_t é o rendimento da turbina (%), η_g é o rendimento do gerador (%) e η_{sa} é o rendimento do sistema de adução (%).

$$P_{hidro} = \rho \cdot g \cdot A \cdot H_{bruta} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot \eta_{sa} \tag{3.3}$$

A casa de máquinas é constituída de vários grupos geradores, sendo que cada uni-

[1] A variável $A|_{S_t}$ diferencia-se da variável A_t por já possuir a sazonalidade. Portanto, a letra S indica que já foi incluído o índice de sazonalidade.

dade possui curva de rendimento que varia de acordo com a faixa de operação. O rendimento pode variar de acordo com os seguintes itens: tipo de gerador, potência elétrica, características construtivas, dentre outros. Seu valor deve ser obtido junto ao fabricante do equipamento, porém na falta de informações, podem ser utilizados os seguintes valores (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRA S.A. (ELETROBRÁS), 2000): i) 96% para geradores até $1MVA$, ii) 97% para geradores até $10MVA$ e iii) 98% para geradores até $30MVA$.

A Figura 3.3, adaptada de (HARVEY; BROWN, 1993), apresenta comparativo entre os rendimentos dos principais tipos de turbinas.

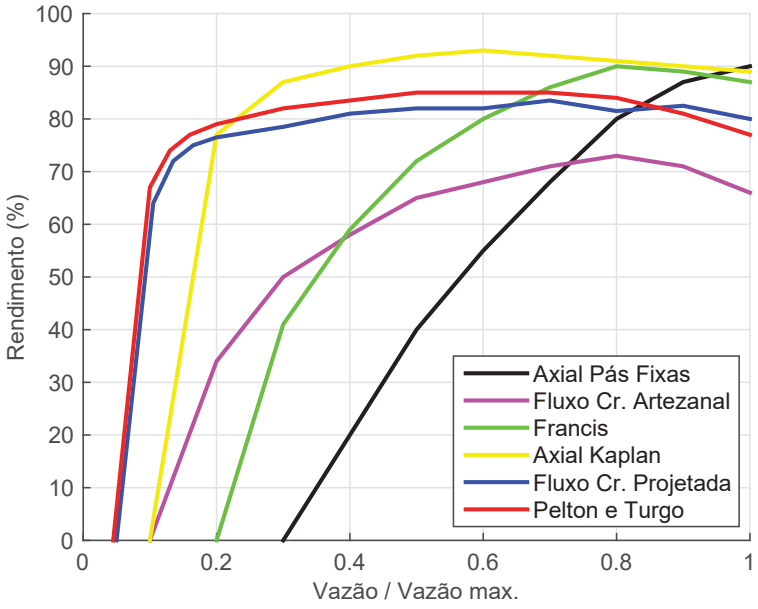

Figura 3.3 - Rendimento de alguns tipos de turbinas em função da variação das vazões e queda constante.

Para PCH, sugere-se o valor de 0,85 para o rendimento do conjunto turbina-gerador (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRA S.A. (ELETROBRÁS), 2000). Vale ressaltar que para usinas de maior porte este valor tende a aumentar.

O rendimento do sistema de adução varia em função do seu comprimento. A Tabela 3.1 apresenta alguns valores típicos para este sistema (PIOLI; VIANA, 2013).

Tabela 3.1 - Valores de rendimento do sistema de adução em função do comprimento.

Comprimento do sistema de adução (m)	η_{sa} (%)
L $<$ 80	99
80 $<$ L $<$ 320	98
L $>$ 320	97

3.1.2 Usina eólica

A energia elétrica gerada por aerogerador depende diretamente da velocidade do vento incidente nas pás da turbina. Desta forma, a estimativa do potencial eólico da região torna-se extremamente importante para a adequada análise de viabilidade do projeto de implantação da usina.

Como a maioria das estações meteorológicas no Brasil realizam medições na altura de 10 m, há a necessidade de correção da velocidade do vento para a altura de instalação do aerogerador. Esta correção pode ser efetuada pelo Método Logarítmico (KROHN, 2001) dado por (3.4), onde Z_0 é o comprimento de rugosidade do local (rugosidade aerodinâmica da superfície subjacente ao vento), V_H é a velocidade do vento à altura H do aerogerador e V_{H0} é a velocidade do vento (velocidade medida) à altura de referência H_0.

$$V_H = V_{H0} \frac{ln\left(\frac{H}{Z_0}\right)}{ln\left(\frac{H_0}{Z_0}\right)} \tag{3.4}$$

Utiliza-se como base os comprimentos de rugosidade tabelados que variam conforme os tipos de terreno, como dispostos na Tabela 3.2 (KROHN, 2001). Vale ressaltar que a correção é aproximação do valor da velocidade do vento, mas não oferece melhor estimativa que a própria medição na altura que se deseja.

A energia elétrica gerada pela usina eólica é dada pelo somatório da energia gerada por cada aerogerador presente na planta. A potência do aerogerador é diretamente dependente da velocidade do vento e de outros fatores técnicos associados ao equipamento. O fabricante fornece a curva de potência onde relaciona a potência elétrica gerada em função do valor da velocidade do vento incidente nas pás da turbina. Desta forma, pode-se prever a geração, de forma direta, através da previsão da velocidade

Tabela 3.2 - Classificação da rugosidade de superfícies típicas.

Classe	Z_0 (m)	**Descrição**
0,0	0,0002	Superfícies da água.
0,5	0,0024	Terrenos completamente abertos com superfície lisa, tais como: Pista de aeroportos. Grama Ceifada. etc.
1,0	0,03	Áreas rurais abertas, sem cercas, sem sebes, com edificações bastante espaçadas e colinas suaves.
1,5	0,055	Áreas rurais com algumas casas, com sebes de até $8m$ a distância de aproximadamente $1250m$.
2,0	0,1	Áreas rurais com algumas casas, com sebes de até $8m$ a distância de aproximadamente $500m$.
2,5	0,2	Áreas rurais com muitas casas, com arbustos ou sebes de até $8m$ a distância de aproximadamente $250m$.
3,0	0,4	Pequenas cidades, vilas, áreas rurais com muitas sebes, vegetação nativa, sebes muito altas, terreno muito acidentado e desigual.
3,5	0,8	Grandes cidades com prédios altos.
4,0	1,6	Cidades muito grandes com prédios muito altos.

do vento.

3.1.3 Usina solar fotovoltaica

A geração de energia elétrica através da tecnologia solar fotovoltaica é realizada através dos painéis conversores fotovoltaicos. O desempenho da conversão de energia está relacionada a fatores construtivos e a fatores externos de operação. A potência gerada depende do nível da irradiância solar e da temperatura no painel, o que define o ponto de operação. Na fábrica, o desempenho dos painéis é verificado através da medição de alguns parâmetros em condições de teste padrão (STC)[2]. Em condições reais de operação a irradiância solar e a temperatura no painel variam ao longo do dia, afetando diretamente a geração de energia.

A Figura 3.4 ilustra o comportamento da potência gerada em função da irradiância solar para determinado painel. Desta forma, os estudos de implantação de usina solar devem subsidiar-se na previsão do comportamento da irradiância solar local e da temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos.

Em usinas solares, os painéis são inclinados em direção ao sol objetivando maximizar a captação da radiação solar. Mesmo assim, a maioria das estações meteorológicas

[2] *Standard Test Conditions* (STC): Irradiância solar $1000W/m^2$, Espectro AM 1,5, Temperatura $T = 25°C$.

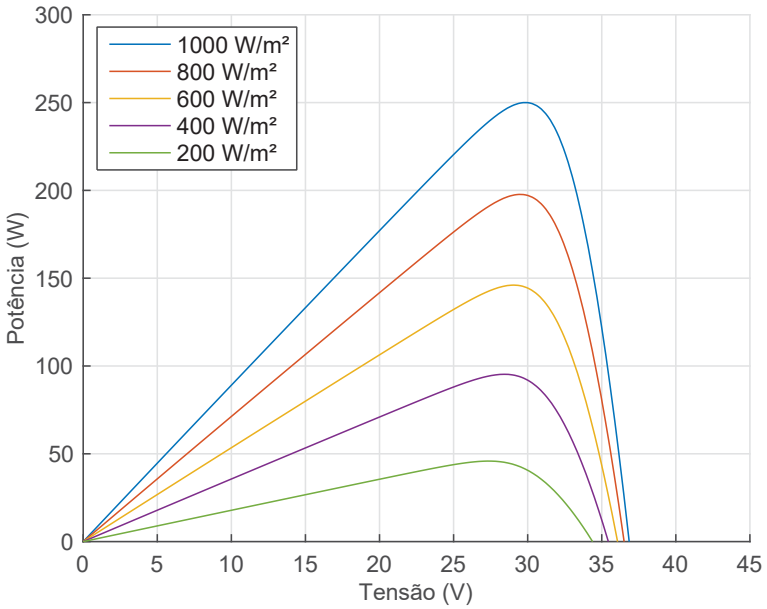

Figura 3.4 - Característica tensão × potência do painel fotovoltaico a $25°C$ e irradiância variável.

medem a radiação solar apenas na superfície horizontal. Olmo et al. (1999) desenvolvem modelo para estimar a radiação solar global em superfícies inclinadas usando dados coletados em superfícies horizontais. Apenas a radiação solar global na superfície horizontal e os ângulos de incidência e zenital são utilizados como parâmetros de entrada. Este modelo é dado por (3.5), onde I_β é a radiação na superfície inclinada, I_H é a radiação na superfície horizontal e ψ_o é o fator que converte a radiação solar incidente na superfície horizontal para inclinada (sem considerar reflexões anisotrópicas).

$$I_\beta = I_H \cdot \psi_o \tag{3.5}$$

O parâmetro ψ_o é calculado por (3.6), onde k_t é o índice de claridade, θ é o ângulo de incidência e θ_z é o ângulo zenital.

$$\psi_o = exp\left[-k_t \cdot \left(\theta^2 - \theta_z^2\right)\right] \tag{3.6}$$

O ângulo zenital é calculado por (3.7), onde δ é a declinação solar, ϕ é a latitude e

w_s é o ângulo horário do pôr do sol.

$$cos(\theta_z) = sen(\delta) \cdot sen(\phi) + cos(\delta) \cdot cos(\phi) \cdot cos(w_s) \tag{3.7}$$

O ângulo de incidência é calculado por (3.8), onde β é o ângulo de inclinação da superfície.

$$cos(\theta) = sen(\delta) \cdot sen(\phi - \beta) + cos(\delta) \cdot cos(\phi - \beta) \cdot cos(w_s) \tag{3.8}$$

Adicionalmente, Olmo et al. (1999) propõem fator multiplicador F_c para representar as reflexões anisotrópicas, sendo dado por (3.9), onde τ é o albedo[3]. A Tabela 3.3 dispõe valores típicos do albedo para diferentes superfícies (AHRENS, 2006).

$$F_c = 1 + \tau \cdot sen^2(\theta/2) \tag{3.9}$$

Tabela 3.3 - Valores de albedo para diferentes superfícies.

Superfície	**Detalhes**	**Albedo**
Solo	Escuro e molhado *versus* Claro e seco	0,05 – 0,40
Areia		0,15 – 0,45
Grama	Alta *versus* Baixa	0,16 – 0,26
Culturas agrícolas		0,18 – 0,25
Tundra		0,18 – 0,25
Florestas	Decídua	0,15 – 0,20
	Coníferas	0,05 – 0,15
Água	Ângulo de zênite pequeno *versus*	0,03 – 0,10
	Ângulo de zênite grande	0,10 – 1,00
Neve	Velha *versus* Fresca	0,40 – 0,95
Gelo	Mar	0,30 – 0,45
	Geleira	0,20 – 0,40
Nuvem	Grossa *versus*	0,60 – 0,90
	Fina	0,30 – 0,50

Portanto, o modelo final para determinação da radiação solar em superfície inclinada,

[3]Coeficiente de reflexão ou refletividade difusa para a superfície considerada.

a partir da radiação em superfície horizontal, é dado por (3.10).

$$I_\beta = I_H \cdot \psi_o \cdot F_c \tag{3.10}$$

3.1.3.1 Modelagem da temperatura do painel fotovoltaico

Outro fator que afeta diretamente o desempenho da geração da usina solar é a temperatura do painel fotovoltaico. A Figura 3.5 ilustra o comportamento da potência gerada em função da temperatura de operação para o painel Kyocera KD250GX-LFB2.

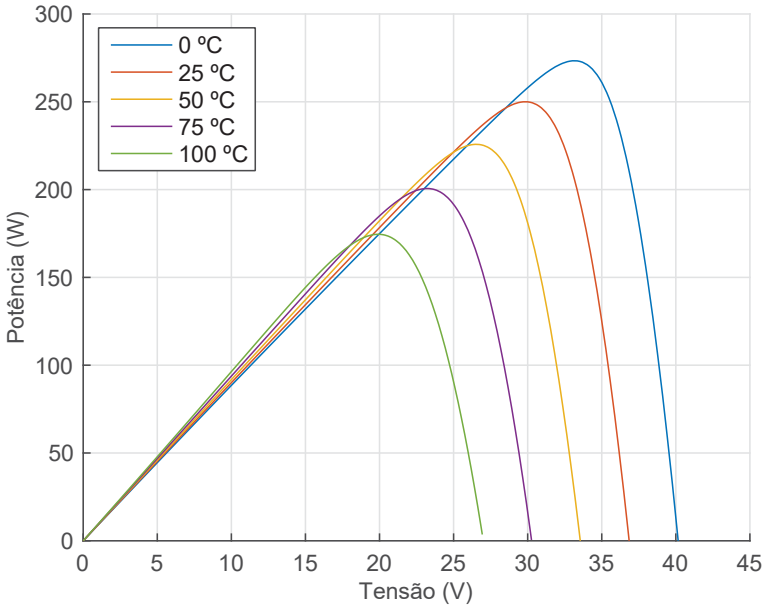

Figura 3.5 - Característica tensão × potência do painel fotovoltaico com radiação de $1000 W/m^2$ e temperatura variável.

A temperatura do painel fotovoltaico é dependente de vários fatores: irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento, material de composição do painel e estrutura de sustentação dos painéis (ARMSTRONG; HURLEY, 2010; TAMIZHMANI et al., 2003; SKOPLAKI; PALYVOS, 2009a; KING et al., 2004; MASTERS, 2004).

Tamizhmani et al. (2003) desenvolvem modelo para determinação da temperatura do painel fotovoltaico, dado por (3.11).

$$T_{painel} = 0,926 \cdot Ta + 0,030 \cdot I - 1,666 \cdot V + 5,1 \tag{3.11}$$

Em (3.11), T_{painel} é a temperatura do painel, Ta é a temperatura ambiente, I é a irradiância solar incidente na superfície do painel e V é a velocidade do vento.

Dada a existência de controlador do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT), então o painel fotovoltaico trabalha sempre fornecendo a potência máxima. Como as condições de irradiância solar e temperatura do painel afetam sua produção de energia, vários estudos têm sido realizados com o objetivo de desenvolver modelos para estimar a potência gerada fora das condições STC (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009b; FUENTES et al., 2007; OSTERWALD, 1986).

Considerando a simplicidade e precisão, pode-se calcular a potência gerada por cada painel utilizando o modelo de Osterwald (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009b; OSTERWALD, 1986), dado por (3.12), onde $Pmax_{STC}$ é a potência máxima em condições STC, γ_T [4] é o coeficiente de variação da potência com a temperatura, T_{STC} é a temperatura em condições STC e I_{STC} é a irradiância solar em condições STC.

$$P_{painel} = \frac{I}{I_{STC}} Pmax_{STC} \left[1 + \gamma_T (T_{painel} - T_{STC})\right] \tag{3.12}$$

3.2 Modelagem econômica

A modelagem econômica visa a obtenção dos valores do fluxo de caixa durante a vida útil de cada usina, através da aplicação de modelo de fluxo de caixa e métodos de análise de investimento. Desta forma, são fornecidas informações sobre indicadores econômicos de viabilidade e, consequentemente, auxiliando o processo de tomada de decisão.

3.2.1 Mecanismo de realocação de energia

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é sistema de compartilhamento de risco entre as hidrelétricas no Brasil (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CÂMERA DE COMERCIALIZACÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), 2017). Trata-se de mecanismo financeiro de compartilhamento de risco hidrológico associado com o

[4] Tipicamente, o coeficiente γ_T varia de -0,005°C^{-1} a -0,003°C^{-1} para paineis fabricados com silício cristalino.

modelo de otimização para o despacho centralizado de geração. A partir do ponto de vista contábil, o MRE objetiva permitir que todas as hidrelétricas participantes possam atingir suas garantias físicas[5]. Para este propósito, realiza-se a realocação de lucros entre hidrelétricas de diferentes regiões do país, as quais são divididas em quatro submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

Se a produção total de energia do MRE for igual a garantia física total do MRE, então todas as hidrelétricas receberão suas garantias físicas. Se a produção total de energia do MRE for menor que a garantia física total do MRE, as hidrelétricas receberão suas garantias físicas ajustadas[6]. Se a produção total de energia do MRE for maior que a garantia física total do MRE, as hidrelétricas receberão suas garantias físicas mais quantidade extra. Esta quantidade extra é chamada de Energia Secundária e é alocada para todas as hidrelétricas participantes do MRE proporcionalmente às suas garantias físicas.

O fluxograma geral do MRE é apresentado na Figura 3.6, adaptado de CCEE (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CÂMERA DE COMERCIALIZACÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), 2017).

Os estágios apresentados na Figura 3.6 são: 1) Cálculo da energia secundária – este estágio calcula o valor da garantia física, ajustada para o MRE, e o direito à energia secundária das hidrelétricas participantes do MRE; 2) Cálculo dos déficits e sobras – este estágio calcula a sobra e o déficit de geração, para as hidrelétricas, em relação às suas garantias físicas ajustadas; 3) Cobertura da garantia física – este estágio calcula a sobra e o déficit de geração, para os submercados, em relação às suas garantias físicas ajustadas; 4) Cobertura dos déficits – este estágio identifica o montante de energia disponível para cobrir a garantia física das hidrelétricas que apresentam déficits de geração; 5) Cálculo do direito à energia secundária – este estágio calcula a sobra disponível para energia secundária a ser alocada para cada submercado e para cada hidrelétrica; 6) Ajustes totais do MRE – este estágio calcula o ajuste total representado pelo fluxo de energia, calculado no MRE, para cada hidrelétrica; 7) Compensação da geração no MRE – este estágio estabelece a compensação financeira para cada hidrelétrica com base em sua participação no MRE. A compensação é

[5]Garantia física é o montante máximo de energia que a usina pode negociar. Sua metodologia de cálculo é definida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), conforme disposto no Decreto 5.163/04.

[6]Neste caso, as garantias físicas de todas as hidrelétricas são ajustadas proporcionalmente às suas garantias físicas iniciais.

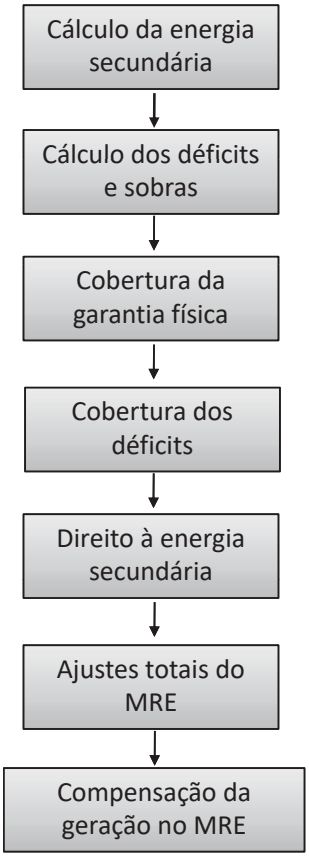

Figura 3.6 - Fluxograma geral do MRE.

proporcional à energia recebida ou fornecida ao MRE durante o período de um mês.

3.2.2 Preço de liquidação das diferenças

No Brasil, o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo é dado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Seu cálculo é efetuado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO).

O CMO é fornecido pelos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, que são utilizados no planejamento do Setor Elétrico. Estes modelos baseiam-se em parâmetros como: condições hidrológicas, demanda de energia, preços de combustível, custo de déficit, entrada de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, e visam a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional

(SIN).

O PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga, limitado por valor máximo e por valor mínimo vigentes em cada período de apuração e para cada submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte).

Na avaliação de *commodities*, ou ativos ou derivativos associados a estas, é comum o uso de Modelos de Reversão à Média (MRM), supondo que os preços de *commodities* possam no curto prazo variar aleatoriamente, mas que no longo prazo tendam a convergir para nível de equilíbrio referenciado ao seu custo marginal de produção (DIXIT; PINDICK, 1994; PINTO, 2009; OZORIO et al., 2012; SCHWARTZ, 1997).

O MRM do logaritmo natural do preço é um dos modelos utilizados nos mercados de energia, particularmente no setor da eletricidade. A natureza não negativa dos preços é preservada através da modelagem do logaritmo do preço, ao invés da modelagem do próprio preço (SCHWARTZ, 1997; PILIPOVIC, 2007).

Outro modelo que tem sido utilizado no mercado de energia é o modelo de dois fatores, em que o primeiro fator é o preço da energia, e o segundo fator é o preço de equilíbrio de longo prazo (o modelo de Pilipovic). Assume-se que o preço reverte para o valor de equilíbrio de longo prazo, que é considerado como tendo distribuição lognormal (PILIPOVIC, 2007; SCHWARTZ; SMITH, 2000; DOMINGUES, 2003).

Outro modelo bastante difundido é o de reversão à média com saltos (CLEWLOW et al., 2000; CARTEA; FIGUEROA, 2005; FONTOURA, 2011; DIAS; ROCHA, 1999), que inclui a difusão de saltos no modelo para representar os picos de preços observados neste mercado.

Com o objetivo de desenvolver modelos realistas, nas últimas décadas, autores apresentaram trabalhos propondo a combinação de diferentes tipos de processos estocásticos, criando modelos de múltiplos fatores. Embora estes modelos possam ser mais realistas, a estimativa dos parâmetros torna-se complexa, principalmente quando não se dispõe de contratos futuros em bolsas de mercadoria, o que é o caso do PLD (CAMPOSILVAN, 2003; PINTO, 2009).

O modelo de Clewlow et al. (2000) é dado por:

$$dP = \eta_P(ln(\overline{P}) - ln(P))Pdt + \sigma_P P dz + \kappa P dq \tag{3.13}$$

onde P é a variável preço, η_P é a velocidade de reversão ao valor médio de longo prazo $\overline{P}$, σ_P é a volatilidade do preço, dt é o incremento de tempo, dz é o processo de Wiener do preço, dq é o processo de Poisson (processo de saltos), κ é o tamanho proporcional do salto que é randômico e determinado pelo logaritmo natural dos saltos proporcionais, sendo normalmente distribuídos, dado por (3.14).

$$ln(1-\kappa) \sim N\left(ln(1+\overline{\kappa}) - \frac{1}{2}\gamma^2, \gamma^2\right) \tag{3.14}$$

Em (3.14), $\overline{\kappa}$ é o tamanho médio do salto e γ é o desvio padrão do tamanho proporcional do salto e N é a distribuição normal com média $\ln(1+\overline{\kappa}) - \frac{1}{2}\gamma^2$ e desvio padrão γ^2. O processo de saltos é discreto no tempo, onde os saltos não ocorrem continuamente mas em instantes específicos. Portanto, a maior parte do tempo $dq = 0$, somente assumirá $dq = 1$ quando o salto randômico ocorre (CLEWLOW et al., 2000).

Clewlow et al. (2001) fazem a mudança de variável $x = ln(P)$ e o modelo é reescrito na forma da expressão (3.15), onde ε_P e ε_2 são variáveis randômicas independentes com distribuição normal padrão, u é a variável randômica com distribuição uniforme e ϕ é a frequência dos saltos. O termo $(u < \phi dt)$ assume valor 1 se a condição for verdadeira e 0 $(zero)$ caso contrário.

$$x_{t+1} - x_t = \left[\eta_P(ln(\overline{P}) - ln(P)) - \frac{\sigma_P^2}{2}\right] dt + \sigma_P \cdot \varepsilon_P \cdot \sqrt{dt} + (\overline{\kappa} + \gamma\varepsilon_2)(u < \phi dt) \tag{3.15}$$

3.2.3 Fluxo de caixa

A determinação do valor da empresa é de fundamental importância para avaliação do investimento. O valor justo da empresa é estabelecido em função da expectativa de geração de lucros futuros (DAMODARAN, 2010a).

Existem diversos métodos para mensurar o valor das empresas, que mesmo partindo de diferentes premissas sobre a determinação do valor, compartilham de características comuns. Assim, pode-se ter diferentes valores para a mesma empresa (DAMODARAN, 2010a). O método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), para avaliação do investimento, é considerado o mais completo dentre os métodos existentes, pois é o único que exige informações detalhadas do projeto (DAMODARAN, 2010b).

Ao utilizar o FCD, tem-se duas possibilidade de avaliação do projeto: a que consiste em avaliar a empresa como um todo (*firm valuation*) e a outra que consiste em avaliar a participação do acionista (*equity valuation*) (DAMODARAN, 2010b). No primeiro caso, avalia-se o Fluxo de Caixa Livre para a Empresa (FCLE) e no segundo avalia-se o Fluxo de Caixa Livre para os Acionistas (FCLA). Ambos os métodos produzirão estimativas consistentes de valor, mesmo que utilizem diferentes modelos de fluxo de caixa e taxas de desconto, desde que adotem o mesmo conjunto de premissas (DAMODARAN, 2010b).

O governo criou, através da Lei nº 10.438/2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) visando o aumento da participação de fontes alternativas renováveis na geração de energia elétrica no país. Desde então, o governo tem criado outros incentivos para estimular os investimentos no segmento de energia renovável (BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2012). A Resolução normativa ANEEL nº 247, de 21 de dezembro de 2006, estabelece que a energia elétrica gerada a partir de fontes PCH, eólica e solar, com potência menor ou igual a $30MW$, é considerada energia incentivada e recebe, quando for o caso, os seguintes incentivos: descontos de 50% ou mais na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e de Transmissão (TUST), isenção da taxa de Uso do Bem Público (UBP), isenção da taxa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), isenção da taxa de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH) e isenção da taxa de Reserva Global de Reversão (RGR).

Com a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico pelo Governo Federal em 2004, passou a vigorar a comercialização da energia elétrica em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Todos os contratos de compra e venda de energia devem ser registrados na CCEE. As informações contidas nos contratos servem de base para a realização da contabilidade e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo (CAMPOSILVAN, 2003; DOMINGUES, 2003; DAVID, 2013). A Tabela 3.4, disponibilizada pela CCEE, apresenta o

comparativo entre os dois ambientes, onde encontra-se as principais diferenças entre eles.

Tabela 3.4 - Quadro comparativo entre ACR e ACL.

	Ambiente Livre	**Ambiente Regulado**
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente (Ajuste e A-1)
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes (contrato bilateral)	Regulado pela ANEEL, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

3.2.4 Custo de capital

A remuneração do capital, ou custo do capital, representa o custo de oportunidade dos recursos (próprios e/ou de terceiros), compatível com o risco e retorno associado ao empreendimento a ser realizado. A experiência internacional indica que o modelo de Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC) baseado no Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (*Capital Asset Pricing Model* - CAPM) vem sendo largamente empregado pela academia e por diversas agências reguladoras internacionais (ROCHA et al., 2012; TOMAZONI; MENEZES, 2002; ELTON E. J. ANS GRUBER et al., 2012; DAMODARAN, 2010a; BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2014a).

Os recursos financeiros a serem aplicados no projeto podem advir de duas fontes: capital próprio (acionistas) e/ou de terceiros (financiamentos).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) faz o cálculo do custo de capital próprio para empresas de geração no Brasil a partir do modelo CAPM aplicado aos Estados Unidos, fazendo a adaptação do risco relacionado ao mercado brasileiro. Assim, adiciona-se o prêmio de risco Brasil r_B e adapta-se o beta do mercado norte-americano para considerar a estrutura de capital da empresa e alíquota de impostos no Brasil (BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2014a).

Assim, o modelo do CAPM para ativos de geração no Brasil é dado por (3.16) (BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2014a), onde r_{CAPM} é o custo de capital próprio, r_f é a taxa de retorno do ativo livre de risco, r_m é o risco do mercado de referência, β é o beta alavancado de acordo com o setor regulado e $r_m - r_f$ é o prêmio de risco do mercado de referência.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \tag{3.16}$$

O beta representa o risco do negócio e o risco financeiro. O risco do negócio é o risco sistemático intrínseco a atividade, ou seja, que não pode ser diversificado. O risco financeiro é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiros, ou seja, é o risco associado à alavancagem financeira (BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2014a).

O cálculo do beta segue os seguintes procedimentos (BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2013):

a) Calcula-se os betas alavancados $\beta_i^{alavancado}$ de empresas pertencentes ao setor regulado do mercado de referência (Estados Unidos);

b) Calcula-se os betas desalavancados, considerando a estrutura de capital de cada empresa e alíquota de impostos do mercado de referência. O cálculo do beta desalavancado $\beta_i^{desalavancado}$ é dado por (3.17), onde E_i é o percentual de capital próprio da empresa i, D_i é o percentual de capital de terceiros da empresa i e T_{ref} é a alíquota de impostos do mercado de referência.

$$\beta_i^{desalavancado} = \beta_i^{alavancado} \cdot \left(\frac{E_i}{E_i + D_i(1 - T_{ref})} \right) \tag{3.17}$$

c) Calcula-se o beta médio desalavancado $\beta^{desalavancado}$ do mercado de referência, dado pela média aritmética dos betas desalavancados deste mercado.

d) Calcula-se o beta realavancado utilizando a estrutura de capital da empresa de interesse e a alíquota de impostos brasileira T. O beta realavancado $\beta^{realavancado}$ é dado por (3.18), onde E é o percentual de capital próprio da empresa de interesse, D é o percentual de capital de terceiros aplicado na empresa de interesse e T é a alíquota marginal de impostos.

$$\beta^{realavancado} = \left(\frac{E + D(1-T)}{E} \right) \cdot \beta^{desalavancado} \tag{3.18}$$

Para empresas enquadradas no regime de tributação por Lucro Presumido não é permitido qualquer dedução a título de incentivo fiscal, conforme Decreto nº 3.000 de 1999 do Regulamento do Imposto de Renda (RIR/1999, Art. 526). Neste caso, as despesas de juros e amortização do principal não são considerados na base de cálculo de impostos. Portanto, para a realavancagem do beta, deve ser considerada alíquota T igual a *zero* (ROCHA et al., 2012; FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV), 2010).

A Nota Técnica n° 89/2014-SRE/ANEEL (BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2014b), publicada pela ANEEL em 2014, estabelece que o procedimento de cálculo do custo de capital de terceiros é realizado adicionando-se à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a qualquer concessionária de geração no Brasil. Portanto, o custo de capital de terceiros r_d é calculado por (3.19), onde r_C é o prêmio de risco de crédito.

$$r_d = r_f + r_C + r_B \tag{3.19}$$

O WACC é dado por (3.20), onde r_e é o custo de capital próprio.

$$r_{WACC} = r_e \left[\frac{E}{E+D} \right] + r_d \left[\frac{D}{E+D} \right] \cdot (1-T) \tag{3.20}$$

3.2.5 Métodos de análise de investimento

A análise de investimento é realizada com base na análise de indicadores econômicos, que refletem o comportamento do fluxo de caixa durante a vida útil do projeto.

3.2.5.1 Valor presente líquido

O valor presente líquido (VPL) é um dos métodos mais conhecidos e aplicados na análise de projetos de investimentos, dado por (3.21) (BRASIL, 2002; DAMODARAN, 2010a), onde FC_i é o fluxo de caixa no período i, q é o número de períodos mensais durante a vida útil do projeto e r_{desc} é a taxa de desconto adequada ao tipo de fluxo

de caixa. No caso do FCLE, o WACC é utilizado como taxa de desconto e no caso do FCLA utiliza-se o CAPM. No caso de análise de risco, a quantidade de valores de VPL é igual à quantidade de cenários k.

$$VPL_{(k)} = \sum_{i=0}^{q} \frac{FC_{i(k)}}{(1 + r_{desc})^i} \tag{3.21}$$

3.2.5.2 Taxa interna de retorno modificada

A taxa interna de retorno (TIR) é método de análise de investimento que corresponde à taxa de retorno que zera o VPL, ou seja, a taxa na qual os valores das receitas são iguais as despesas (DAMODARAN, 2010a).

Mais de um valor para TIR pode ser encontrado quando o fluxo de caixa do projeto apresentar diversas inversões de sinal, o que pode levar à confusão (BRASIL, 2002). A taxa interna de retorno modificada (TIRM) é a nova versão da TIR convencional e procura corrigir seus problemas estruturais relacionados com múltiplas raízes, além de trabalhar com taxa de financiamento (captação de recursos para aplicar aos fluxos de caixa negativos) e com taxa de investimento (aplicação de recursos para aplicar aos fluxos de caixa positivos).

A TIRM é dada por (3.22) (DAMODARAN, 2010a), onde $FCP_{i(k)}$ 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_a é a taxa de aplicação de recursos, R_c é a taxa de captação de recursos e n é o número de períodos mensais durante a vida útil do projeto. Quando aplicada em análise de risco, o número de valores de TIRM é igual ao número de cenários k.

$$TIRM_{(k)} = \left[\frac{\sum_{i=0}^{n} FCP_{i(k)}(1 + R_a)^{n-i}}{\sum_{i=0}^{n} \frac{|FCN_{i(k)}|}{(1 + R_c)^i}} \right]^{\frac{1}{n}} - 1 \tag{3.22}$$

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é a taxa mínima de retorno que o investidor

está disposto a aceitar antes de iniciar o novo projeto, considerando seu risco e o custo de oportunidade de outros projetos. A TIRM deve ser comparada com a TMA para decidir sobre a aceitação ou rejeição do projeto. Se a TIRM for maior que a TMA indica que o projeto é atrativo, mas se a TIRM é menor que a TMA, o projeto não é mais interessante.

3.2.5.3 *Payback* descontado

O *payback* simples, ou período de *payback*, é o método mais simples para se analisar a viabilidade econômica de determinado projeto, indicando o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado (BRASIL, 2002; DAMODARAN, 2010a) e, consequentemente, quanto menor seu valor menos arriscado é o investimento. Se o período de *payback* for menor que o prazo máximo estabelecido, o projeto deverá ser aceito, caso contrário, o projeto deverá ser rejeitado.

Apesar da simplicidade e praticidade, o *payback* simples tem como principal desvantagem o fato de não considerar o valor do dinheiro no tempo, não tendo relação com a rentabilidade do investimento, o que pode levar a decisões equivocadas (BRASIL, 2002; DAMODARAN, 2010a).

O *payback* descontado é o tempo de recuperação do investimento, remunerado pela taxa de juro (normalmente a TMA) e, desta forma, considera o valor do dinheiro no tempo. A metodologia de cálculo baseia-se em encontrar o instante (anos, meses, semanas e outros) a partir do qual o VPL se torna igual a *zero* (BRASIL, 2002; DAMODARAN, 2010a).

3.2.5.4 Valor em risco e valor condicional em risco

O valor em risco (*Value at Risk* - VaR) é uma das medidas de risco financeiro utilizada na prática por investidores e, principalmente, por Bancos e Fundos de Investimento. Desenvolvido pelo Banco JPMorgan em 1996, mede a perda financeira associada ao quantil $(1 - \alpha)$ da distribuição de probabilidade dos resultados, sendo que α normalmente assume os valores de 1%, 5% e 10% . Desta maneira, o valor em risco informa qual a perda máxima que o investidor está exposto, com grau de confiança $(1 - \alpha)$ (BRASIL, 2002), ou seja, determina o ponto limite da abscissa da distribuição de probabilidade, onde os valores mais a esquerda indicam maiores perdas para o investidor.

Considerando a distribuição de probabilidade normal de determinada variável X, o cálculo do VaR_α é dado por (3.23), onde $E[X]$ é o valor esperado da distribuição, Z representa o quantil da distribuição normal e σ_X é o desvio padrão da distribuição.

$$VaR_\alpha = E[X] + Z \cdot \sigma_X \tag{3.23}$$

Normalmente, utiliza-se três valores: i) para $\alpha = 1\%$, $Z = -2,32$, ii) para $\alpha = 5\%$, $Z = -1,64$ e iii) para $\alpha = 10\%$, $Z = -1,28$.

Como o VaR não fornece nenhuma informação a respeito das perdas que o excedem, é importante o uso do valor condicional em risco (*Conditional Value at Risk* - CVaR), pois o mesmo faz a média das piores perdas esperadas em determinado intervalo de tempo e determinado nível de confiança (BRASIL, 2002). Desta forma, o cálculo do CVaR é dado pela média de todos os valores menores que o VaR.

3.2.5.5 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade em engenharia econômica é a técnica que consiste em medir o efeito produzido nos indicadores econômicos ao se variar parâmetros de entrada através da faixa de valores plausíveis (REN et al., 2009; KALDELLIS et al., 2005; KARLIS; PAPADOPOULOS, 2000). A forma mais comum de análise de sensibilidade é a análise univariada, onde a variação é realizada em um parâmetro por vez, mantendo os outros parâmetros constantes, o que permite a análise individual dos efeitos no resultado econômico (ANDRONIS et al., 2009; PANNELL, 1997). A partir dos resultados pode-se identificar o ponto de equilíbrio, ou seja, o valor mínimo (ou máximo) de cada parâmetro que indica viabilidade.

Outro objetivo da análise de sensibilidade é descobrir quais os parâmetros mais sensíveis, ou seja, aqueles que tornam o projeto viável (ou inviável) mais rapidamente. Assim, quando possível, pode-se estabelecer controle mais rígido destes parâmetros.

3.3 Considerações

Este capítulo apresentou a teoria básica para o desenvolvimento dos modelos das fontes de geração e dos modelos econômicos. O modelo apresentado para o PLD é utilizado como base para o modelo proposto no Capítulo 5. Adicionalmente, foram apresentados os métodos básicos de análise de investimento utilizados neste trabalho.

CAPÍTULO 4

OTIMIZAÇÃO

Este capítulo apresenta o método de otimização heurística algoritmo genético de classificação por não dominância, onde a diferença entre este método e o Algoritmo Genético Clássico é a forma como o operador de seleção é aplicado, sendo este operador subdividido em dois processos: i) classificação rápida por não dominância e ii) distância de agrupamento dos indivíduos.

4.1 Processo de otimização

Calixto et al. (2015) define o processo de otimização como sendo o estudo de problemas nas mais variadas áreas, em que se pretende minimizar ou maximizar a função custo (função de avaliação ou função objetivo) por meio da escolha sistemática das variáveis dentro de determinado domínio, obedecendo ao conjunto de restrições. Os métodos de otimização são mecanismos empregados na busca pela solução ótima ou otimizada, visando a melhor eficiência e eficácia do sistema, utilizando critérios e parâmetros determinísticos ou estocásticos para direcionar a busca (CALIXTO et al., 2015; LINDEN, 2012). O domínio da função que avalia cada solução é chamado de espaço de busca, onde este espaço engloba todas as soluções possíveis. Os métodos de otimização podem ser classificados como determinísticos e heurísticos. Os métodos de otimização baseados nos algoritmos determinísticos produzem sequências determinísticas de soluções. Nestes métodos, a resposta ótima (local ou global) sempre será a mesma a partir do mesmo ponto inicial. Os métodos heurísticos de otimização consistem em conjuntos de regras com objetivo de encontrar soluções de problemas que utilizam parâmetros estocásticos. Dentre os métodos heurísticos de otimização, destaca-se o Algoritmo Genético (LEE; EL-SHARKAWI, 2008).

Dentro dos métodos de otimização, outra classe que tem seu destaque, são os métodos multiobjetivos. As principais técnicas tradicionais utilizadas em problemas de otimização multiobjetivo são: i) somatório de pesos, ii) métodos de restrições ϵ e iii) programação por metas. Estas são abordagens determinísticas, cuja principal

vantagem é a prova de convergência[1], que garante encontrar ao menos a solução ótima local. Geralmente, estas técnicas modificam o problema com adição de parâmetros (pesos, metas e vetores de restrição). Adicionalmente, não existe garantia de diversidade das soluções Pareto-ótimas. Os algoritmos evolutivos são mais flexíveis e vêm sendo largamente utilizados para tratar problemas de otimização multiobjetivo, pois trabalham com várias soluções simultaneamente, permitem a manutenção da diversidade da população e não necessitam de parâmetros adicionais na formulação do problema (DEB, 2001).

Entre as técnicas de otimização multiobjetivos, tem-se o algoritmo genético de classificação por não dominância-II (*Non-dominated sorting genetic algorithm*-II – NSGA-II). O NSGA-II é algoritmo popularmente utilizado que objetiva encontrar múltiplas soluções Pareto-ótimas em problema de otimização multiobjetivo (DEB et al., 2002). As principais características deste algoritmo são: i) elitista, ii) ordena os indivíduos por critério de não-dominância e iii) preserva a diversidade através de mecanismo explícito.

4.2 Definições

Considerando o problema de minimização para o NSGA-II, tem-se:

Definição 1 (Dominância de Pareto): Dado vetor $x = [x_1, x_2, ..., x_D]$ é dito dominar $y = [y_1, y_2, ..., y_D]$ (representado como $x \preceq y$) se e somente se $\forall_j \in \{1, 2, ..., D\}$, $x_j \leq y_j$ e $\exists_{j_0} \in \{1, 2, ..., D\}$, $x_{j_0} < y_{j_0}$.

Definição 2 (Solução Pareto-ótimo): Para o problema geral de otimização multiobjetivo, dada solução $x^* \in \mathcal{W}$, onde $\mathcal{W}$ é o espaço de soluções factíveis, é solução Pareto-ótima se não existe $x \in \mathcal{W}$ que domina x^*.

Definição 3 (Conjunto Pareto-ótimo): Seja o conjunto de soluções $\mathcal{M}$, então o conjunto não-dominado $\mathcal{M}'$ é definido como $\mathcal{M}' = \{x \in \mathcal{M} | \nexists y : y \preceq x\}$.

A Figura 4.1, adaptada de (DEB, 2001), ilustra os exemplos de conjuntos Pareto-ótimos, considerando várias combinações de maximização/minimização para duas

[1]Pode-se analisar dois sentidos de convergência: i) caso em que um algoritmo iterativo qualquer alcança uma resposta, seja ela satisfatória ou não e ii) caso em que um algoritmo evolucionário se encerra em ponto de órbita ou mesmo o próprio ponto de máximo/mínimo global, ou seja, existe o conceito de convergência prematura quando o algoritmo evolucionário não atinge o global. Além disso, quando o operador mutação utilizado possui a propriedade de conseguir "sortear"a resposta desejada, diz-se que existe garantia de convergência em tempo infinito.

funções de avaliação f_1 e f_2.

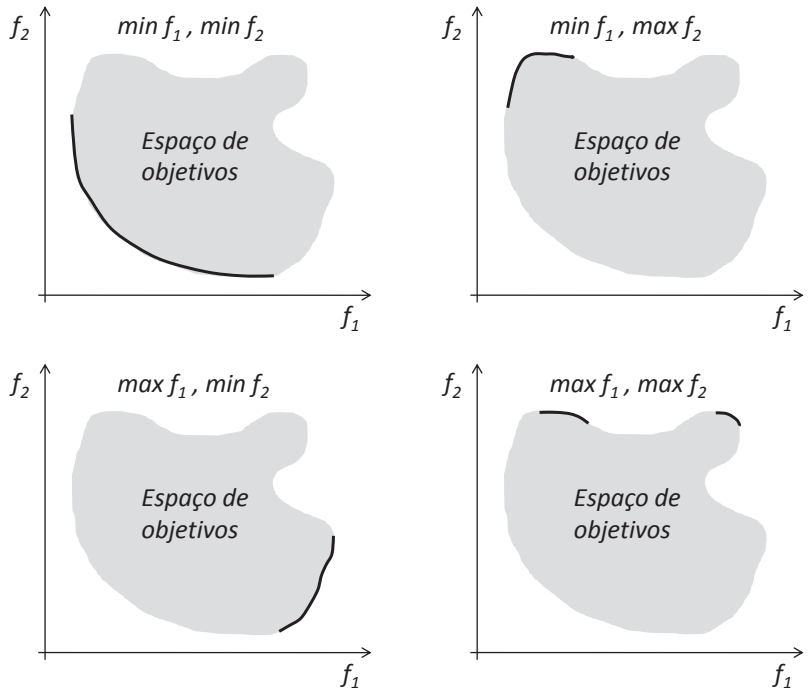

Figura 4.1 - Exemplos de conjuntos Pareto-Ótimos.

Definição 4 (Fronteira de Pareto): Seja o problema de otimização multiobjetivo com f_m, $m = 1 \ldots N_{obj}$ funções objetivo e cujo conjunto Pareto-ótimo é $\mathcal{M}'$. A fronteira de Pareto $\mathcal{PF}$ é definida como $\mathcal{PF} = \{\mathbf{f(x)} \mid x \in \mathcal{M}'\}$, onde $\mathbf{f(x)} = [f_1(x), f_2(x), \ldots, f_{N_{obj}}(x)]$ é o vetor de funções objetivo para a solução x.

4.3 Descrição geral do algoritmo genético de classificação por não dominância

Em dada geração t qualquer, a população de descendentes (denotada como $\mathcal{Q}_t$) é criada a partir da população de pais (denotada como $\mathcal{P}_t$) através da utilização dos operadores genéticos seleção, cruzamento e mutação. As duas populações, ambas de tamanho N são agrupadas formando nova população (denotada como $\mathcal{R}_t$) de tamanho $2N$. Então, os indivíduos da população $\mathcal{R}_t$ são classificados de acordo com o critério de não-dominância. Assim, a nova população é separada em diferentes fronteiras, uma por vez, conforme a classe dos indivíduos. O processo de separação começa com a primeira fronteira (classe 1) e continua com a segunda fronteira (classe

2), e assim por diante. A Figura 4.2, adaptada de (DEB, 2001), ilustra o processo de ordenação das fronteiras.

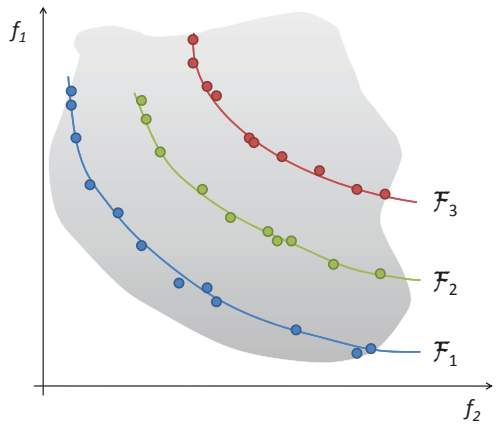

Figura 4.2 - Ordenação por dominância.

Uma vez que o tamanho de $\mathcal{R}_t$ é $2N$, nem todas as fronteiras podem ser acomodadas em N vagas disponíveis para a nova população. Todas as fronteiras que não puderem ser acomodadas serão deletadas. Quando a última fronteira permitida estiver sendo considerada, poderá existir mais indivíduos nesta fronteira que as vagas remanescentes na nova população. A Figura 4.3, adaptada de (DEB et al., 2002), ilustra esta situação.

Ao invés de descartar arbitrariamente alguns membros da última fronteira, são escolhidos os indivíduos que melhor contribuem para a diversidade da população. Assim, os indivíduos são ordenados de acordo com a métrica denominada de *crowding distance* (distância da multidão). No espaço de soluções, a distância de multidão d_i do ponto i é a medida do espaço ao redor de i que não é ocupado por nenhuma outra solução da população. O cálculo de d_i é realizado pela estimativa do perímetro do cubóide que tem como vértices os vizinhos mais próximos do ponto i. A Figura 4.4, adaptada de (DEB et al., 2002), ilustra este procedimento.

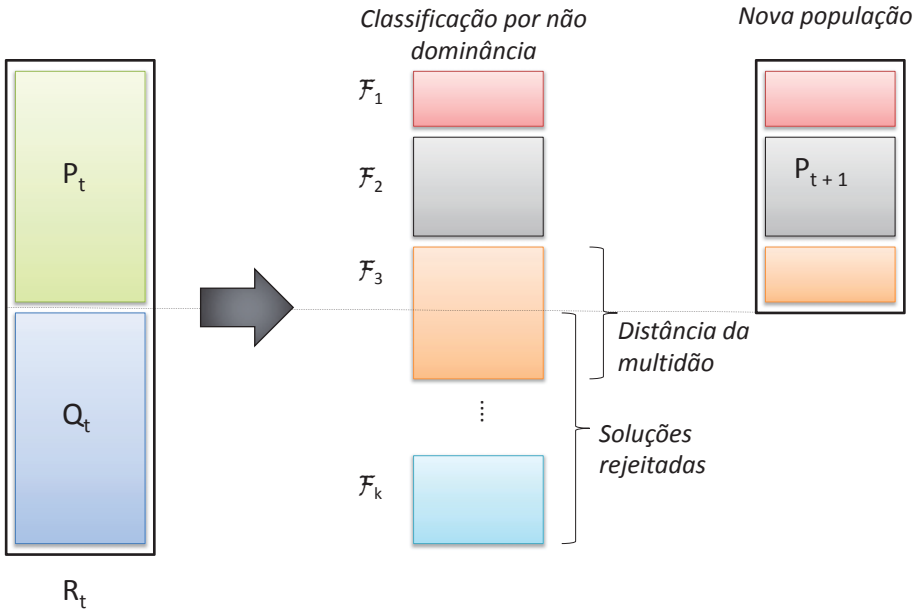

Figura 4.3 - Esquema do modelo NSGA-II.

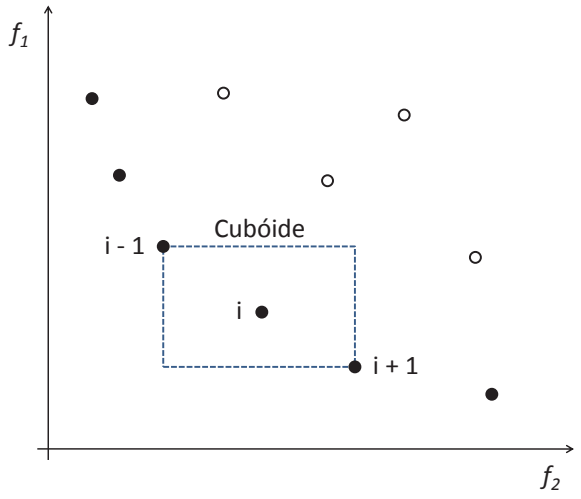

Figura 4.4 - Representação da distância da multidão d_i.

4.4 Detalhamento do algoritmo genético de classificação por não dominância

A Figura 4.5 apresenta o fluxograma geral do algoritmo NSGA-II. A seguir são detalhados os principais passos de execução (DEB et al., 2002).

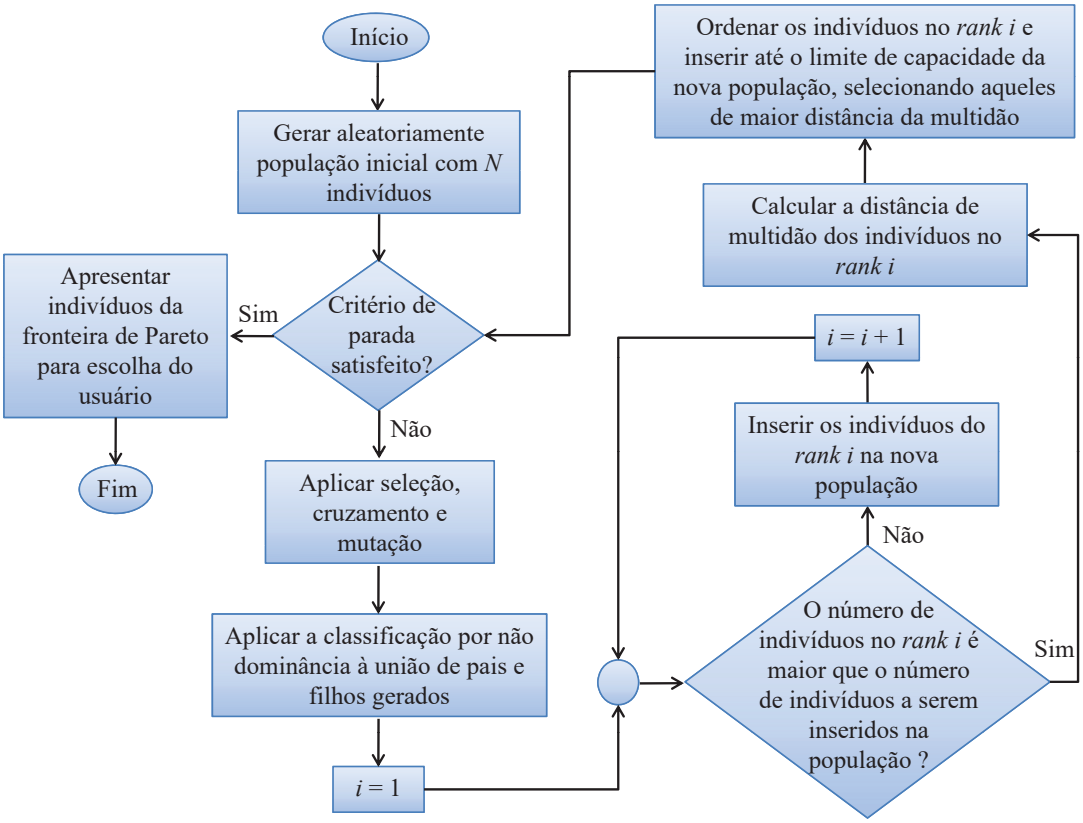

Figura 4.5 - Fluxograma do algoritmo genético de classificação por não dominância-II.

(1) Inicialização da população. Inicialmente, a população aleatória de pais $\mathcal{P}_t$, de tamanho N, é criada.

(2) População de descendentes. A população de descendentes $\mathcal{Q}_t$, de tamanho N, é criada a partir de $\mathcal{P}_t$ pela utilização dos operadores genéticos seleção, cruzamento e mutação. As duas populações são agrupadas formando nova população $\mathcal{R}_t$ de tamanho $2N$.

(3) Classificação por não dominância. A população $\mathcal{R}_t$ é avaliada e classificada

pelo critério de não-dominância conforme descrito no Algoritmo 1, onde i é o número de fronteiras, $\mathcal{S}_p$ é o conjunto de soluções dominadas por p, $\mathcal{Q}$ é o conjunto que armazena os membros da próxima fronteira, n_p é o número de soluções que dominam p, n_q é o número de soluções que dominam q, p_{rank} é a classificação de fronteira de p e q_{rank} é a classificação de fronteira de q.

Algoritmo 1: Classificação por não dominância

Entrada: conjunto de soluções ($\mathcal{M}$)
Saída: $\mathcal{F}_1$, $\mathcal{F}_2$, ... $\mathcal{F}_i$, as fronteiras que classificam as soluções em $\mathcal{M}$

```
1  início
2      para cada solução p ∈ M faça
3          S_p = ∅
4          n_p = 0
5          para cada solução q ∈ M faça
6              se p ≺ q então
7                  S_p = S_p ∪ {q}
8              senão se q ≺ p então
9                  n_p = n_p + 1
10         fim
11         se n_p = 0 então
12             p_rank = 1
13             F_1 = F_1 ∪ {p}
14         fim
15     fim
16     i = 1
17     enquanto F_i ≠ ∅ faça
18         Q = ∅
19         para cada p ∈ F_i faça
20             para cada q ∈ S_p faça
21                 n_q = n_q − 1
22                 se n_q = 0 então
23                     q_rank = i + 1
24                     Q = Q ∪ {q}
25                 fim
26             fim
27         fim
28         i = i + 1
29         F_i = Q
30     fim
31 fim
```

(4) Distância da multidão. Além da classificação de fronteira, será atribuído para cada solução o valor de distância da multidão conforme descrito no Algoritmo 2, onde $\mathcal{I}[i].m$ refere-se ao valor da m-ésima função objetivo do i-ésimo indivíduo

no conjunto $\mathcal{I}$, n é o número de soluções em $\mathcal{I}$, $\mathcal{I}[i]_{distance}$ é o valor da distância da multidão da i-ésima solução e f_m^{max} e f_m^{min} são os valores máximo e mínimo da m-ésima função objetivo

Algoritmo 2: Distância da multidão

Entrada: conjunto de soluções ($\mathcal{I}$)
Saída: $\mathcal{I}[i]_{distance}$, i= 1,2, ..., n

```
1  início
2      para cada solução i ∈ I faça
3          I[i]_distance = 0
4          para cada objetivo m faça
5              Classificar I com base nos valores das funções objetivo
6              I[1]_distance = I[n]_distance = ∞
7              para i = 2 até (n - 1) faça
8                  I[i]_distance = I[i]_distance + (I[i+1].m − I[i−1].m) / (f_m^max − f_m^min)
9              fim
10         fim
11     fim
12 fim
```

(5) Seleção. Uma vez que os indivíduos estão classificados com base na não-dominância e estão com a distância da multidão atribuída, a seleção é realizada usando o operador comparação de multidão ($\prec_n$). Assume-se que cada indivíduo i na população tem dois atributos:

a) Classificação de fronteira (i_{rank});

b) Distância da multidão ($i_{distance}$).

então:

$$\begin{cases} i \prec_n j, \ se \ i_{rank} < j_{rank} \\ i \prec_n j, \ se \ i_{rank} = j_{rank} \ \ e \ \ i_{distance} > j_{distance} \end{cases} \tag{4.1}$$

Portanto, entre duas soluções de diferentes fronteiras será selecionada a solução com menor classificação. Caso as duas soluções pertençam a mesma fronteira, será selecionada a solução com maior distância da multidão.

(6) Operadores genéticos. Os operadores genéticos são responsáveis por operar

a população corrente de forma a gerar, a partir destes, a nova população. Os mais conhecidos são: i) operador de cruzamento e ii) operador de mutação. Existem na literatura vários operadores genéticos desenvolvidos onde o cruzamento binário simulado (*simulated binary crossover*) e a mutação polinomial (*polinomial mutation*) são constantemente utilizados no NSGA-II (DEB; AGARWAL, 1995; RAGHUWANSHI; KAKDE, 2004).

(6.1) Cruzamento binário simulado (CBS) (DEB; AGARWAL, 1995). O CBS simula o cruzamento com codificação binária e é dado por (4.2) e (4.3), onde $c_{i,k}$ é o i-ésimo descendente com o k-ésimo parâmetro, $p_{i,k}$ é o pai selecionado e $\beta_k \geq 0$ é a amostra obtida a partir do número randômico com densidade de probabilidade dada por (4.4), onde η_c[2] é o índice de distribuição do cruzamento.

$$c_{1,k} = \frac{1}{2}\left[(1-\beta_k)p_{1,k} + (1+\beta_k)p_{2,k}\right] \tag{4.2}$$

$$c_{2,k} = \frac{1}{2}\left[(1+\beta_k)p_{1,k} + (1-\beta_k)p_{2,k}\right] \tag{4.3}$$

$$p(\beta) = \begin{cases} \frac{1}{2}(\eta_c+1)\beta^{\eta_c}, \ se\ 0 \leq \beta \leq 1 \\ \frac{1}{2}(\eta_c+1)\frac{1}{\beta^{\eta_c+2}}, \ se\ \beta > 1 \end{cases} \tag{4.4}$$

A distribuição de β pode ser obtida a partir de número randômico u, distribuído uniformemente entre (0,1), de acordo com (4.5).

$$\beta(u) = \begin{cases} (2u)^{\frac{1}{(\eta_c+1)}}, \ se\ u < 0,5 \\ \left(\frac{1}{2(1-u)}\right)^{\frac{1}{(\eta_c+1)}}, \ se\ u \geq 0,5 \end{cases} \tag{4.5}$$

(6.2) Mutação polinomial (DEB; AGARWAL, 1995; RAGHUWANSHI; KAKDE, 2004). A

[2]Parâmetro de controle do cruzamento que determina o quão bem espalhados os descendentes estarão de seus pais. Quanto maior seu valor, maior é a probabilidade dos descendentes gerados estarem próximos dos pais.

mutação polinomial é dada por (4.6), onde c_k é o descendente e p_k é o pai com p_k^u sendo o valor limite superior do parâmetro k e p_k^l sendo o valor limite inferior do parâmetro k, e δ_k é a pequena variação calculada a partir da distribuição polinomial dada por (4.7), onde r_k é o número randômico obtido a partir da distribuição uniforme entre (0,1) e η_m é o índice de distribuição da mutação[3].

$$c_k = p_k + (p_k^u - p_k^l)\delta_k \tag{4.6}$$

$$\delta_k = \begin{cases} (2r_k)^{\dfrac{1}{\eta_m + 1}} - 1, \ se\ r_k < 0,5 \\ 1 - [2(1 - r_k)]^{\dfrac{1}{\eta_m + 1}}, \ se\ r_k \geq 0,5 \end{cases} \tag{4.7}$$

A sequência de passos do NSGA-II é apresentada no Algoritmo 3. Primeiramente, a população combinada $\mathcal{R}_t = \mathcal{P}_t \cup \mathcal{Q}_t$ é formada. O tamanho da população $\mathcal{R}_t$ é $2N$. Então, a população $\mathcal{R}_t$ é classificada de acordo com a não-dominância. Se o tamanho de $\mathcal{F}_1$ é menor que N, todos os membros de $\mathcal{F}_1$ são escolhidos para a nova população $\mathcal{P}_{t+1}$. Os membros remanescentes da população $\mathcal{P}_{t+1}$ são escolhidos a partir das fronteiras subsequentes, em ordem de classificação. Assim, soluções da fronteira $\mathcal{F}_2$ são os próximos, seguidas pelas soluções de $\mathcal{F}_3$, e assim por diante. Este processo continua até que a última fronteira permitida $\mathcal{F}_x$ seja acomodada. A quantidade de soluções das fronteiras $\mathcal{F}_1$ até $\mathcal{F}_x$ poderá ultrapassar a quantidade N. Neste caso, aplica-se o operador comparação de multidão para selecionar os membros de $\mathcal{F}_x$ que preencherão as últimas vagas da nova população $\mathcal{P}_{t+1}$, cujo tamanho é N. Então, $\mathcal{P}_{t+1}$ é utilizada no processo de seleção, cruzamento e mutação, para criar a nova população $\mathcal{Q}_{t+1}$, de tamanho N.

4.5 Considerações

Este capítulo apresentou a teoria básica da otimização multiobjetivo utilizando o algoritmo NSGA-II. Este algoritmo possui as seguintes características: i) permite trabalhar com diversas soluções simultaneamente, ii) não precisa de informações

[3]Parâmetro de controle da mutação que determina o quão bem espalhados os descendentes estarão de seus pais. Quanto maior seu valor, maior é a probabilidade dos descendentes gerados estarem próximos dos pais.

Algoritmo 3: NSGA-II

Entrada: conjunto de parâmetros pertinentes ao NSGA-II
Saída: $\mathcal{P}_{final}$ e $\mathcal{Q}_{final}$

início
  $\mathcal{R}_t = \mathcal{P}_t \cup \mathcal{Q}_t$
  Aplicar classificação por não dominância em $\mathcal{R}_t$, $\mathcal{F} = (\mathcal{F}_1, \mathcal{F}_2, \dots)$
  $\mathcal{P}_{t+1} = \emptyset$ e i=1
  enquanto $|\mathcal{P}_{t+1}| + |\mathcal{F}_i| \leq N$ **faça**
    Calcular distância da multidão em $\mathcal{F}_i$
    $\mathcal{P}_{t+1} = \mathcal{P}_{t+1} \cup \mathcal{F}_i$
    $i = i + 1$
  fim
  Classificar $\mathcal{F}_i$ em ordem decrescente usando $(\prec_n)$
  $\mathcal{P}_{t+1} = \mathcal{P}_{t+1} \cup \mathcal{F}_i[1 : (N - |\mathcal{P}_{t+1}|)]$
  Criar $\mathcal{Q}_{t+1}$ a partir de $\mathcal{P}_{t+1}$ usando seleção, cruzamento e mutação
  $t = t + 1$
fim

adicionais, iii) possui habilidade de escapar de ótimos locais, iv) as múltiplas soluções podem ser obtidas em única execução, v) mantém a diversidade da população e vi) tende a ser menos susceptível à forma da fronteira de Pareto e a eventuais descontinuidades.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho. São desenvolvidas as modelagens das variáveis aleatórias, das fontes de geração, do fluxo de caixa e da otimização multiobjetivo.

5.1 Metodologia geral

A metodologia de análise de risco é desenvolvida através do MMC, que é aplicado aos modelos estocásticos das variáveis aleatórias, objetivando a geração de séries sintéticas. As simulações são realizadas com 2.000 cenários, sendo que a quantidade de períodos mensais é igual à vida útil de cada usina. Os números randômicos são calculados utilizando a decomposição de Cholesky, que considera a correlação entre as variáveis. A análise de viabilidade financeira do investimento foi realizada baseando-se na distribuição de probabilidade do VPL, da TIRM e do *Payback* descontado.

A análise de sensibilidade foi realizada através do mapeamento do valor esperado e desvio padrão (risco) da distribuição de probabilidade do VPL e da TIRM. Assim, os resultados apresentam o comportamento de quatro parâmetros: 1) valor esperado do VPL ($E[VPL]$); 2) risco do VPL ($\sigma[VPL]$); 3) valor esperado da TIRM ($E[TIRM]$); 4) risco da TIRM ($\sigma[TIRM]$).

Para a modelagem da afluência foi utilizado o modelo dado por (3.1). A adequabilidade deste modelo foi comprovada através dos testes estatísticos, Dickey-Fuller[1] e razão da variância[2], e do processo de validação apresentado posteriormente. A metodologia para estimar os parâmetros η_A, $\overline{A}$ e σ_A é apresentada no Anexo C.

Para as demais variáveis aleatórias, são propostos novos modelos que têm como base modelos econométricos. São consideradas as seguintes variáveis aleatórias: i) velocidade do vento; ii) irradiância solar; iii) temperatura do painel fotovoltaico; iv) PLD e v) capacidade de geração dos submercados no MRE. Os parâmetros dos modelos são estimados a partir dos dados históricos das variáveis. O desenvolvimento de cada modelo é apresentado na Seção 5.2. As informações sobre os dados históricos são apresentadas juntamente com os resultados.

[1] Verifica se o modelo autorregressivo tem ou não raiz unitária (DICKEY; FULLER, 1979).

[2] Explora o fato de que a variância dos incrementos no passeio aleatório é linear no intervalo de tempo analisado (BONOMO, 2004).

O fluxograma de modelagem das variáveis afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura do painel fotovoltaico e capacidade de geração dos submercados no MRE é ilustrado na Figura 5.1.

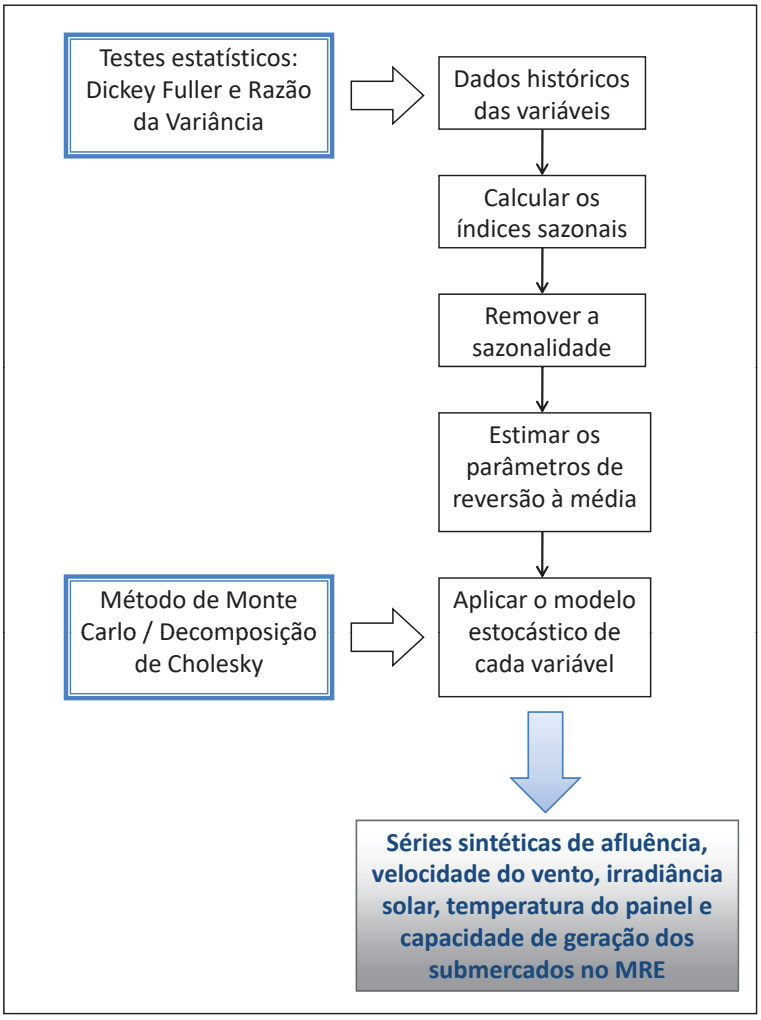

Figura 5.1 - Fluxograma de modelagem das variáveis afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura do painel fotovoltaico e capacidade de geração dos submercados no MRE.

A sazonalidade é removida antes de estimar os parâmetros. Para realizar este procedimento, utiliza-se a metodologia apresentada em Domingues (2003). Cada valor dos dados históricos é dividido pelo índice sazonal do mês correspondente. Considerando os dados históricos da variável particular X, o índice sazonal mensal expressa

a relação entre a média dos valores de determinado mês $\overline{X_m}$ e a média dos valores de todo o histórico $\overline{X_{hist}}$, assim:

$$I_{X_m} = \frac{\overline{X_m}}{\overline{X_{hist}}}, \quad m = 1, 2, 3, ..., 12. \tag{5.1}$$

O fluxograma da modelagem da variável PLD é ilustrado na Figura 5.2.

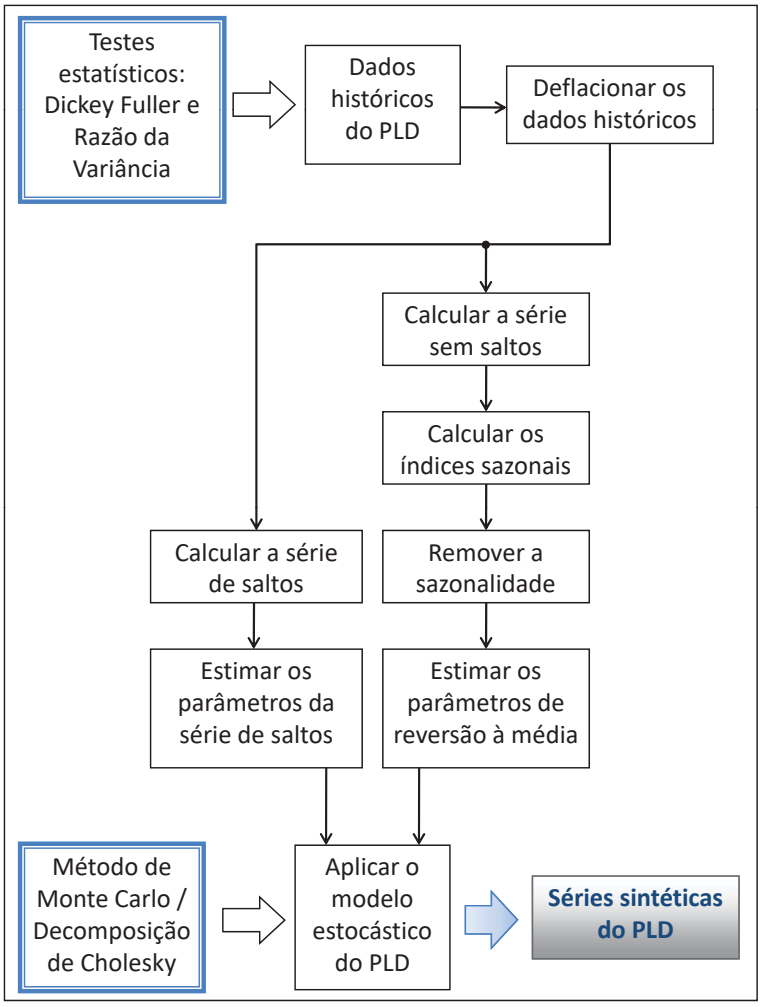

Figura 5.2 - Fluxograma da modelagem da variável PLD.

O fluxograma geral da metodologia de análise de risco é ilustrado na Figura 5.3.

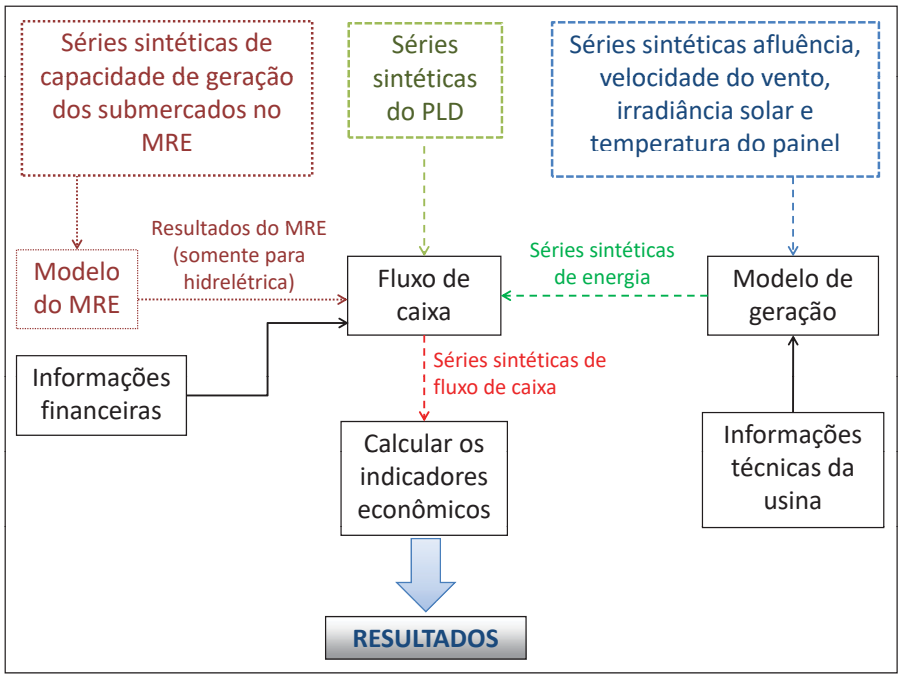

Figura 5.3 - Fluxograma geral de análise de risco.

Inicialmente, para cada variável, é realizada a verificação da adequabilidade do modelo de reversão à média através dos testes de Dickey-Fuller e razão da variância. Em seguida, a sazonalidade deve ser removida antes de estimar os parâmetros. Este procedimento é realizado dividindo os dados históricos pelo índice sazonal, calculado por (3.2), do mês correspondente. Para o caso do PLD, é realizado o deflacionamento (ver Anexo D) da série histórica antes da remoção da sazonalidade. O índice de inflação adotado para esta tarefa é o Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI).

O restante deste capítulo é dividido da seguinte forma: a Seção 5.2 apresenta o desenvolvimento dos modelos estocásticos das variáveis velocidade do vento, irradiância solar, temperatura do painel fotovoltaico, PLD e capacidade de geração dos submercados no MRE; a Seção 5.3 apresenta os modelos utilizados para geração de energia elétrica das usinas hidrelétrica, PCH, eólica e solar fotovoltaica; a Seção 5.4 apresenta o modelo geral do fluxo de caixa e a Seção 5.5 apresenta a formulação do problema e fluxograma geral para otimização multiobjetivo.

5.2 Modelos propostos para as variáveis aleatórias

Esta seção apresenta os modelos desenvolvidos para as seguintes variáveis aleatórias: i) velocidade do vento; ii) irradiância solar; iii) temperatura do painel fotovoltaico, iv) PLD e v) capacidade de geração dos submercados no MRE.

Para a modelagem da velocidade do vento, inicialmente é realizada análise do comportamento dos dados históricos. A Figura 5.4 ilustra o comportamento da velocidade do vento para a cidade de Natal, Rio Grande do Norte, para altura de $10m$, no período de 10 anos (janeiro de 2003 a dezembro de 2012). O histórico é composto por valores médios mensais obtidos no Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

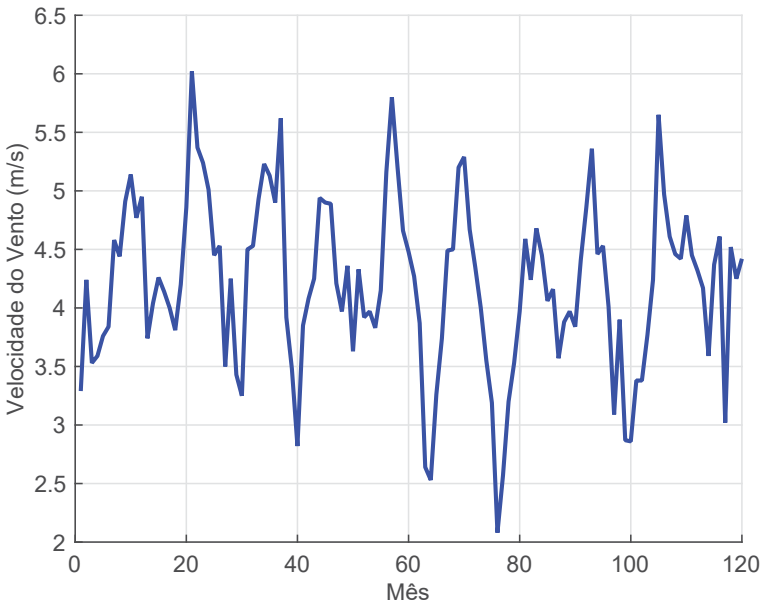

Figura 5.4 - Histórico da velocidade do vento da cidade de Natal-RN para altura de $10m$.

A partir da Figura 5.4, é possível observar a presença da sazonalidade e também o comportamento de reversão à média, o que sugere o uso de processos auto-regressivos em sua modelagem estocástica (DIXIT; PINDICK, 1994; WOOLDRIDGE, 2012). Os testes estatísticos, tanto o de Dickey-Fuller quanto o da razão da variância, indicam a adequabilidade de utilização de modelo de reversão à média. Assim, propõe-se modelar a velocidade do vento com modelo aritmético de reversão à média, modificado

através da inclusão de índice de sazonalidade determinístico. Este modelo é dado por:

$$V|_{S_{t+1}} = \left\{ V_t + \eta_V(\overline{V} - V_t)dt + \sigma_V \cdot \varepsilon_V \cdot \sqrt{dt} \right\} \cdot I_{V_m} \tag{5.2}$$

Em (5.2), V_t é a velocidade do vento, sem sazonalidade, no instante t, η_V é a velocidade de reversão ao valor médio $\overline{V}$, σ_V é a volatilidade da velocidade do vento, $\varepsilon_V.\sqrt{dt}$ é o processo de Wiener da velocidade do vento e I_{Vm} é o índice de sazonalidade da velocidade do vento. A metodologia para estimar os parâmetros η_V, $\overline{V}$ e σ_V é apresentada no Anexo B.

Para a modelagem da irradiância solar, inicialmente é realizada análise do comportamento dos dados históricos. A Figura 5.5 ilustra o comportamento da irradiância solar para a cidade de Recife, Pernambuco, no período de 13 anos (janeiro de 2000 a dezembro de 2012). O histórico é composto por valores médios mensais obtidos no Sistema Integrado de Dados Ambientais - SINDA do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE.

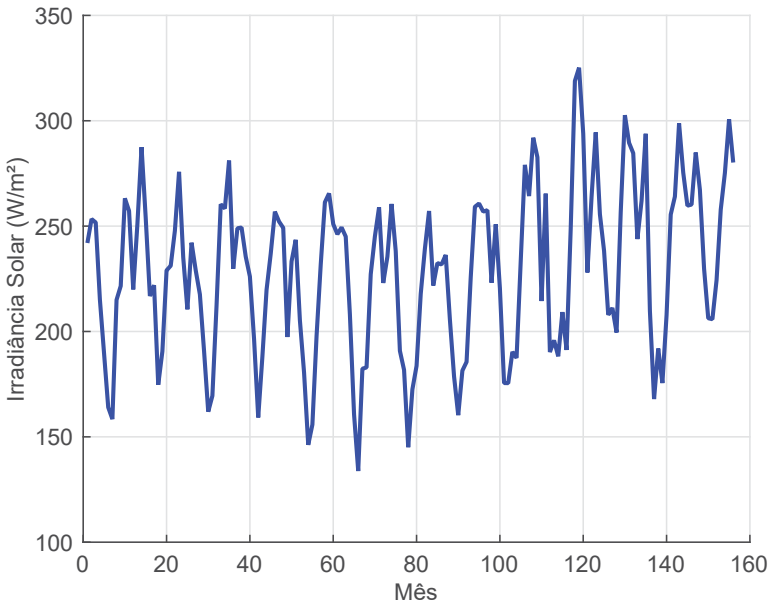

Figura 5.5 - Histórico da irradiância solar da cidade de Recife-PE.

A partir da Figura 5.5, é possível observar a presença da sazonalidade e também o comportamento de reversão à média. Os testes estatísticos, tanto o de Dickey-Fuller quanto o da razão da variância, indicam a adequabilidade de utilização de modelo de reversão à média. Assim, propõe-se modelar a irradiância solar com modelo aritmético de reversão à média, modificado através da inclusão de índice de sazonalidade determinístico e também de fator de conversão da radiação solar para superfícies inclinadas. Este modelo é dado por:

$$I|_{S_{t+1}} = \left\{ I_t + \eta_I(\overline{I} - I_t)dt + \sigma_I \cdot \varepsilon_I \cdot \sqrt{dt} \right\} \cdot I_{I_m} \cdot \xi_m \tag{5.3}$$

Em (5.3), I_t é a irradiância solar, sem sazonalidade, no instante t, η_I é a velocidade de reversão ao valor médio $\overline{I}$, σ_I é a volatilidade da irradiância solar, $\varepsilon_I.\sqrt{dt}$ é o processo de Wiener da irradiância solar, I_{I_m} é o índice de sazonalidade da irradiância solar e ξ_m é o fator que converte a radiação solar incidente na superfície horizontal para a superfície inclinada, considerando reflexões anisotrópicas. A metodologia para estimar os parâmetros η_I, $\overline{I}$ e σ_I é apresentada no Anexo B.

Devido à sua precisão, parâmetros de entrada e simplicidade, o modelo de Olmo et al. (1999) é utilizado para determinar o parâmetro ξ_m, dado por (5.4), onde ψ_m é o fator de conversão da radiação para o mês m (sem considerar reflexões anisotrópicas) e F_{c_m} é o fator multiplicador para representar as reflexões anisotrópicas no mês m.

$$\xi_m = \psi_m \cdot F_{c_m} \tag{5.4}$$

onde $m = 1, 2, 3, \cdots, 12$. O parâmetro ξ_m é calculado mensalmente, considerando um dia juliano para representar cada mês. A Tabela 5.1 dispõe os dias julianos utilizados.

Tabela 5.1 - Dias julianos utilizados para representar cada mês.

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
17	47	76	106	136	163	199	229	259	289	319	345

Para a modelagem da temperatura do painel fotovoltaico foi utilizado o modelo

dado por (3.11), sendo dependente da irradiância solar, da velocidade do vento e da temperatura ambiente. Como a temperatura ambiente apresenta comportamento aleatório, esta precisa ser considerada como variável aleatória. Para a modelagem da temperatura ambiente, inicialmente é realizada análise do comportamento dos dados históricos.

O Sistema Integrado de Dados Ambientais - SINDA do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE fornece dados horários da temperatura ambiente em várias localidades no Brasil. O histórico compreende medições para os seguintes horários: 00:00; 03:00; 06:00; 09:00; 12:00; 15:00; 18:00 e 21:00. Desta forma, é possível calcular a média mensal considerando apenas as medições realizadas nos horários: 06:00; 09:00; 12:00; 15:00; 18:00, ou seja, no período de funcionamento dos painéis fotovoltaicos. A Figura 5.6 ilustra o comportamento da temperatura média mensal, durante o período das 06:00h às 18:00h, na cidade de Recife-PE para histórico de 13 anos (janeiro de 2000 a dezembro de 2012).

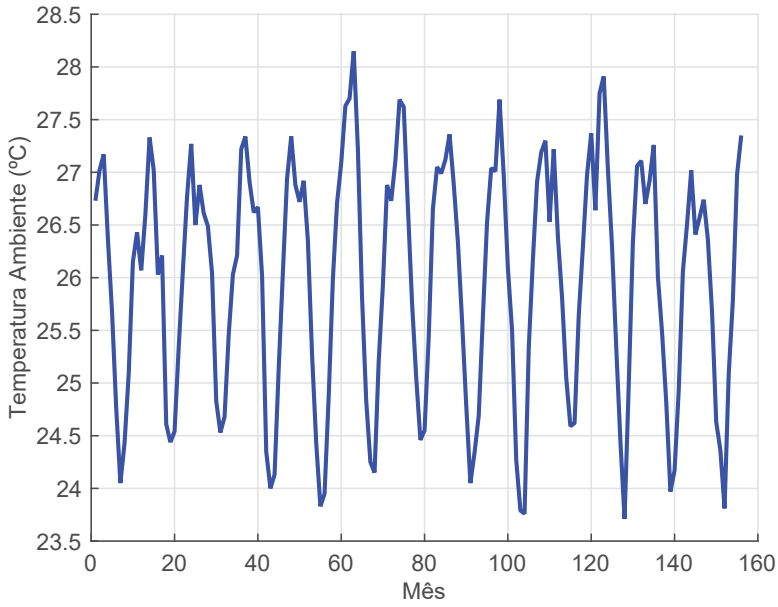

Figura 5.6 - Histórico da temperatura ambiente na cidade de Recife-PE (06:00h às 18:00h).

A partir da Figura 5.6, é possível observar a presença da sazonalidade e também o comportamento de reversão à média. Os testes estatísticos, tanto o de Dickey-Fuller quanto o da razão da variância, indicam a adequabilidade de utilização de

modelo de reversão à média. Assim, propõe-se modelar a temperatura ambiente com modelo aritmético de reversão à média, modificado através da inclusão de índice de sazonalidade determinístico. Este modelo é dado por:

$$Ta|_{S_{t+1}} = \left\{ Ta_t + \eta_{Ta}(\overline{Ta} - Ta_t)dt + \sigma_{Ta} \cdot \varepsilon_{Ta} \cdot \sqrt{dt} \right\} \cdot I_{Ta_m} \tag{5.5}$$

Em (5.5), Ta_t é a temperatura ambiente sem sazonalidade no instante t, η_{Ta} é a velocidade de reversão ao valor médio $\overline{Ta}$, σ_{Ta} é a volatilidade da temperatura ambiente, $\varepsilon_{Ta}.\sqrt{dt}$ é o processo de Wiener da temperatura ambiente e I_{Ta_m} é o índice de sazonalidade da temperatura ambiente. A metodologia para estimar os parâmetros η_{Ta}, $\overline{Ta}$ e σ_{Ta} é apresentada no Anexo B.

Para a modelagem do PLD, inicialmente é realizada análise do comportamento dos dados históricos, os quais são disponibilizados por CCEE. A Figura 5.7 ilustra o histórico do PLD médio mensal para o submercado nordeste (NE), patamar de carga média, no período de janeiro de 2006 a maio de 2017.

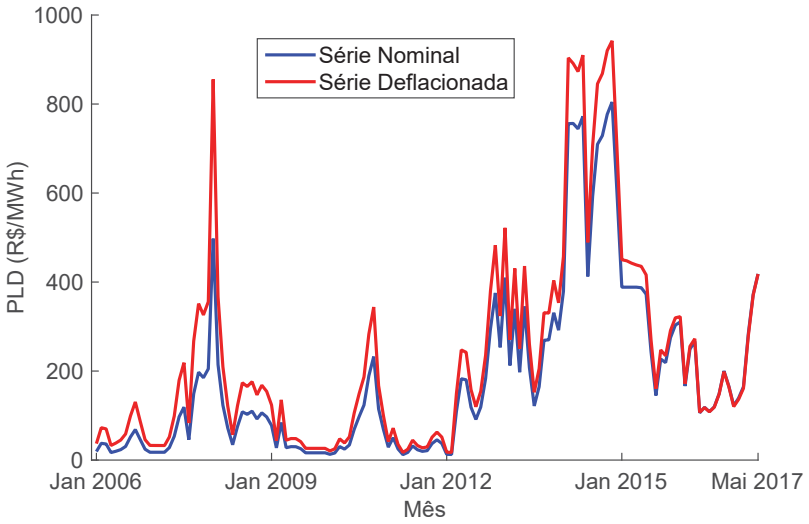

Figura 5.7 - Histórico do PLD submercado NE.

Verifica-se na Figura 5.7 que o PLD apresenta períodos com o preço baixo e períodos com o preço alto. Este fato é inerente ao sistema elétrico brasileiro, o preço da energia tem correlação com a afluência aos reservatórios. No período úmido o preço tende

a cair devido à maior produção de energia nas hidrelétricas, e no período seco o preço tende a aumentar devido ao despacho de termelétricas para complementar a geração.

A Figura 5.8 ilustra o histograma do PLD deflacionado, onde observa-se que a distribuição possui coeficiente de assimetria positivo, ou seja, assimetria à direita, tal como em distribuições log-normais. Este fato indica a adequabilidade de modelo geométrico em detrimento de modelo aritmético.

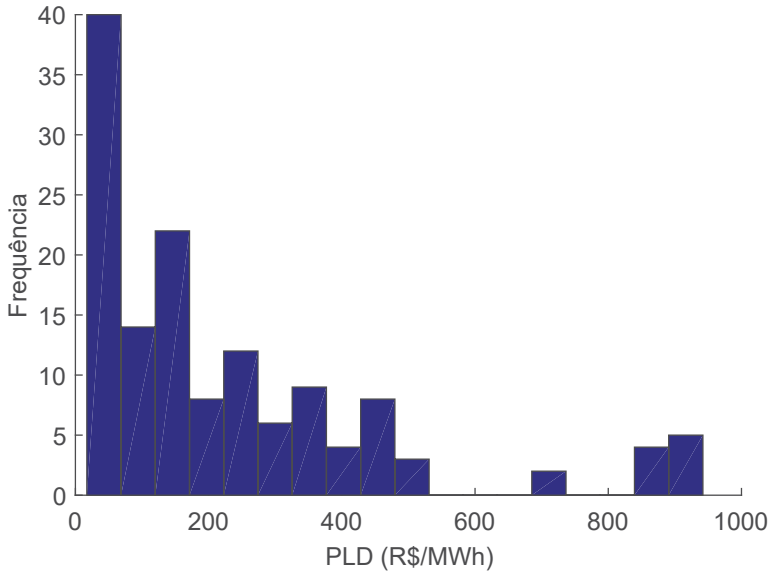

Figura 5.8 - Histograma dos dados históricos do PLD submercado NE.

Devido a algumas características específicas do PLD, tais como: reversão à média de longo prazo, tendência de crescimento, volatilidade, sazonalidade, picos, imprevisibilidade, dentre outros, não existe ainda consenso entre os pesquisadores da área a respeito do melhor modelo a ser adotado (WERON, 2014; KARAKATSANI; BUNN, 2008; CHAN et al., 2008). Outros modelos estocásticos auto-regressivos podem ser usados, o que vai depender do objetivo do trabalho. Evidentemente, quanto mais complexo for o modelo mais difícil torna-se a estimativa dos parâmetros e mais premissas devem ser adotadas, o que pode ser pior que a adoção de modelo mais simples onde pode-se, a partir do histórico, estimar os parâmetros.

Este trabalho utiliza como base o MRM com saltos de Clewlow et al. (2000), sendo

modelo geométrico de reversão à media. O modelo foi modificado para incluir a representação da sazonalidade, através de índices sazonais, e também para representação correta dos picos de preços no mercado brasileiro. A série mensal do PLD foi deflacionada pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI).

Para estimar os parâmetros ($\overline{\kappa}$, γ e ϕ), Clewlow et al. (2000) utilizam o método que chamaram de filtro recursivo. Porém, Fontoura (2011) comprova a inadequabilidade deste método para o preço *spot* no mercado brasileiro. Outro aspecto negativo deste modelo é que devido ao fato de ε_2 ter distribuição normal o PLD poderá assumir valores negativos.

Para resolver esses problemas e também para incluir a representação da sazonalidade, propõe-se o modelo dado por (5.6), onde P_t e P_{t+1} é o PLD sem sazonalidade, nos instantes t e $t+1$, respectivamente, $\varepsilon_P.\sqrt{dt}$ é o processo de Wiener, η_P é a velocidade de reversão ao preço de equilíbrio de longo prazo, σ_P é a volatilidade do PLD, $\overline{P}$ é o preço de equilíbrio de longo prazo, ε_κ é variável randômica com distribuição lognormal de média $\overline{\kappa}$ e desvio padrão γ, u é variável randômica com distribuição uniforme (0,1) e I_{Pm} é o índice de sazonalidade do PLD.

$$P|S_{t+1} = \left\{ P_t \cdot e^{\left\{ \left[\eta_P(ln(\overline{P}) - ln(P_t)) - \frac{\sigma_P^2}{2} \right] dt + \sigma_P \cdot \varepsilon_P \cdot \sqrt{dt} \right\}} \right\} \cdot I_{Pm} + \varepsilon_\kappa (u < \phi dt). \qquad (5.6)$$

A proposta para estimar os parâmetros deste modelo segue a metodologia:

a) A partir da série histórica deflacionada e dessazonalizada, considera-se salto todo valor acima do limite de 1 desvio padrão[3];

b) Identificar os saltos nessa série e substitui-los pelo valor limite de salto (1 desvio padrão), formando assim a série sem saltos;

c) Estimar os parâmetros η_P, σ_P e $\overline{P}$, a partir da série sem saltos, utilizando metodologia descrita no Anexo C;

d) Formar a série de saltos composta pela diferença entre os valores nominais dos saltos, identificados no item anterior, e o valor limite. Assim, tem-se

[3] Adota-se o limite de 1 desvio padrão porque resulta no melhor ajuste entre a média do histórico e o valor esperado das séries sintéticas do PLD.

a série de saltos composta apenas por valores que excedem o limite de 1 desvio padrão;

e) Calcular:

- $\overline{\kappa}$ = média da série de saltos;
- γ = desvio padrão da série de saltos;
- $\phi = \dfrac{quantidade\ de\ saltos}{quantidade\ de\ dados\ da\ série\ histórica}$

Para a modelagem da capacidade média de geração dos submercados no MRE, inicialmente é realizada análise do comportamento dos dados históricos. A Figura 5.9 ilustra o comportamento da capacidade de geração dos submercados no MRE, no período de 10 anos (janeiro de 2007 a dezembro de 2016). O histórico é composto por valores médios mensais fornecidos por ONS.

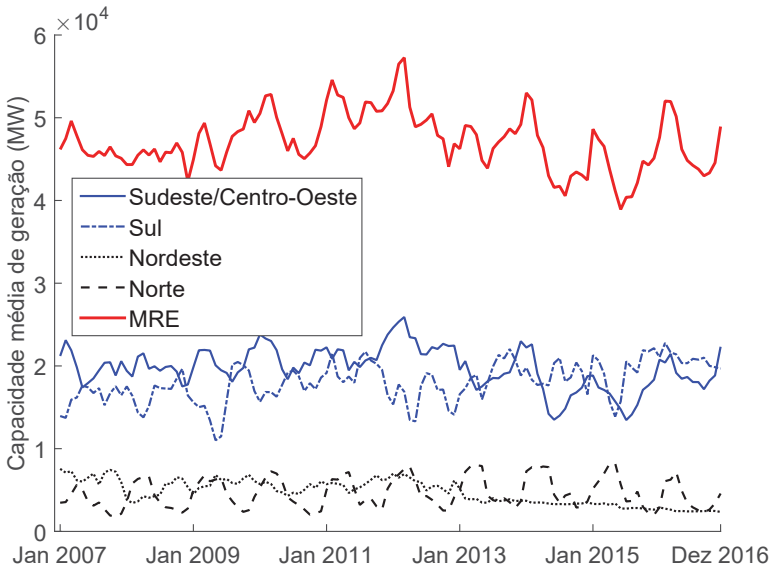

Figura 5.9 - Histórico da capacidade de geração média dos submercados no MRE.

A partir da Figura 5.9, é possível observar a presença da sazonalidade e também o comportamento de reversão à média, o que sugere o uso de processos auto-regressivos em sua modelagem estocástica (DIXIT; PINDICK, 1994; WOOLDRIDGE, 2012). Os testes estatísticos, tanto o de Dickey-Fuller quanto o da razão da variância, indicam a adequabilidade de utilização de modelo de reversão à média. Assim, propõe-se

modelar a capacidade de geração dos submercados no MRE com modelo aritmético de reversão à média, modificado através da inclusão de índice de sazonalidade determinístico. Este modelo é dado por:

$$G_K|S_{t+1} = \left\{ G_{K_t} + \eta_K(\overline{G_K} - G_{K_t})dt + \sigma_K \cdot \varepsilon_K \cdot \sqrt{dt} \right\} \cdot I_{K_m}. \tag{5.7}$$

Em (5.7), K representa os submercados Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N), G_{K_t} é a capacidade de geração do submercado K, sem sazonalidade, no instante t, η_K é a velocidade de reversão à média de longo prazo $\overline{G_K}$, σ_K é a volatilidade da capacidade de geração do submercado K, $\varepsilon_K.\sqrt{dt}$ é o processo de Wiener da capacidade de geração do submercado K e I_{K_m} é o índice de sazonalidade da capacidade de geração do submercado K. A metodologia para estimar os parâmetros η_K, $\overline{K}$ e σ_K é apresentada no Anexo B.

Devido à não disponibilidade de dados históricos de garantia física mais atuais (fornecidos pelo ONS), utiliza-se a média mensal dos anos de 2013 e 2014. A Tabela 5.2 dispõe os dados de garantia física para a Hidrelétrica de Xingó, para os quatro submercados e para o MRE.

Tabela 5.2 - Garantia física em MW.

	Xingó	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte	Total MRE
Jan	29195,18	8162,52	6329,42	4726,67	48413,80	2073,33
Fev	28961,06	7969,26	6265,24	4599,94	47795,50	2004,41
Mar	28864,65	7691,66	6245,81	4484,51	47286,63	1974,92
Abr	28736,66	7155,55	6069,26	4483,84	46445,32	1954,17
Mai	29120,86	7169,87	6045,52	4577,00	46913,25	1974,59
Jun	29311,37	7080,49	6015,57	4661,19	47068,62	1989,49
Jul	29764,48	7155,87	6011,84	4690,86	47623,06	2000,88
Ago	30191,82	7273,44	6053,23	4800,72	48319,22	2016,48
Set	30340,06	7254,50	6064,55	4814,61	48473,71	2003,75
Out	29489,86	7040,18	6120,50	4763,58	47414,12	2061,11
Nov	29422,15	6946,70	6107,93	4768,17	47244,96	2033,35
Dez	32731,22	10365,99	6558,13	5509,81	55165,13	2199,13

A Tabela 5.3 dispõe os modelos propostos neste trabalho para as variáveis aleatórias velocidade do vento, irradiância solar, temperatura ambiente, PLD e capacidade média de geração do MRE.

Tabela 5.3 - Modelos propostos para as variáveis aleatórias.

Variável	Modelo proposto
Velocidade do Vento	$V\|_{S_{t+1}} = \left\{V_t + \eta_V(\overline{V} - V_t)dt + \sigma_V \cdot \varepsilon_V \cdot \sqrt{dt}\right\} \cdot I_{V_m}$
Irradiação Solar	$I\|_{S_{t+1}} = \left\{I_t + \eta_I(\overline{I} - I_t)dt + \sigma_I \cdot \varepsilon_I \cdot \sqrt{dt}\right\} \cdot I_{I_m} \cdot \xi_m$
Temperatura Ambiente	$Ta\|_{S_{t+1}} = \left\{Ta_t + \eta_{Ta}(\overline{Ta} - Ta_t)dt + \sigma_{Ta} \cdot \varepsilon_{Ta} \cdot \sqrt{dt}\right\} \cdot I_{Ta_m}$
PLD	$P\|S_{t+1} = \left\{P_t \cdot e^{\left\{\left[\eta_P(ln(\overline{P}) - ln(P_t)) - \frac{\sigma_P^2}{2}\right]dt + \sigma_P \cdot \varepsilon_P \cdot \sqrt{dt}\right\}}\right\} \cdot I_{Pm} + \varepsilon_\kappa(u < \phi dt)$
Capacidade de geração do MRE	$G_K\|S_{t+1} = \left\{G_{K_t} + \eta_K(\overline{G_K} - G_{K_t})dt + \sigma_K \cdot \varepsilon_K \cdot \sqrt{dt}\right\} \cdot I_{K_m}$

5.3 Modelagem das fontes de geração

Para as usinas hidrelétricas (UHE e PCH), a potência é calculada por (3.3), sendo ambas usinas a fio d'água.

Para usina eólica, a potência elétrica gerada por cada aerogerador é obtida associando-se o valor da velocidade do vento com a curva de potência fornecida pelo fabricante. Este trabalho utiliza o aerogerador Enercon modelo E-82 de 2,05MW, cuja curva de potência é apresentada na Figura 5.10. Verifica-se que para a obtenção da potência elétrica gerada pelo aerogerador basta conhecer a velocidade do vento, uma vez que a curva é a relação direta da velocidade × potência. Desta forma, não há a necessidade de conhecer outras grandezas físicas que afetam o rendimento do equipamento, pois já foram consideradas pelo fabricante quando da confecção da curva de potência.

Para usina solar fotovoltaica, a potência elétrica é obtida por (5.8), onde P_{solar_t} é a potência elétrica gerada pela usina, no instante t, N_p é o número de painéis fotovoltaicos e PR é o *Performance Ratio*[1]

$$P_{solar_t} = N_p \cdot P_{painel_t} \cdot PR \tag{5.8}$$

[1]Taxa de desempenho que considera: perdas ôhmicas nos inversores, tipicamente entre 4,0% e 6,0%, circuitos elétricos e diodos de bloqueio, de 2% a 5%, perdas nos painéis por sujeira e poluição, de 2% a 4%, indisponibilidade e ***mismatch***, entre 1% e 3%, e perdas por sombreamento (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2012).

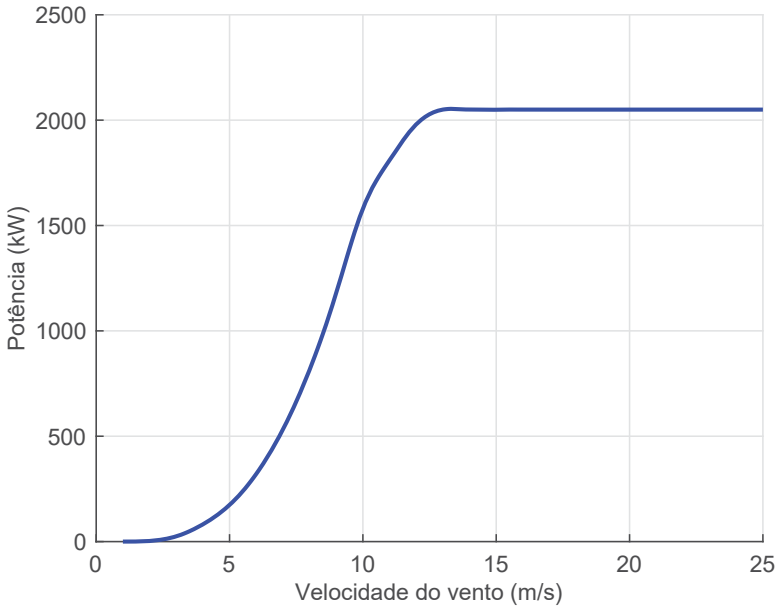

Figura 5.10 - Curva de potência aerogerador Enercon E-82 2,05MW.

Este trabalho utiliza o painel Kyocera KD250GX-LFB2, cujos parâmetros são dispostos na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Parâmetros do painel Kyocera KD250GX-LFB2.

Parâmetros em *Standard Test Conditions*	
Potência Máxima (P_{max})	$250W$
Tensão de Máxima Potência (V_{MPP})	$29{,}8V$
Corrente de Máxima Potência (I_{MPP})	$8{,}39A$
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	$36{,}9V$
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	$9{,}09A$
Coeficientes de Temperatura	
P_{max}	$-\ 0{,}46\%/°C$
V_{MPP}	$-\ 0{,}52\%/°C$
I_{MPP}	$0{,}0065\%/°C$
V_{OC}	$-\ 0{,}36\%/°C$
I_{SC}	$0{,}060\%/°C$

5.4 Modelagem do fluxo de caixa

Utiliza-se o método FCLA para avaliação do investimento, pois este método sinaliza a capacidade de pagamento de dívidas e dividendos, oferecendo ao investidor o dinheiro

excedente produzido pela empresa. O modelo utilizado segue a estrutura básica definida na referência (DAMODARAN, 2010b), mas foi modificado para considerar as particularidades da tributação do mercado brasileiro. A Tabela 5.5 apresenta o modelo de fluxo de caixa utilizado neste trabalho. A Tabela 5.6 apresenta os impostos aplicados aos regimes de tributação por Lucro Real e Lucro Presumido.

Tabela 5.5 - Modelo FCLA.

Receita Bruta da Venda da Energia
(-) Impostos sobre a Receita Bruta
PIS/PASEP[a]
COFINS[b]
(-) Despesas Operacionais
Custos de Operação e Manutenção (O&M)
Arrendamento do Terreno
Seguro Operacional
Transporte de Energia
Depreciação
Encargos Setoriais
(=) **Lucro Operacional**
(-) Despesas de Financiamento
Juros de financiamento
Remuneração do capital próprio
(=) **Lucro 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 Lucro Líquido (CSLL)[c]
(=) **Lucro Líquido**
(+) Remuneração do capital próprio
(+) Depreciação
(-) Amortização de Financiamento
(+) Financiamento
(-) Investimento
(=) **FCLA**

[a] Por meio da Lei Complementar nº 7/1970, foi criado o Programa de Integração Social (PIS). O programa buscava a integração do empregado do setor privado com o desenvolvimento da empresa. Paralelamente à criação do PIS, a Lei Complementar nº 8/1970 instituiu o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), com o qual União, Estados, Municípios, Distrito Federal e territórios contribuiam com o fundo destinado aos empregados do setor público.

[b] Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), instituída pela Lei Complementar Nº 70 de 30/12/1991.

[c] Tributo federal que incide sobre o lucro líquido do período-base, antes da provisão para o Imposto de Renda. É devida pelas pessoas jurídicas e entes equiparados pela legislação do IR, destinando-se ao financiamento da Seguridade Social, estando disciplinado pela lei nº 7.689/1988 e suas alterações.

Tabela 5.6 - Regimes de tributação: Lucro Real e Lucro Presumido.

Lucro Real	
PIS	1,65% da Receita Bruta
COFINS	7,60% da Receita Bruta
CSLL	9% sobre a base de cálculo LAIR
IR (Sobre a Receita Bruta)	Faixa 1: 15% até R$ 240 mil/ano; Faixa 2: 25% sobre o excedente (sobre LAIR)
Lucro Presumido	
PIS	0,65% da Receita Bruta
COFINS	3% da Receita Bruta
CSLL	9% sobre a base de cálculo de 12% da Receita Bruta
IR (Sobre a Receita Bruta)	Faixa 1: 1,2% até R$ 240 mil/ano; Faixa 2: 2,0% sobre o excedente

As empresas poderão deduzir, para efeitos de apuração do Lucro Real e da base de cálculo da contribuição social sobre o lucro (CSLL), os juros pagos ou creditados individualizadamente ao titular, sócios ou acionistas, a título de remuneração do capital próprio, calculados sobre as contas do patrimônio líquido e limitados à variação, *pro rata* dia, da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP (Lei 9.249/95, art. 9º e art. 347 do RIR/99). O montante dos juros remuneratórios do patrimônio líquido passível de dedução para efeitos de determinação do lucro real e da base de cálculo da contribuição social limita-se ao maior dos seguintes valores: I – 50% do lucro líquido do exercício antes da dedução destes juros; ou II – 50% do somatório dos lucros acumulados e reserva de lucros, sem computar o resultado do período em curso. Para os efeitos do limite referido no item I, o lucro líquido do exercício será aquele após a dedução da contribuição social sobre o lucro líquido e antes da dedução da provisão para o imposto de renda, sem computar, porém, os juros sobre o patrimônio líquido.

Para comercialização da energia no ACR, considerou-se que toda energia produzida é vendida por preço fixo (preço do leilão). Para comercialização da energia no ACL, desenvolveu-se modelagem considerando a venda de energia por contrato bilateral do tipo Contrato de Quantidade, onde o agente gerador se compromete a entregar o montante de energia contratado pelo preço definido no contrato Pc. Nesta modalidade de contrato, o agente gerador deve liquidar no mercado de curto prazo, ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), a diferença entre sua potência gerada G e o montante contratado M. Ou seja, se $G > M$, a diferença é vendida no

mercado de curto prazo e se $G < M$, a diferença deve ser comprada no mercado de curto prazo.

Portanto, para comercialização da energia no ACL, considera-se que a receita bruta de cada usina é dada por (5.9), onde PLD é o preço de liquidação das diferenças.

$$RB = M \cdot Pc \cdot t + [G - M] \cdot PLD \cdot t \; ; \quad t = 730 \; h \tag{5.9}$$

No caso de usina hidrelétrica participante do MRE e com comercialização no ACR, a receita bruta é dada por:

$$RB = (GF_{AJUSTADA} + E_{SEC}) \cdot P_{ACR} \cdot t + C_{MRE} \; ; \quad t = 730 \; h. \tag{5.10}$$

Em (5.10), $GF_{AJUSTADA}$ é a garantia física ajustada (MW), E_{SEC} é a energia secundária recebida do MRE (MW), P_{ACR} é o preço de venda da energia no ACR (R\$/MWh) e C_{MRE}[4] é a compensação financeira do MRE (R\$).

5.5 Metodologia de otimização

Utiliza-se o algoritmo genético de classificação por não dominância-II (NSGA-II) (DEB et al., 2002) como algoritmo de otimização. O NSGA-II é a versão melhorada do algoritmo inicialmente publicado em 1994 (SRINIVAS; DEB, 1994).

Nas seções anteriores foram apresentadas as metodologias de análise de risco observando apenas os aspectos econômicos de desempenho dos fluxos de caixa de cada tipo de fonte, analisadas separadamente. Nesta seção é apresentada metodologia para análise de risco de investimentos em portfólios de geração considerando aspectos técnicos e econômicos, e suprimento de determinada curva de demanda.

No que se refere à combinação das fontes de geração, a metodologia oferece diferentes formas de análise do investimento, sendo: *i*) análise técnica, *ii*) análise econômica e *iii*) análise técnica e econômica, simultaneamente.

Para análise técnica são utilizados os indicadores: 1) valor esperado da distribuição

[4] As hidrelétricas que fornecem energia ao MRE recebem a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) para compensar seus custos variáveis de produção. Esta tarifa é paga pelas hidrelétricas receptoras de energia elétrica. O valor da TEO é definida pela ANEEL e é dada em R\$/MWh.

de probabilidade da potência total do portfólio ($E[pot]$); e 2) desvio padrão da distribuição de probabilidade da potência total do portfólio ($\sigma[pot]$).

Para análise econômica são utilizados os indicadores: 1) valor esperado da distribuição de probabilidade do VPL do fluxo de caixa do portfólio ($E[VPL]$); e 2) desvio padrão da distribuição de probabilidade do VPL do fluxo de caixa do portfólio ($\sigma[VPL]$).

Com base nestes indicadores, podem ser estabelecidos critérios ou funções de avaliação, dependendo do perfil do investidor, objetivando a otimização de parâmetros e recursos associados à análise do investimento. Na maior parte dos casos, estes critérios são conflitantes entre si. Portanto, o problema definido necessita de abordagem de otimização multiobjetivo para resolvê-lo.

5.5.1 Formulação do problema

São estabelecidas quatro funções de avaliação importantes na análise do investimento, sendo duas associadas a aspectos econômicos e duas relacionadas a aspectos técnicos de geração e demanda. Assim, o problema geral de otimização multiobjetivo pode ser matematicamente expresso por:

$$
\begin{aligned}
max \quad & f_1 = \sum_{j=1}^{n} E[VPL]_j \\
min \quad & f_2 = \sum_{j=1}^{n} \sigma[VPL]_j \\
min \quad & f_3 = \sum_{i=1}^{v} |E[pot]_i - \mathcal{D}_i| \\
min \quad & f_4 = \sum_{i=1}^{v} \sigma[pot]_i \\
\text{Sujeito a:} \quad & Pot_{hidro},\ Pot_{eol},\ Pot_{sol} \geq L^P_{min} \\
& Pot_{hidro},\ Pot_{eol},\ Pot_{sol} \leq L^P_{max} \\
& Debt_{hidro},\ Debt_{eol},\ Debt_{sol} \geq L^F_{min} \\
& Debt_{hidro},\ Debt_{eol},\ Debt_{sol} \leq L^F_{max}
\end{aligned}
\tag{5.11}
$$

Na expressão (5.11), $E[VPL]_j$ é o valor esperado do VPL do fluxo de caixa da fonte j, $\sigma[VPL]_j$ é o desvio padrão do VPL do fluxo de caixa da fonte j, n é a quantidade de fontes de geração, v é a vida útil, $E[pot]_i$ é o valor esperado da potência total, dada pela soma das potências de todas as fontes, no período i, $\mathcal{D}_i$ é a demanda no período i, Pot_{hidro} é a potência instalada da usina hidro, Pot_{eol} é a potência instalada da usina eólica, Pot_{sol} é a potência instalada da usina solar, $Debt_{hidro}$ é o percentual de financiamento da usina hidro, $Debt_{eol}$ é o percentual de financiamento da usina eólica e $Debt_{sol}$ é o percentual de financiamento da usina solar, L^P_{min} e L^P_{max} são os limites mínimo e máximo de potência instalada de cada fonte, respectivamente, L^F_{min} L^F_{max} são os limites mínimo e máximo de financiamento de cada fonte, respectivamente.

Dependendo do perfil do investidor, as funções de avaliação (f_1, f_2, f_3, f_4), podem ser analisadas em diferentes combinações, não necessariamente devem ser utilizadas todas ao mesmo tempo.

Vale ressaltar que as análises podem ser realizadas considerando portfólio com as três fontes (hidro, eólica e solar) simultaneamente, ou de duas em duas, ou também com apenas uma fonte, conforme o caso.

A Tabela 5.7 dispõe o cromossomo com os parâmetros a serem otimizados, para o caso de portfólio composto pelas três fontes.

Tabela 5.7 - Parâmetros a serem otimizados.

Pot_{hidro}	Pot_{eol}	Pot_{sol}	$Debt_{hidro}$	$Debt_{eol}$	$Debt_{sol}$

Portanto, o investidor terá disponível as soluções ótimas contendo as informações de potência instalada e percentual de financiamento adequados a cada tipo de fonte.

5.5.2 Critério de parada

Define-se como critério de parada o limite máximo para a variação dos valores mínimos das funções de avaliação, dado por:

$$\left| \frac{min\ f_{j,g}}{min\ f_{j,g-1}} - 1 \right| \cdot 100 = \zeta_j, \quad j = 1, 2, \ldots 4, \tag{5.12}$$

Em (5.12), ζ_j é a variação percentual do valor mínimo, entre duas gerações consecutivas, para a função de avaliação j, $f_{j,g}$ é o valor da função de avaliação j na geração g e n é a quantidade de indivíduos na população.

Neste caso, como a função f_1 está definida como problema de maximização, a mesma foi convertida em problema de minimização.

O critério de parada é atendido quando todos os ζ_j forem menores que o limite percentual máximo de variação χ, estabelecido pelo usuário, por cinco gerações consecutivas.

5.5.3 Fluxograma geral de otimização

O fluxograma geral de otimização é apresentado na Figura 5.11.

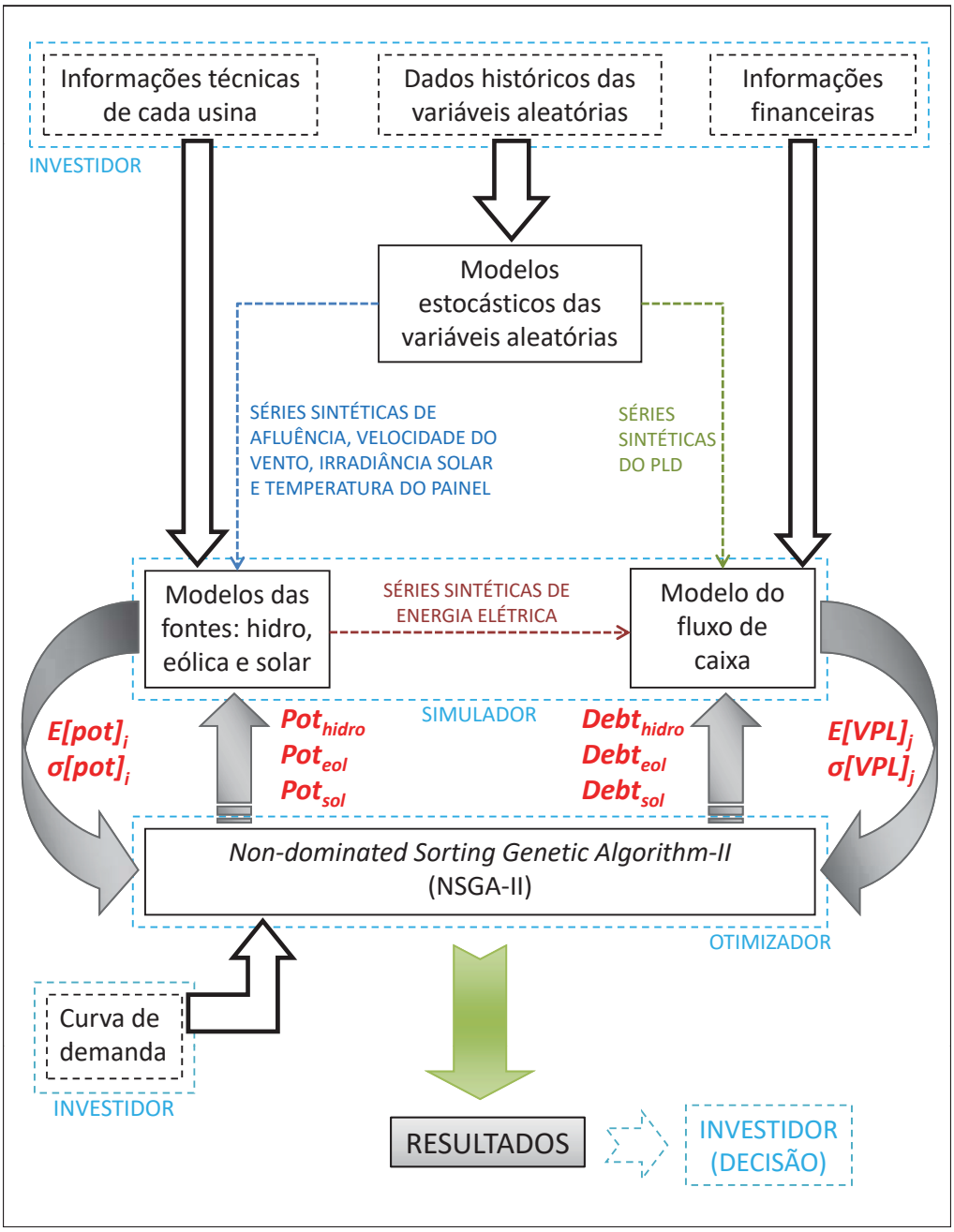

Figura 5.11 - Fluxograma geral de otimização.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados gerais do trabalho, contemplando a validação dos modelos estocásticos, os resultados de viabilidade econômica das usinas Hidrelétrica, PCH, eólica e solar fotovoltaica, analisadas separadamente, e os resultados da otimização multiobjetivo aplicada na formação de portfólios ótimos customizados ao tipo de investidor.

6.1 Validação dos modelos estocásticos

Nesta seção são apresentados os resultados dos testes estatísticos e validação dos modelos estocásticos das variáveis aleatórias.

6.1.1 Teste de Dickey-Fuller

O teste de Dickey-Fuller aumentado foi aplicado para as variáveis aleatórias afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura ambiente e PLD. No caso do PLD testou-se duas séries: 1) Série nominal e 2) Série deflacionada pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI).

Na sequência, o teste de Dickey-Fuller aumentado foi aplicado para as variáveis aleatórias capacidade média de geração dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e capacidade média de geração total do MRE[1]. As informações sobre os dados históricos das variáveis são dispostas na Tabela 6.1.

Os resultados dos testes de Dickey-Fuller aumentado são dispostos nas Tabela 6.2 e Tabela 6.3. Na Tabela 6.2 os testes foram realizados considerando nível de confiança de 95% e na Tabela 6.3 os testes foram realizados considerando nível de confiança de 94%.

Pelos resultados dispostos nas Tabela 6.2 e Tabela 6.3 constata-se a rejeição da hipótese nula ($H_0 = 1$) para todas as variáveis testadas, ou seja, podem ser modeladas como séries estacionárias. Vale observar que para o PLD a série nominal aceita a hipótese nula (série não estacionária) enquanto que a série deflacionada rejeita a hipótese nula (série estacionária). Logo, na modelagem do PLD utiliza-se a série

[1] A capacidade média de geração total do MRE é dada pela soma das capacidades médias dos quatro submercados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

Tabela 6.1 - Dados históricos.

Variável	Localidade	Período	Base de Dados	Nº de Pontos
Afluência Hidrelétrica	Hidrelétrica Xingó	Jan/2000 a Dez/2012	ONS	156
Afluência PCH	Rio de Contas, Ipiaú-BA	Jan/2000 a Dez/2012	ANA[a]	156
Velocidade do Vento	Natal-RN	Jan/2000 a Dez/2012	INMET	156
Irradiação Solar	Recife-PE	Jan/2000 a Dez/2012	INPE	156
Temperatura Ambiente	Recife-PE	Jan/2000 a Dez/2012	INPE	156
PLD (carga média)	Nordeste	Jan/2006 a Mai/2017	CCEE	137
Capacidade de geração	Sudeste/Centro-Oeste	Jan/2007 a Dez/2016	ONS	120
Capacidade de geração	Sul	Jan/2007 a Dez/2016	ONS	120
Capacidade de geração	Nordeste	Jan/2007 a Dez/2016	ONS	120
Capacidade de geração	Norte	Jan/2007 a Dez/2016	ONS	120

[a] Agência Nacional das Águas.

deflacionada.

É importante acrescentar que quando $b < 1$ (na Seção 2.1.7.1, modelo de regressão linear) tem-se indícios de reversão à média, e seu valor é proporcional ao parâmetro **velocidade de reversão** da série (ver os Anexo A, Anexo B e Anexo C). No caso de $b = 1$ tem-se que esta velocidade seria nula. É importante ressaltar que a não rejeição do MGB não descarta a hipótese de existência de algum nível de auto-regressão (reversão à média) da variável analisada. Desta forma, a escolha do processo estocástico adequado à variável depende tanto de ponderações estatísticas como teóricas, envolvendo até mesmo a intuição sobre o comportamento da série (WOOLDRIDGE, 2012; PINTO, 2009; DIXIT; PINDICK, 1994).

6.1.2 Teste da razão da variância

Primeiramente, realizou-se o teste da razão da variância para as variáveis afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura ambiente, PLD nominal e PLD deflacionado. Em seguida, realizou-se o teste da razão da variância para as variáveis

Tabela 6.2 - Teste de Dickey-Fuller aumentado I: afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura ambiente, PLD nominal e PLD deflacionado.

Afluência Hidrelétrica			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,0046	0,0010	0,0010
estatística t	- 2,8640	- 4,8259	- 4,8092
H_0	1	1	1
Afluência PCH			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,0010	0,0010	0,0010
estatística t	-4,5371	-8,7777	-8,8109
H_0	1	1	1
Velocidade do Vento			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,3541	0,0010	0,0010
estatística t	- 0,8094	- 5,8722	- 5,8967
H_0	0	1	1
Irradiância Solar			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,3912	0,0010	0,0010
estatística t	- 0,7080	- 5,1795	- 5,4121
H_0	0	1	1
Temperatura Ambiente			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,6147	0,0023	0,0107
estatística t	- 0,0975	- 4,0237	- 4,0033
H_0	0	1	1
PLD (nominal)			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,0649	0,1110	0,1000
estatística t	- 1,8244	- 2,5308	- 3,1478
H_0	0	0	0
PLD (deflacionado)			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,0414	0,0496	0,0576
estatística t	- 2,0261	- 2,8874	- 3,3882
H_0	1	1	0

capacidade média de geração dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e capacidade média de geração total do MRE.

As informações sobre os dados históricos das variáveis são apresentados na Tabela 6.1 e os resultados dos testes são apresentados nas Figura 6.1 e Figura 6.2, onde observa-se que para todas as séries a razão da variância tende a estabilizar em valor próximo de *zero*, o que é consistente com o processo de reversão à média (DIXIT; PINDICK, 1994; PINTO, 2009). Desta forma, comprova-se que para estas variáveis a modelagem por MRM é mais adequada que pelo MGB.

Tabela 6.3 - Teste de Dickey-Fuller aumentado II: capacidade média de geração dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e total do MRE.

Capacidade de geração - Sudeste/Centro-Oeste			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,5509	0,0522	0,1732
estatística t	- 0,2702	- 2,8686	- 2,8793
H_0	0	1	0
Capacidade de geração - Sul			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,5661	0,0010	0,0010
estatística t	-0,2289	-4,2580	-5,0156
H_0	0	1	1
Capacidade de geração - Nordeste			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,1299	0,2054	0,0535
estatística t	-1,4787	-2,2084	-3,4227
H_0	0	0	1
Capacidade de geração - Norte			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,1874	0,0039	0,0182
estatística t	-1,2695	-3,8507	-3,8370
H_0	0	1	1
Capacidade de geração - MRE			
	AR	**ARD**	**ARDT**
valor p	0,6136	0,0218	0,0825
estatística t	-0,0990	-3,2148	-3,2377
H_0	0	1	0

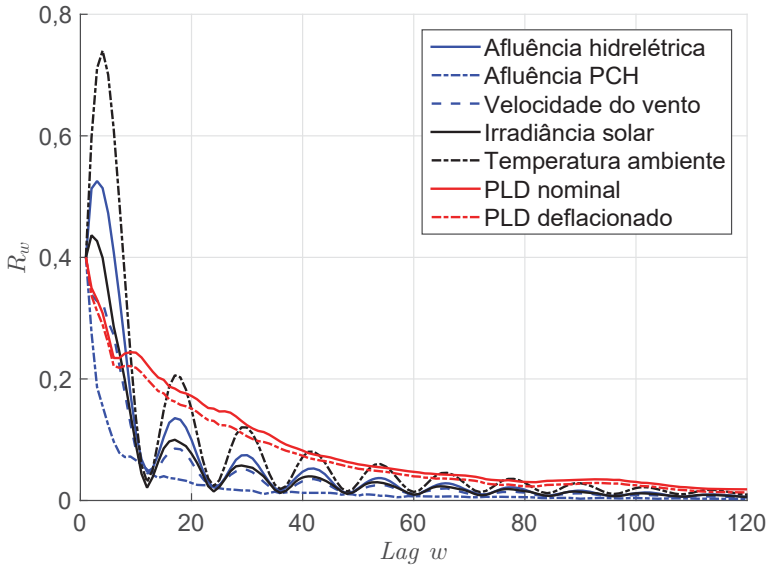

Figura 6.1 - Teste da razão da variância I: afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura ambiente, PLD nominal e PLD deflacionado.

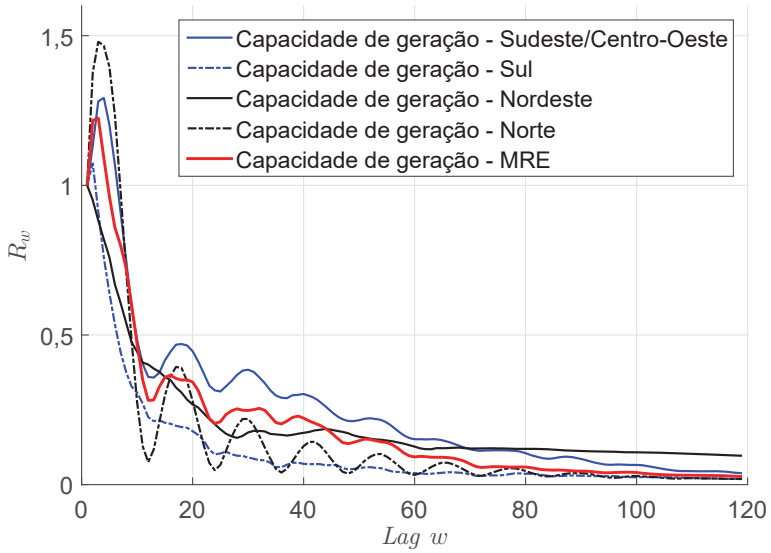

Figura 6.2 - Teste da razão da variância II: capacidade média de geração dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte e total do MRE.

6.1.3 Modelo da afluência – hidrelétrica

Foi realizado estudo de caso para afluência da Usina Hidrelétrica de Xingó. A afluência média anual calculada a partir dos dados históricos de janeiro de 2000 a dezembro de 2012 é $2222{,}4m^3/s$. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 360 meses (vida útil média da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, a afluência média anual obtida é $2247{,}7m^3/s$. Este fato corrobora com a precisão do modelo estocástico usado para previsão da afluência.

Com o objetivo de validar o modelo estocástico, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2001 a dezembro de 2007 (7 anos) para estimar os parâmetros. Para validação, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2008 a dezembro de 2010 (3 anos). Na estimativa dos parâmetros, a modelagem seguiu a metodologia apresentada no Anexo C. Os parâmetros η_A, $\overline{A}$ e σ_A foram calculados a partir dos estimadores obtidos na regressão da série dessazonalizada.

A Figura 6.3 apresenta a regressão linear para a série histórica mensal da afluência (A_{serie}) e a Tabela 6.4 dispõe os parâmetros estimados para esta série.

A Figura 6.4 apresenta simulação para validação, considerando o histórico da Usina Hidrelétrica de Xingó, onde observa-se que o modelo representa o comportamento

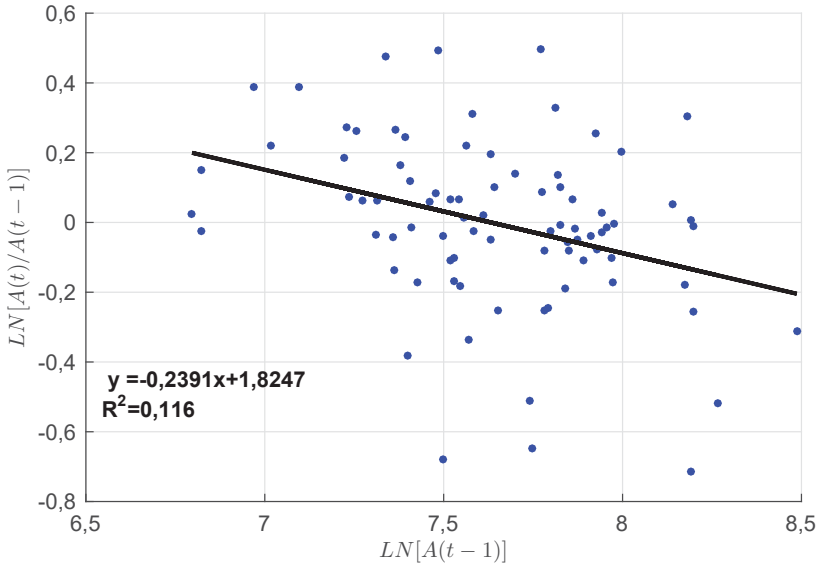

Figura 6.3 - Regressão linear para a série A_{serie} (hidrelétrica).

Tabela 6.4 - Parâmetros estimados para validação da afluência: Hidrelétrica de Xingó.

a	1,8247
b	0,7609
Erro padrão	0,2300
$\overline{A}$ (m^3/s)	2339,20
η_A	0,2732
σ_A	0,2620

da variável afluência, preservando suas características intrínsecas de reversão à média e sazonalidade. A linha composta pelos valores médios dos dados de previsão, é próxima do histórico utilizado para validação. Os valores do histórico de validação mantêm-se compreendidos dentro dos limites definidos pelos dados de previsão. Portanto, para os propósitos deste trabalho, considera-se que o modelo estocástico apresentado é adequado para prever o comportamento da variável afluência ao longo da vida útil da usina Hidrelétrica de Xingó.

6.1.4 Modelo da afluência – PCH

Foi realizado estudo de caso para PCH fictícia, a fio d'água, instalada no Rio de Contas na localidade de Ipiaú, estado da Bahia. A afluência média anual calculada a partir dos dados históricos de janeiro de 2000 a dezembro de 2012 é 37,1 m^3/s.

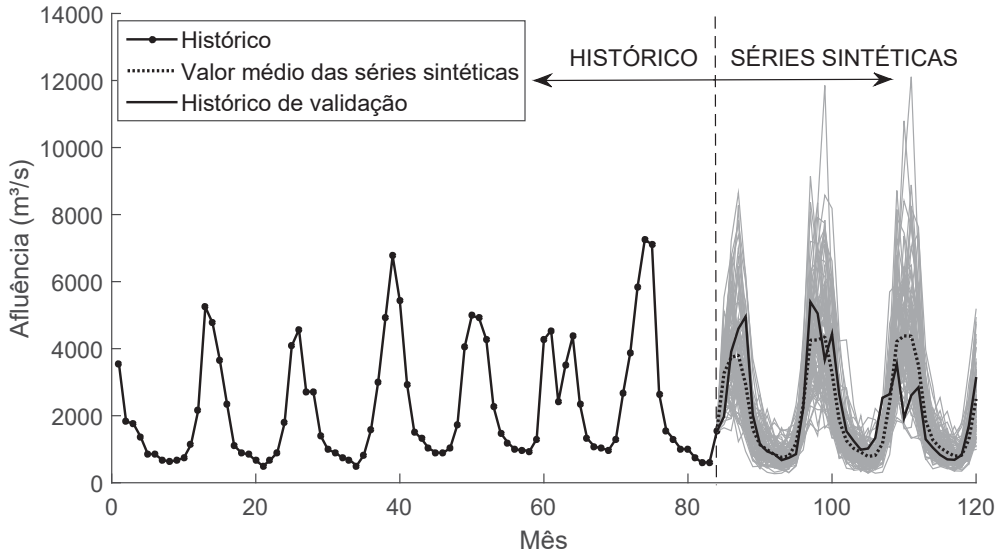

Figura 6.4 - Simulação para validação da afluência: Usina Hidrelétrica de Xingó.

Considerando simulação de 2000 cenários, período de 360 meses (vida útil média da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, a afluência média anual obtida é 40,0 m^3/s. Este fato corrobora com a precisão do modelo estocástico usado para previsão da afluência.

Com o objetivo de validar o modelo estocástico, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2002 a dezembro de 2009 (8 anos) para estimar os parâmetros. Para validação, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2010 a dezembro de 2012 (3 anos). Na estimativa dos parâmetros, a modelagem seguiu a metodologia apresentada no Anexo C. Os parâmetros η_A, $\overline{A}$ e σ_A foram calculados a partir dos estimadores obtidos na regressão da série dessazonalizada.

A Figura 6.5 apresenta a regressão linear para a série histórica mensal da afluência (A_{serie}) e a Tabela 6.5 dispõe os parâmetros estimados para esta série.

A Figura 6.6 apresenta simulação para validação, considerando o histórico da afluência do Rio de Contas, na localidade de Ipiaú-BA, onde observa-se que o modelo representa o comportamento da variável afluência, preservando suas características intrínsecas de reversão à média e sazonalidade. A linha composta pelos valores médios dos dados de previsão, é próxima do histórico utilizado para validação. Os valores do histórico de validação mantêm-se compreendidos dentro dos limites definidos

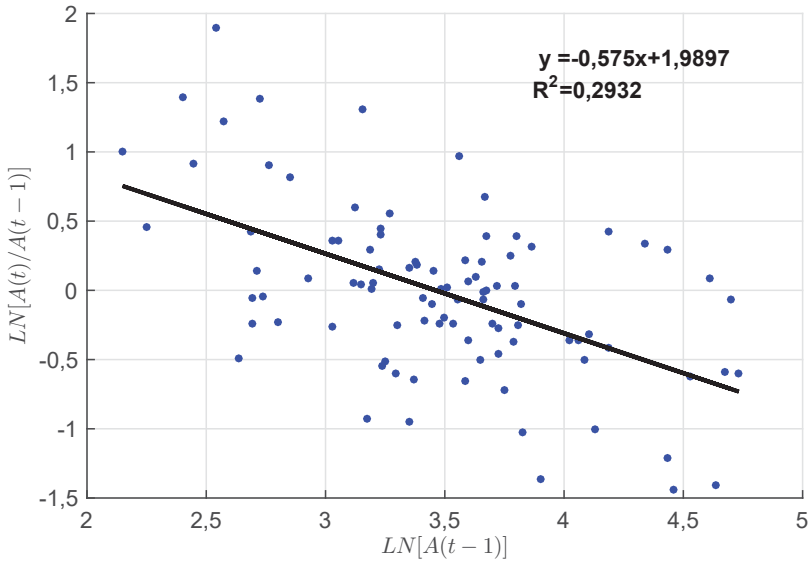

Figura 6.5 - Regressão linear para a série A_{serie} (PCH).

Tabela 6.5 - Parâmetros estimados para validação da afluência: PCH de Ipiaú.

a	1,9897
b	0,4250
Erro padrão	0,5178
$\overline{A}$ (m^3/s)	44,14
η_A	0,8557
σ_A	0,7483

pelos dados de previsão. Portanto, para os propósitos deste trabalho, considera-se que o modelo estocástico apresentado é adequado para prever o comportamento da variável afluência ao longo da vida útil da PCH fictícia instalada no Rio de Contas em Ipiaú, Bahia.

6.1.5 Modelo da velocidade do vento

Realizou-se estudo de caso para a cidade de Natal-RN, visando a validação da modelo da velocidade do vento. Para esta localidade considerou-se Z_0 igual a $0{,}8m$ (Tabela 3.2), o que é compatível para uma cidade grande com prédios altos. A Tabela 6.6 dispõe a velocidade média mensal do vento corrigida, de acordo com (3.4), para as alturas de $60m$, $80m$, $100m$ e $120m$. Na Tabela 6.6 observa-se que a velocidade do vento aumenta com a altura, o que indica que o potencial de geração é

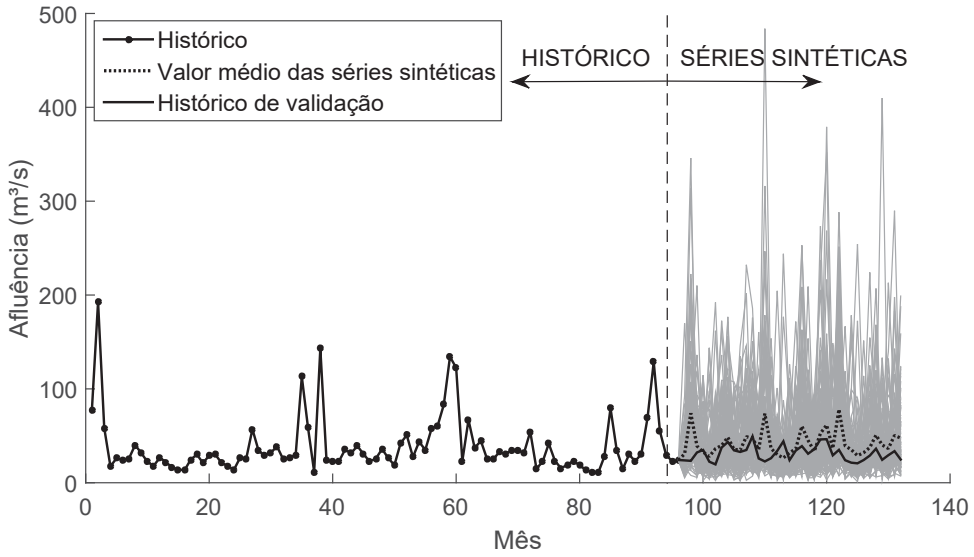

Figura 6.6 - Simulação de validação da afluência: PCH de Ipiaú.

afetado diretamente pela altura de instalação do aerogerador.

Tabela 6.6 - Velocidade média mensal do vento conforme altura: Natal-RN.

Altura (m)	**Velocidade Média do Vento** (m/s)
60	7,22
80	7,70
100	8,08
120	8,38

A Figura 6.7 ilustra a localização geográfica e o mapa eólico da área em estudo. O mapa foi desenvolvido pela Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN) por meio do projeto de pesquisa financiado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE (CONSERN), 2003).

De acordo com a Figura 6.7, na região de Natal a velocidade média anual do vento varia aproximadamente de 7,0m/s a 8,5m/s. A velocidade média anual do vento calculada a partir dos dados históricos de janeiro de 2000 a dezembro de 2012 é 8,075m/s. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil média da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, o valor obtido

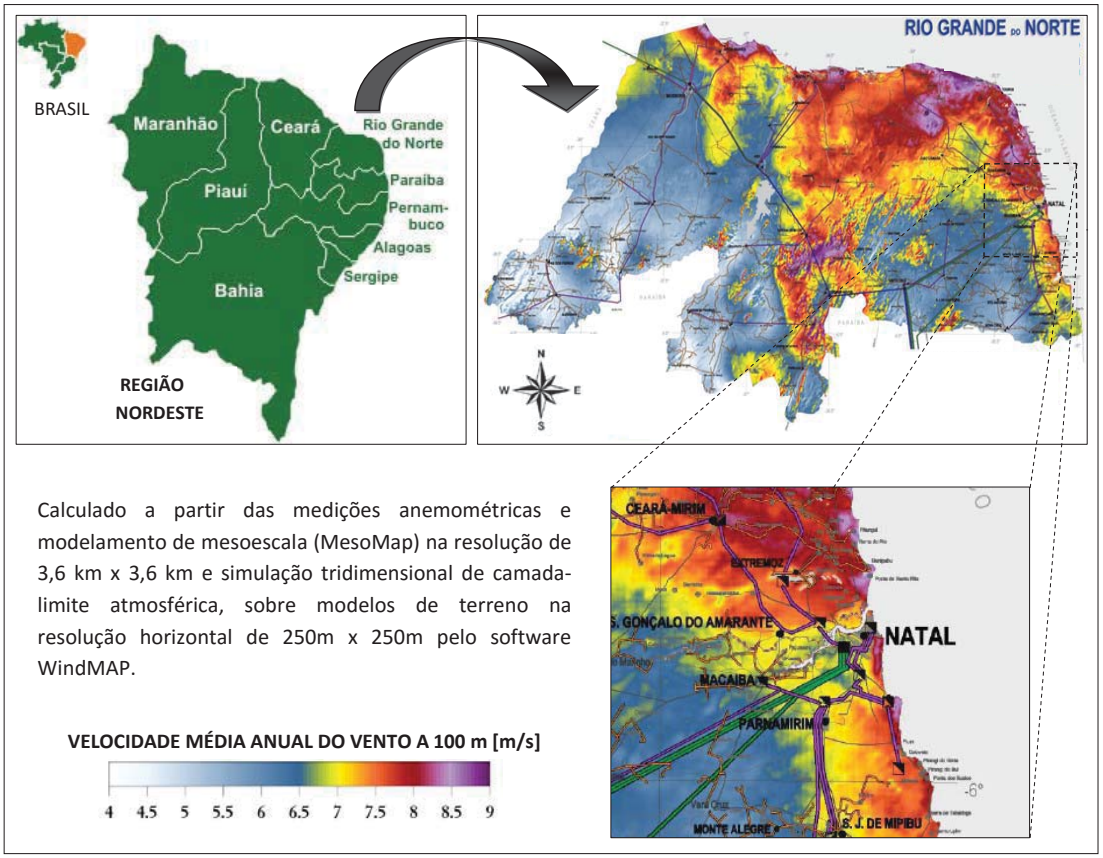

Figura 6.7 - Localização geográfica e mapa eólico da região de Natal, Rio Grande do Norte.

é 8,079m/s. Este fato corrobora com a precisão do modelo estocástico usado para previsão da velocidade do vento.

Com o objetivo de validar o modelo estocástico, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2003 a dezembro de 2009 (7 anos) para estimar os parâmetros. Para validação, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2010 a dezembro de 2012 (3 anos). Na estimativa dos parâmetros, a modelagem seguiu a metodologia apresentada no Anexo B. Os parâmetros η_V, $\overline{V}$ e σ_V foram calculados a partir dos estimadores obtidos na regressão da série dessazonalizada e corrigida para a altura de 100m.

A Figura 6.8 apresenta a regressão linear para a série mensal da velocidade do vento (V_{serie}) para a cidade de Natal - RN e a Tabela 6.7 dispõe os parâmetros estimados para esta série.

A Figura 6.9 apresenta simulação para validação da velocidade do vento, considerando o histórico da cidade de Natal-RN, onde observa-se que o modelo representa o comportamento da variável velocidade do vento, preservando suas características intrínsecas de reversão à média e sazonalidade. A linha composta pelos valores médios dos dados de previsão, é próxima do histórico utilizado para validação. Os valores do histórico de validação mantêm-se compreendidos dentro dos limites definidos pelos dados de previsão. Portanto, para os propósitos deste trabalho, considera-se que o modelo estocástico apresentado é adequado para prever o comportamento da variável velocidade do vento ao longo da vida útil da usina eólica.

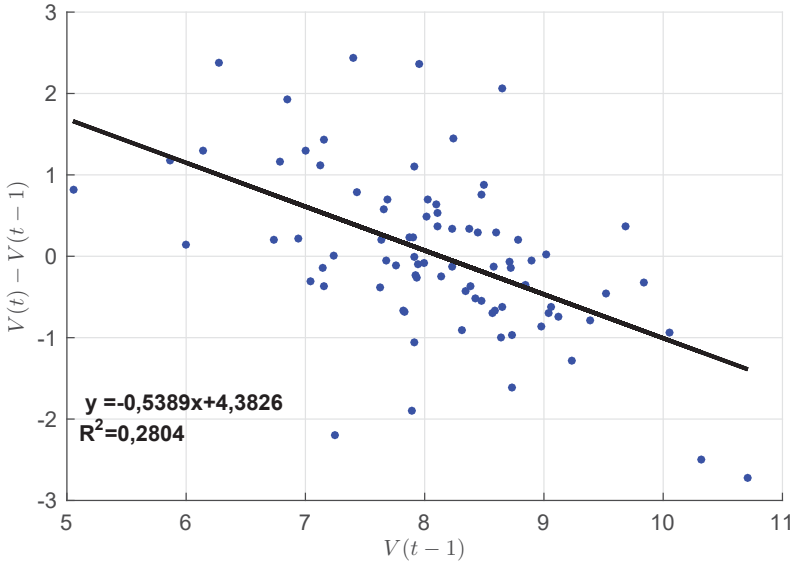

Figura 6.8 - Regressão linear para a série V_{serie}: altura $100m$.

Tabela 6.7 - Parâmetros estimados para validação da velocidade do vento.

a	4,3826
b	0,4611
Erro padrão	0,8521
$\overline{V}$ (m/s)	8,1321
η_V	0,7742
σ_V	1,1949

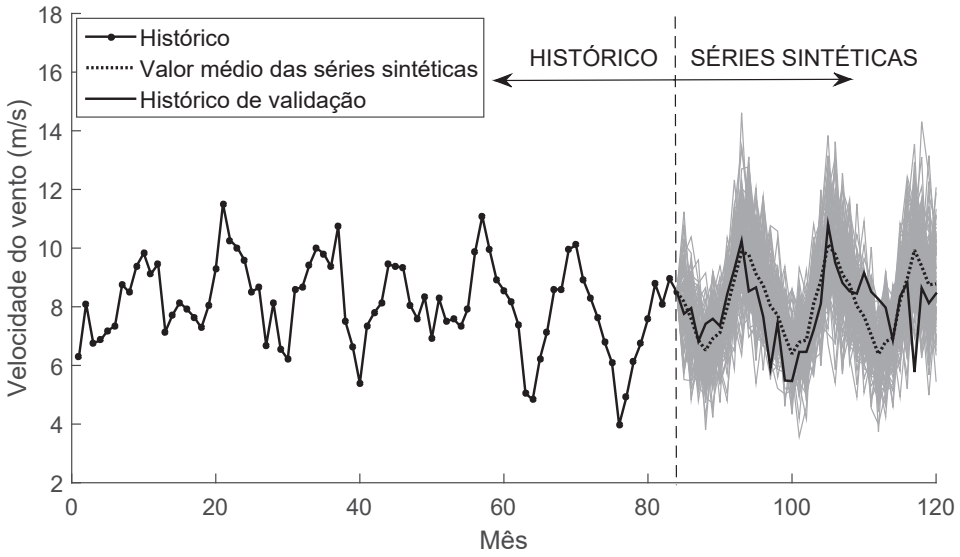

Figura 6.9 - Simulação para validação da velocidade do vento ($100m$): Natal-RN.

6.1.6 Modelo da irradiância solar

Visando a validação da modelagem, realizou-se estudo de caso para a cidade de Recife-PE. A Figura 6.10 apresenta a localização geográfica e o mapa solarimétrico da área em estudo. O mapa foi desenvolvido pela Divisão de Clima e Meio Ambiente do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (DMA/CPTEC/INPE) (BRASIL. MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA. INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE), 2006).

De acordo com a Figura 6.10, na região em torno de Recife a radiação solar global horizontal média anual varia, aproximadamente, entre $4{,}90kWh/m^2$ a $5{,}60kWh/m^2$, o que corresponde a faixa de irradiância solar de $204{,}18W/m^2$ a $233{,}35W/m^2$. A irradiância solar média anual calculada a partir dos dados históricos de janeiro de 2000 a dezembro de 2012 é $229{,}13W/m^2$. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil média da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, o valor obtido é $229{,}77W/m^2$. Este fato corrobora com a precisão do modelo estocástico usado para previsão da irradiância solar.

Com o objetivo de validar o modelo estocástico, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2000 a dezembro de 2005 (6 anos) para estimar os parâmetros. Para validação, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2006 a dezembro de

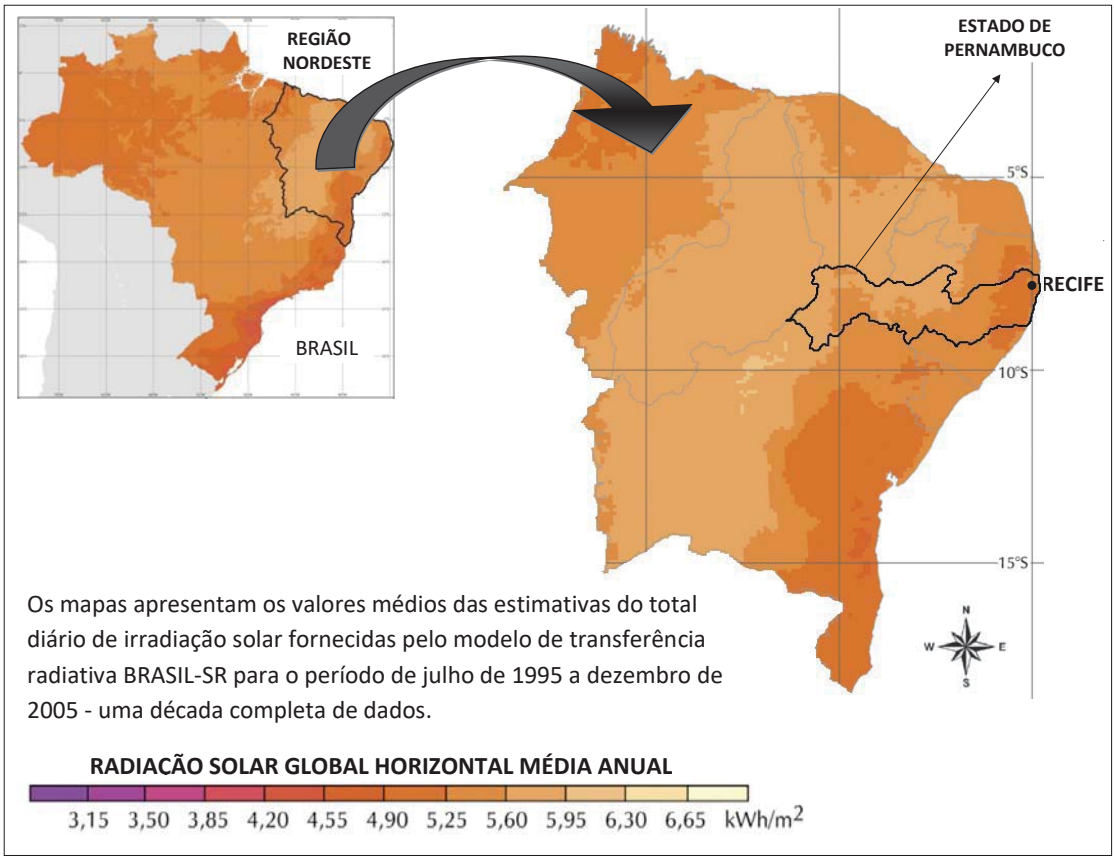

Figura 6.10 - Localização geográfica e mapa solarimétrico da região de Recife, Pernambuco.

2008 (3 anos). Na estimativa dos parâmetros, a modelagem seguiu a metodologia apresentada no Anexo B. Os parâmetros η_I, $\overline{I}$ e σ_I foram calculados a partir dos estimadores obtidos na regressão da série dessazonalizada.

A Figura 6.11 apresenta a regressão linear para a série mensal da irradiância solar (I_{serie}) para a cidade de Recife-PE, e a Tabela 6.8 dispõe os parâmetros estimados para esta série.

Tabela 6.8 - Parâmetros estimados para validação da irradiância solar.

a	150,3724
b	0,3217
Erro padrão	13,8444
$\overline{I}$ (W/m^2)	221,69
η_I	1,1341
σ_I	22,0213

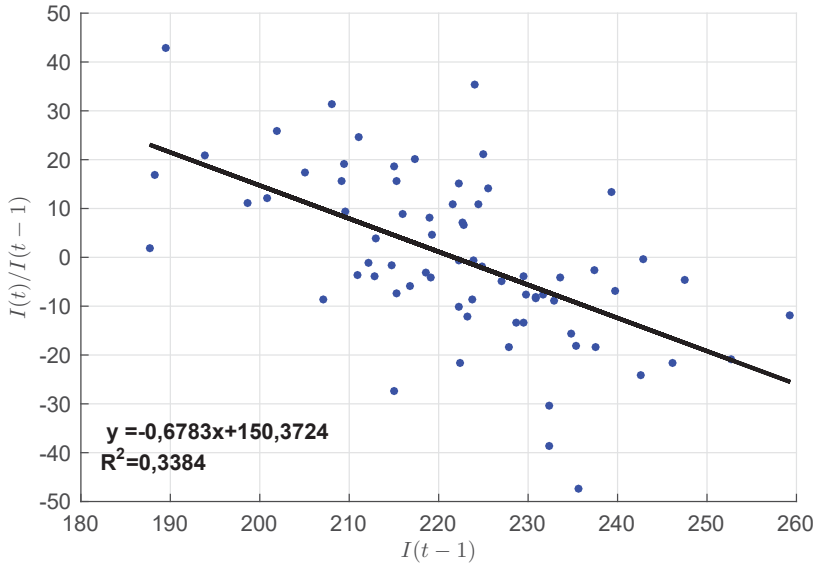

Figura 6.11 - Regressão linear para a série I_{serie}.

A Figura 6.12 apresenta simulação para validação da irradiância solar, considerando o histórico da cidade de Recife-PE, onde observa-se que o modelo representa o comportamento da variável irradiância solar, preservando suas características intrínsecas de reversão à média e sazonalidade. A linha composta pelos valores médios dos dados de previsão, é próxima do histórico utilizado para validação. Os valores do histórico de validação mantêm-se compreendidos dentro dos limites definidos pelos dados de previsão. Portanto, para os propósitos deste trabalho, considera-se que o modelo estocástico apresentado é adequado para prever o comportamento da variável irradiância solar ao longo da vida útil da usina solar fotovoltaica.

6.1.7 Modelo da temperatura do painel fotovoltaico

O estudo de caso foi realizado para a cidade de Recife-PE. A temperatura ambiente média anual calculada a partir dos dados históricos de janeiro de 2000 a dezembro de 2012 é 25,98°C. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil média da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, a temperatura ambiente média anual obtida é 25,99°C. Este fato corrobora com a precisão do modelo estocástico usado para previsão da temperatura ambiente.

Com o objetivo de validar o modelo estocástico, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2000 a dezembro de 2005 (6 anos) para estimar os parâmetros. Para

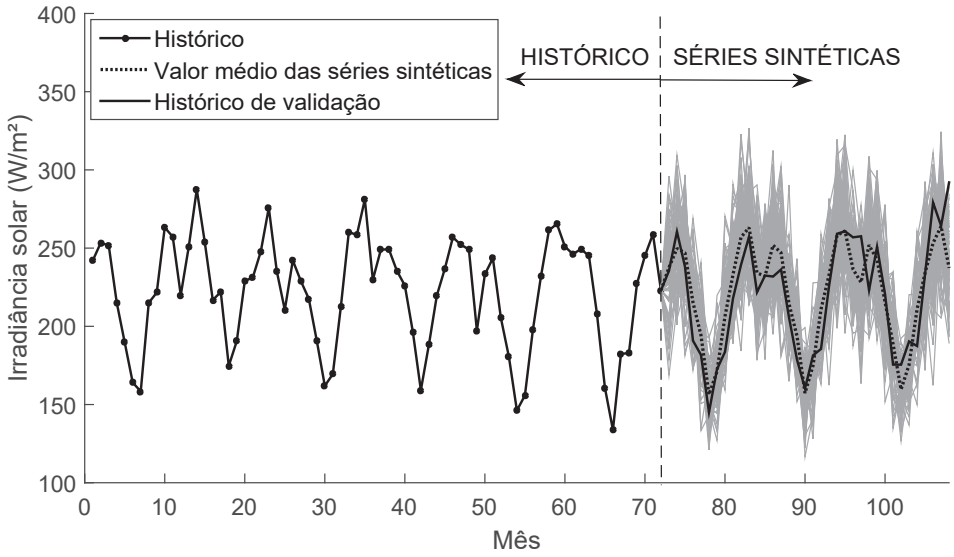

Figura 6.12 - Simulação para validação da irradiância solar: Recife-PE.

validação, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2006 a dezembro de 2008 (3 anos). Na estimativa dos parâmetros, a modelagem seguiu a metodologia apresentada no Anexo B. Os parâmetros η_{Ta}, $\overline{Ta}$ e σ_{Ta} foram calculados a partir dos estimadores obtidos na regressão da série dessazonalizada.

A Figura 6.13 apresenta a regressão linear para a série histórica mensal da temperatura ambiente (Ta_{serie}) para a cidade de Recife-PE e a Tabela 6.9 dispõe os parâmetros estimados para esta série.

Tabela 6.9 - Parâmetros estimados para validação da temperatura ambiente.

a	14,4188
b	0,4445
Erro padrão	0,2875
$\overline{Ta}$ $(°C)$	25,9566
η_{Ta}	0,8108
σ_{Ta}	0,4087

A Figura 6.14 apresenta simulação para validação da temperatura ambiente, considerando o histórico da cidade de Recife-PE, onde observa-se que o modelo representa o comportamento da variável temperatura ambiente, preservando suas características intrínsecas de reversão à média e sazonalidade. A linha, composta pelos valores

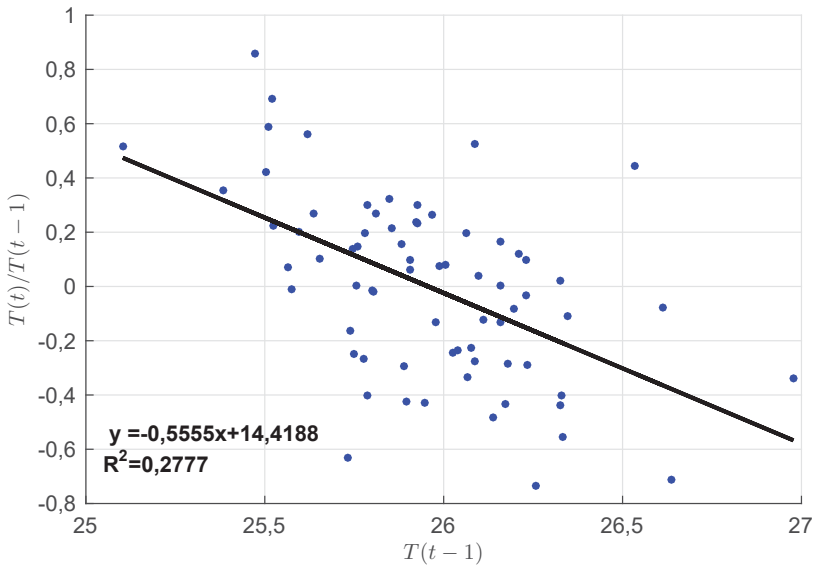

Figura 6.13 - Regressão linear para a série Ta_{serie}.

médios dos dados de previsão, é próxima do histórico utilizado para validação. Os valores do histórico de validação mantêm-se compreendidos dentro dos limites definidos pelos dados de previsão. Portanto, para os propósitos deste trabalho, considera-se que o modelo estocástico apresentado é adequado para prever o comportamento da variável temperatura ambiente ao longo da vida útil da usina solar fotovoltaica.

A Figura 6.15 apresenta simulação das temperaturas ambiente e do painel. Pode-se verificar que a temperatura do painel também apresenta características de reversão ao valor médio e sazonalidade. A correlação existente entre a temperatura ambiente e a temperatura do painel fotovoltaico também pode ser verificada na Figura 6.15. A temperatura no painel apresenta maior volatilidade quando comparada com a temperatura ambiente. Este fato é resultado da combinação das volatilidades da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente quando da aplicação da expressão (3.11).

Observa-se ainda na Figura 6.15 que a temperatura do painel fotovoltaico é sempre superior à temperatura ambiente, o que de fato ocorre na realidade, prejudicando diretamente a eficiência de conversão de energia na usina solar.

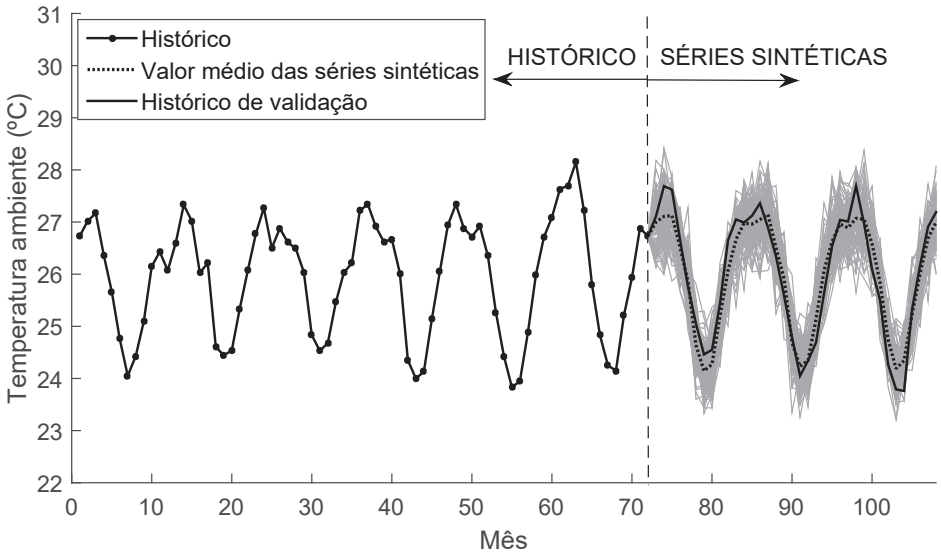

Figura 6.14 - Simulação para validação da temperatura ambiente: Recife-PE.

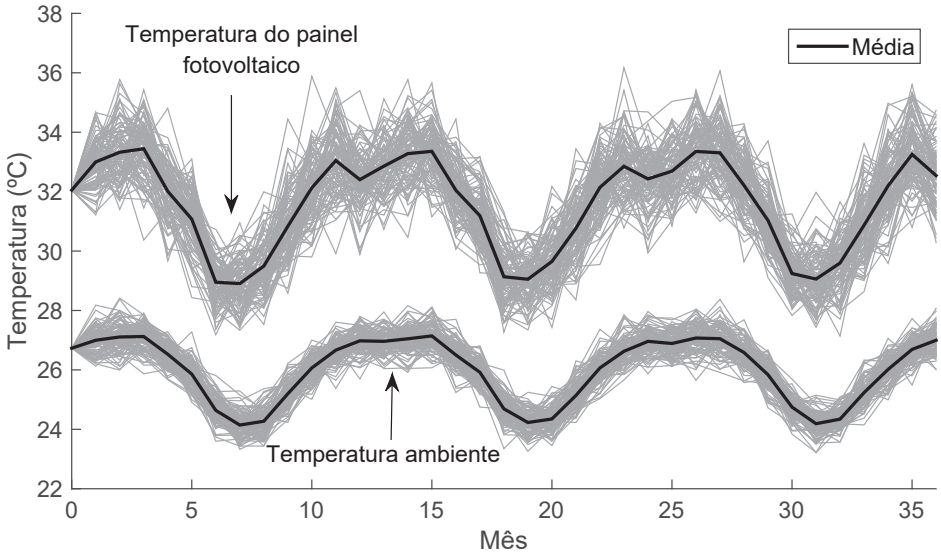

Figura 6.15 - Simulação da temperatura ambiente *versus* temperatura do painel fotovoltaico: Recife-PE.

6.1.8 Modelo do preço de liquidação das diferenças

O estudo de caso foi realizado para o submercado Nordeste, considerando o patamar de carga média. O PLD médio anual calculado a partir dos dados históricos de janeiro de 2006 a maio de 2017 é R$ 231,62/MWh. Considerando simulação de

2000 cenários, período de 300 meses (vida útil média das usinas) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, o PLD médio anual obtido é R$ 235,86/MWh. Nesta simulação foram utilizados os limites estabelecidos pela ANEEL em 2017, sendo o PLD máximo igual a R$ 533,82/MWh e o PLD mínimo igual a R$ 33,68/MWh. O resultado acima corrobora com a precisão do modelo estocástico usado para previsão do PLD.

Com o objetivo de validar o modelo estocástico, foram utilizados os dados históricos de abril de 2006 a maio de 2015 (9 anos) para estimar os parâmetros. Para validação, foram utilizados os dados históricos de abril de 2016 a maio de 2017 (2 anos). Na estimativa dos parâmetros, a modelagem seguiu a metodologia apresentada na Seção 5.2, e foram calculados a partir da série deflacionada e dessazonalizada.

A Figura 6.16 apresenta a regressão linear para a série histórica mensal sem saltos do PLD (P_{serie}) e a Tabela 6.10 dispõe os parâmetros estimados para esta série.

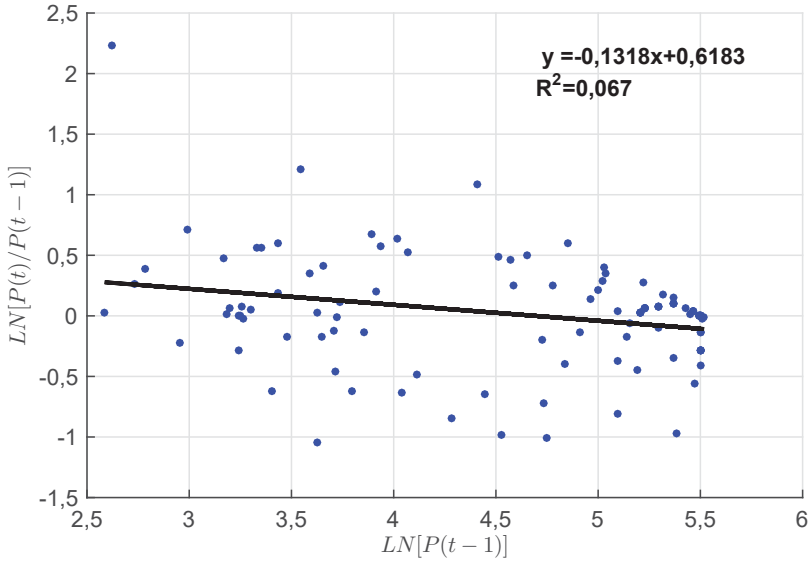

Figura 6.16 - Regressão linear para a série (P_{serie}).

A Figura 6.17 apresenta simulação para validação do PLD, considerando o histórico. Devido à alta volatilidade do PLD, optou-se por apresentar apenas 6 cenários de previsão para que a imagem não ficasse carregada. Assim, o comportamento da variável é melhor visualizado.

Tabela 6.10 - Parâmetros estimados para validação do PLD.

a	0,6183
b	0,8682
Erro padrão	0,4473
$\overline{P}$ (R\$/MWh)	245,90
η_P	0,1413
σ_P	0,4793
ϕ	0,34
$\overline{\kappa}$ (R\$/MWh)	243,49
γ (R\$/MWh)	205,78
Limite de salto (R\$/MWh)	222,91

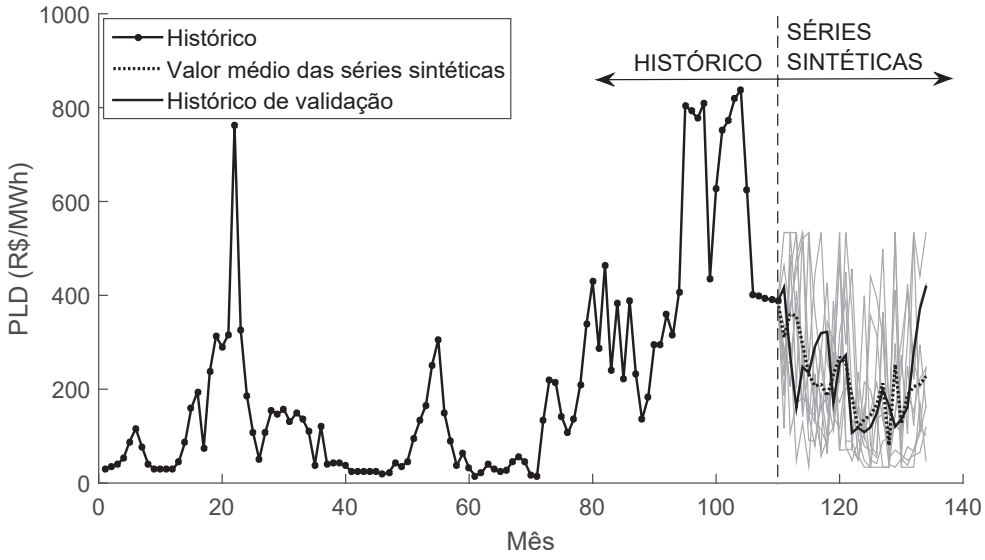

Figura 6.17 - Simulação para validação do PLD submercado Nordeste.

Observa-se na Figura 6.17 que o modelo representa o comportamento da variável PLD, preservando suas características intrínsecas de reversão à média, sazonalidade e picos. O comportamento da linha composta pelos valores médios dos dados de previsão, é semelhante ao comportamento do histórico utilizado para validação. Portanto, para os propósitos deste trabalho, considera-se que o modelo estocástico apresentado é adequado para prever o comportamento da variável PLD ao longo da vida útil da usina.

6.1.9 Modelo da capacidade de geração dos submercados no MRE

O estudo de caso foi realizado para o MRE. A capacidade média de geração total do MRE calculada a partir dos dados históricos de janeiro de 2007 a dezembro de 2016 é 47,1GW. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil média das usinas) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, a capacidade média de geração total do MRE obtida é 46,9GW. Este fato corrobora com a precisão do modelo estocástico usado para previsão da capacidade média de geração dos submercados no MRE.

Com o objetivo de validar o modelo estocástico, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2010 a dezembro de 2014 (5 anos) para estimar os parâmetros. Para validação, foram utilizados os dados históricos de janeiro de 2015 a dezembro de 2016 (2 anos). Na estimativa dos parâmetros, a modelagem seguiu a metodologia apresentada no Anexo B. Os parâmetros η_K, $\overline{G_K}$ e σ_K foram calculados a partir dos estimadores obtidos na regressão da série dessazonalizada.

A Tabela 6.11 dispõe os parâmetros estimados para a capacidade média de geração de cada submercado, onde $\overline{G_{SE/CO}}$, $\overline{G_S}$, $\overline{G_{NE}}$, $\overline{G_N}$, $\sigma_{SE/CO}$, σ_S, σ_{NE} e σ_N estão em GW.

Tabela 6.11 - Parâmetros estimados para validação da capacidade de geração dos submercados Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N).

$\overline{G_{SE/CO}}$	19,8	$\overline{G_S}$	18,3	$\overline{G_{NE}}$	4,12	$\overline{G_N}$	4,66
$\eta_{SE/CO}$	0,13	η_S	0,27	η_{NE}	0,07	η_N	0,46
$\sigma_{SE/CO}$	1,12	σ_S	1,61	σ_{NE}	0,54	σ_N	0,84

A Figura 6.18 apresenta simulação para validação da capacidade média de geração do MRE, onde observa-se que o modelo representa o comportamento desta variável, preservando suas características intrínsecas de reversão à média e sazonalidade. A linha composta pelos valores médios dos dados de previsão, é próxima do histórico utilizado para validação. Os valores do histórico de validação mantêm-se compreendidos dentro dos limites definidos pelos dados de previsão. Portanto, para os propósitos deste trabalho, considera-se que o modelo estocástico apresentado é adequado para prever o comportamento da capacidade média de geração do MRE ao longo da vida útil da usina hidrelétrica.

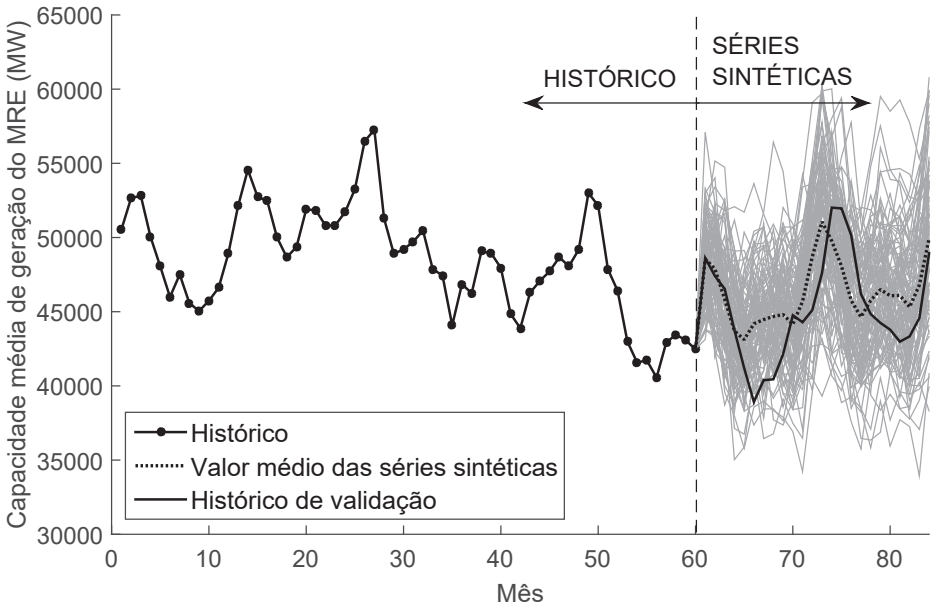

Figura 6.18 - Simulação para validação da capacidade média de geração do MRE.

6.1.10 Correlação

A Tabela 6.12 dispõe a matriz de correlação calculada para as seguintes variáveis: A – afluência (Usina Hidrelétrica de Xingó), V_N – velocidade do vento (Natal-RN), I – irradiância solar (Recife-PE), Ta – temperatura ambiente (Recife-RN), V_R – velocidade do vento (Recife-PE) e PLD (Submercado Nordeste). Como as correlações devem ser estimadas para o mesmo período de dados, foram utilizados os dados históricos do período de janeiro de 2004 a dezembro de 2012, para todas as variáveis.

Tabela 6.12 - Matriz de correlação I: afluência (Usina Hidrelétrica de Xingó), velocidade do vento (Natal-RN), irradiância solar (Recife-PE), temperatura ambiente (Recife-RN), velocidade do vento (Recife-PE) e PLD (Submercado Nordeste).

Variáveis	A	V_N	I	Ta	V_R	PLD
A	1,0000	-0,3815	0,1171	0,6025	-0,1283	-0,2380
V_N	-0,3815	1,0000	0,2703	-0,1332	0,7148	0,0867
I	0,1171	0,2703	1,0000	0,6478	0,6141	0,1909
Ta	0,6025	-0,1332	0,6478	1,0000	0,3439	0,0493
V_R	-0,1283	0,7148	0,6141	0,3439	1,0000	0,1787
PLD	-0,2380	0,0867	0,1909	0,0493	0,1787	1,0000

Com relação à Tabela 6.12 pode-se observar:

- A correlação de $-0,2380$ entre as variáveis afluência e PLD confirma o fato já conhecido de que o preço da energia tende a cair em épocas de chuva e subir em épocas de seca, demonstrando a correlação negativa entre as variáveis.

- A correlação de $-0,3815$ entre as variáveis afluência e velocidade do vento (Natal-RN) e a correlação de $-0,1283$ entre as variáveis afluência e velocidade do vento (Recife-PE) refletem a complementaridade existente entre as fontes hidro e eólica, ou seja, possuem correlação negativa. Quando se tem muita afluência, tem-se pouco vento e vice-versa. Este fato traz o benefício técnico de complementaridade de geração de energia e o benefício econômico de redução de risco de investimento quando da formação de portfólios.

- A baixa correlação de $0,1171$ entre as variáveis afluência e irradiância solar também demonstra a presença de complementaridade entre as fontes hidro e solar.

- A correlação de $0,6141$ entre as variáveis irradiância solar (Recife-PE) e velocidade do vento (Recife-PE) indica que as variáveis possuem dependência linear. Além disto, para a mesma localidade, esta correlação também indica que as variáveis possuem sazonalidade semelhante.

- A correlação de $0,6478$ entre as variáveis irradiância solar e temperatura ambiente indica a dependência que a temperatura ambiente, e consequentemente a temperatura do painel fotovoltaico, têm em relação à irradiância solar. De fato, quanto maior a irradiância incidente no painel maior é sua temperatura, pois o mesmo recebe mais energia térmica do sol. Observa-se que apesar das variáveis possuírem alta correlação, os efeitos provocados na geração solar são inversos, pois a potência gerada aumenta com a irradiância solar e diminui com a temperatura.

- A correlação de $0,7148$ entre as variáveis velocidade do vento (Natal-RN) e velocidade do vento (Recife-PE) confirma que o comportamento do vento entre as duas localidades é semelhante.

A Tabela 6.13 dispõe a matriz de correlação calculada para as seguintes variáveis: $G_{SE/CO}$ – capacidade de geração do submercado Sudeste/Centro-Oeste, G_S – capacidade de geração do submercado Sul, G_{NE} – capacidade de geração do submercado Nordeste e G_N – capacidade de geração do submercado Norte. Foram utilizados os dados históricos do período de janeiro de 2007 a dezembro de 2016.

Tabela 6.13 - Matriz de correlação II: capacidade de geração do submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

Variáveis	$G_{SE/CO}$	G_S	G_{NE}	G_N
$G_{SE/CO}$	1,0000	-0,3184	0,5548	0,1094
G_S	-0,3184	1,0000	-0,4794	-0,3240
G_{NE}	0,5548	-0,4794	1,0000	-0,1166
G_N	0,1094	-0,3240	-0,1166	1,0000

Na Tabela 6.13 observa-se que a maioria das correlações são negativas, o que indica que a geração de energia entre os submercados é complementar. Este fato beneficia a redução do risco hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do MRE.

Outra forma de ilustrar a correlação existente entre as variáveis é através da comparação dos índices de sazonalidade[2], como ilustra a Figura 6.19 e a Figura 6.20. Observa-se que o comportamento dos índices também refletem a correlação das variáveis apresentadas.

A Figura 6.21 apresenta simulação para as variáveis afluência (Usina Hidrelétrica de Xingó) e velocidade do vento (Natal-RN) através da implementação da decomposição de Cholesky na realização dos sorteios de Monte Carlo. A estimativa dos parâmetros da modelagem estocástica de cada variável foi realizada para o histórico do período de janeiro de 2003 a dezembro de 2012. Para cada variável, os valores simulados foram normalizados pelo valor médio.

Observa-se na Figura 6.21 que a complementaridade entre a afluência e a velocidade do vento é preservada após a geração das séries de previsão, o que valida a metodologia utilizada.

[2]Valor numérico utilizado para avaliar as tendências sazonais.

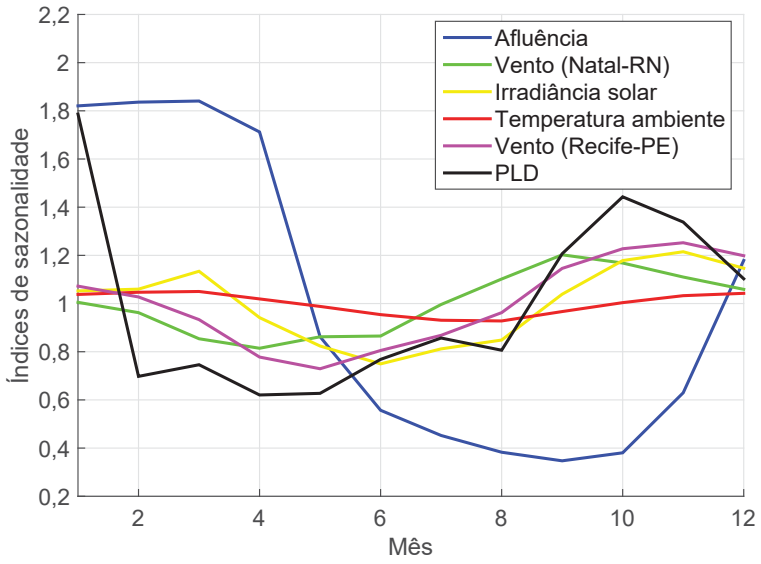

Figura 6.19 - Índices de sazonalidade I: afluência (Usina Hidrelétrica de Xingó), velocidade do vento (Natal-RN), irradiância solar (Recife-PE), temperatura do painel (Recife-RN), velocidade do vento (Recife-PE) e PLD (Submercado Nordeste).

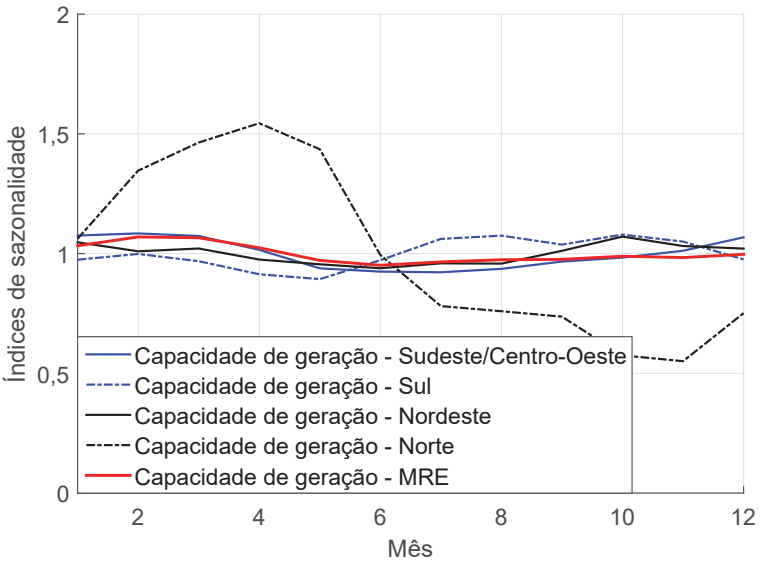

Figura 6.20 - Índices de sazonalidade II: capacidade de geração do submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

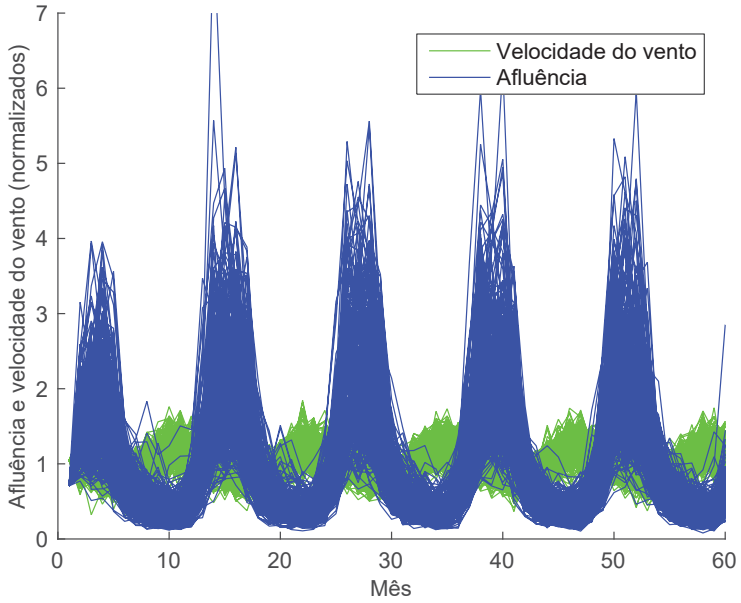

Figura 6.21 - Correlação entre afluência e velocidade do vento.

6.2 Viabilidade econômica: hidrelétrica

Realizou-se estudo de caso considerando a Hidrelétrica de Xingó, instalada no Rio São Francisco entre os estados de Alagoas e Sergipe. A comercialização da energia será realizada no Ambiente de Contratação Regulado, utilizando o preço definido em leilão. O fluxo de caixa será calculado considerando participação da usina no MRE. Os dados históricos da afluência foram obtidos no ONS. Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2012. A Tabela 6.14 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da variável.

Tabela 6.14 - Parâmetros estimados para afluência: Hidrelétrica de Xingó.

$\overline{A}$ (m^3/s)	2339,00
η_A	0,39
σ_A	0,21

A afluência média anual calculada a partir dos dados históricos é $2222{,}40 m^3/s$. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 360 meses (vida útil da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, a afluência média anual obtida é

2245,60m^3/s. A Tabela 6.15 dispõe as premissas técnicas e econômicas utilizadas na simulação.

Tabela 6.15 - Premissas: Hidrelétrica de Xingó.

Potência Instalada	3162,00MW
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3% do total de geração
Custo de Implantação	R$ 3.7 milhões/MW
Vida Útil do Projeto	30 anos
Queda Bruta	120m
Rendimento do Gerador	0,98
Rendimento da Turbina	0,96
Rendimento do Sistema de Adução	0,99
Preço da Energia	R$ 124,88/MWh (Valor médio da energia a ser vendida pelas hidrelétricas leiloadas pela ANEEL em 2015)
Prazo de Amortização	20 anos
Prazo de Carência	2 anos
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	igual ao custo de capital próprio
Taxa de Aplicação de Recursos (R_a)	igual ao custo de capital próprio
Taxa de Captação de Recursos (R_c)	igual ao custo de capital de terceiros
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
Tarifa de Energia de Otimização (TEO)	11,50 R$/$MWh$
Reserva Global de Reversão (RGR)	3% da Receita Líquida
CFURH	5,75 USD/MWh
P&D	1% da Receita Líquida
O&M	2% por ano do valor investido
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R$ 1,5/$kWmês$
Depreciação Linear	30 anos
Regime de tributação	Lucro Real

A Nota Técnica n° 89/2014-SRE/ANEEL (BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2014b) fornece dados de cálculo do custo de capital próprio (r_{CAPM}) e do custo de capital de terceiros (r_d) para empresas de geração no Brasil. Alguns dados utilizados neste trabalho foram retirados desta referência. A Tabela 6.16 dispõe os dados e os resultados de cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros.

Nesta simulação foi obtida potência média anual de 1955,70MW, o que corresponde ao fator de capacidade de 61,75%.

Tabela 6.16 - Custos de capital próprio e de terceiros: Hidrelétrica de Xingó.

Estrutura ótima de capital	
Capital Próprio (*equity*)	30%
Capital de Terceiros (*debt*)	70%
Custo de Capital Próprio	
Taxa livre de risco	4,59%
Prêmio de risco de Mercado	5,79%
Beta médio desalavancado (mercado de referência)	0,44
Alíquota de impostos (mercado brasileiro)	0%
Beta médio realavancado (mercado brasileiro)	1,47
Prêmio de risco país	3,52%
Inflação média EUA	2,47%
Custo de capital próprio (nominal)	16,60%
Custo de capital próprio (real)	13,79%
Custo de Capital de Terceiros	
Prêmio de risco de crédito	2,93%
Custo de capital de terceiros (nominal)	11,04%
Custo de capital de terceiros (real)	8,36%

6.2.1 Valor presente líquido: hidrelétrica

A distribuição de probabilidade do VPL é apresentada na Figura 6.22. Neste caso, o valor esperado do VPL ($E[VPL]$) é R$ 2124,10 milhões e o risco ($\sigma[VPL]$) é R$ 204,41 milhões. O risco é representado pelo desvio padrão em relação ao valor esperado. Observa-se que todos os valores do VPL são maiores que *zero*, indicando 100% de viabilidade econômica do projeto.

6.2.2 Taxa interna de retorno modificada: hidrelétrica

A distribuição de probabilidade da TIRM é apresentada na Figura 6.23. Neste caso, o valor esperado da TIRM ($E[TIRM]$) é 14,41%, o que é maior que a TMA adotada (13,79%). O risco da TIRM ($\sigma[TIRM]$) é 0,16%. Observa-se que todos os valores da TIRM são maiores que a TMA, indicando 100% de viabilidade econômica para este projeto.

6.2.3 *Payback* descontado: hidrelétrica

A distribuição de probabilidade do *payback* descontado é apresentada na Figura 6.24. Neste caso, o valor esperado do *payback* descontado ($E[payback]$) é 142,60 meses e o risco ($\sigma[payback]$) é 13,50 meses. Observa-se que todos os valores do *payback* são menores que a vida útil da usina, indicando 100% de viabilidade econômica do

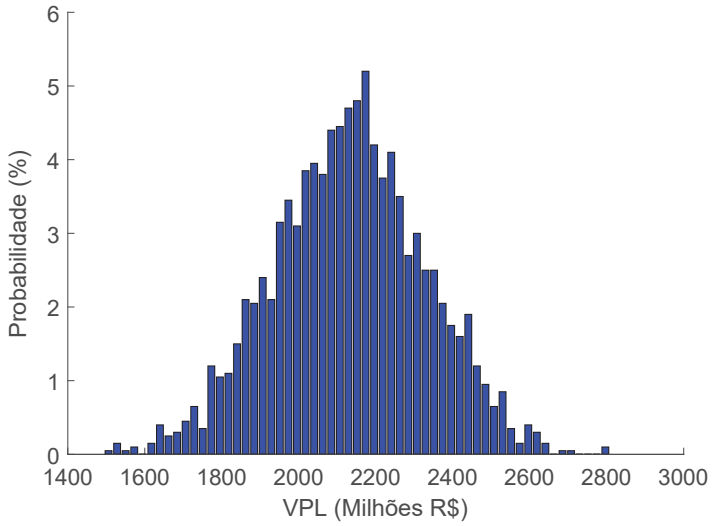

Figura 6.22 - Distribuição de probabilidade do VPL para Hidrelétrica de Xingó.

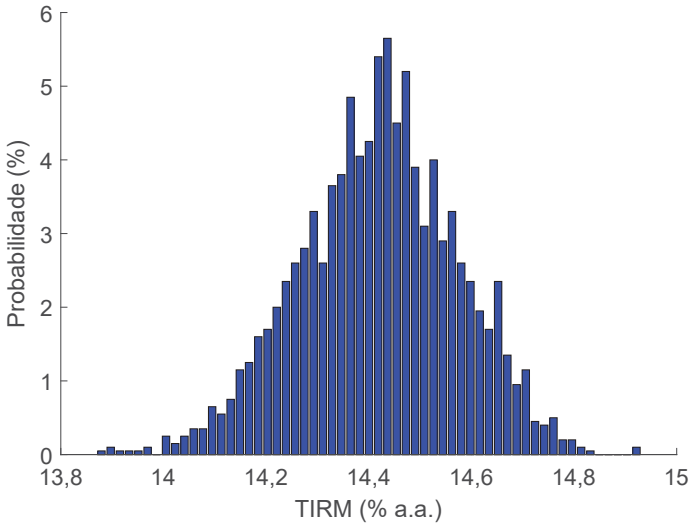

Figura 6.23 - Distribuição de probabilidade da TIRM para Hidrelétrica de Xingó.

projeto.

6.2.4 Participação no MRE

Com o objetivo de verificar o efeito do MRE na modelagem da hidrelétrica, foram realizadas simulações considerando a hidrelétrica participante e não participante do MRE, e os resultados são dispostos na Tabela 6.17. Observa-se na Tabela 6.17 que

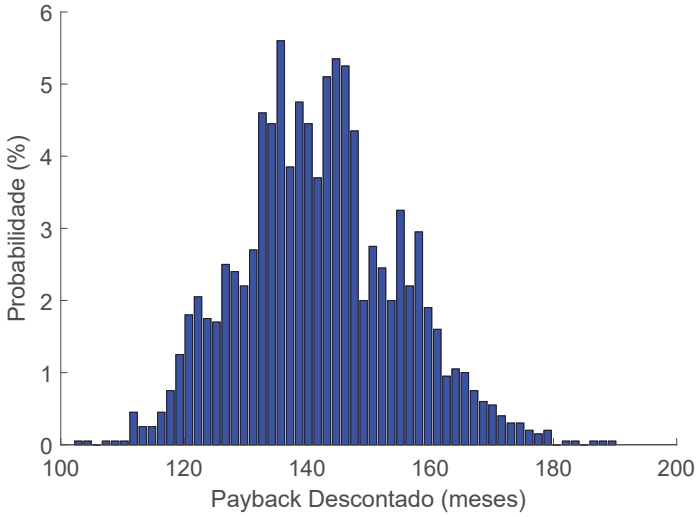

Figura 6.24 - Distribuição de probabilidade do *payback* descontado para Hidrelétrica de Xingó.

os três indicadores econômicos apontam para a diminuição do risco da hidrelétrica participante do MRE, o que de fato ocorre na prática.

Tabela 6.17 - Resultados de viabilidade econômica para a hidrelétrica participante e não participante do MRE.

Com participação no MRE		**Sem participação no MRE**	
E[VPL][a]	2124,10	E[VPL][a]	1720,60
σ[VPL][a]	204,41	σ[VPL][a]	342,46
E[TIRM][b]	14,41	E[TIRM][b]	13,74
σ[TIRM][b]	0,16	σ[TIRM][b]	0,26
E[*payback*][c]	142,60	E[*payback*][c]	171,11
σ[*payback*][c]	13,50	σ[*payback*][c]	29,17

[a] (Milhões R$)
[b] (%)
[c] (meses)

6.3 Viabilidade econômica: pequena central hidrelétrica (PCH)

Realizou-se estudo de caso considerando PCH fictícia instalada no Rio de Contas na localidade de Ipiaú, estado da Bahia. A comercialização da energia será realizada no Ambiente de Contratação Livre, sendo o montante contratado e o preço de venda da energia definidos no contrato bilateral.

Os dados históricos da afluência foram obtidos no Sistema de Informações Hidrológicas (HidroWeb) da Agência Nacional de Águas (ANA). Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2012. A Tabela 6.18 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da variável. A afluência média anual calculada a partir dos dados históricos é 37,1m^3/s. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 360 meses (vida útil da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, a afluência média anual obtida é 40,1m^3/s.

Tabela 6.18 - Parâmetros estimados para afluência: Ipiaú-BA.

$\overline{A}$ (m^3/s)	41,53
η_A	0,84
σ_A	0,66

Os dados históricos do PLD foram obtidos na CCEE. Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2006 a maio de 2017, do submercado Nordeste. A Tabela 6.19 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da variável. Nesta simulação foram utilizados os limites estabelecidos pela ANEEL em 2017 e empregados nas demais simulações. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 360 meses (vida útil da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, o PLD médio anual obtido é R$ 235,26/MWh.

Tabela 6.19 - Parâmetros estimados para o PLD: PCH.

$\overline{P}$ (R$/$$MWh$)	236,90
η_P	0,13
σ_P	0,41
ϕ	0,39
$\overline{\kappa}$ (R$/$$MWh$)	224,79
γ (R$/$$MWh$)	222,94
Limite de salto (R$/$$MWh$)	229,35

Na decomposição de Cholesky, a correlação entre as variáveis afluência e PLD foi calculada utilizando os históricos de janeiro de 2005 a dezembro de 2012. A Tabela 6.20 dispõe as premissas técnicas e econômicas e a Tabela 6.21 dispõe os dados e os resultados de cálculo dos custos de capital. Nesta simulação foi obtida potência média anual de 14,95MW, o que corresponde ao fator de capacidade de 49,85%.

Tabela 6.20 - Premissas: PCH.

Potência Instalada	30,00MW
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3% do total de geração
Custo de Implantação	R$ 5 milhões/MW
Vida Útil do Projeto	30 anos
Queda Bruta	50m
Rendimento do Gerador	0,95
Rendimento da Turbina	0,90
Rendimento do Sistema de Adução	0,99
Montante Contratado	15,00MW
Preço de Contrato	R$ 207,64/MWh (21° Leilão de Energia Nova da ANEEL em abril de 2015)
Prazo de Amortização	20 anos
Prazo de Carência	2 anos
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	igual ao custo de capital próprio
Taxa de Aplicação de Recursos (R_a)	igual ao custo de capital próprio
Taxa de Captação de Recursos (R_c)	igual ao custo de capital de terceiros
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
O&M	3% por ano do valor investido
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R$ 1,5/$kWmês$
Depreciação Linear	30 anos
Regime de tributação	Lucro Presumido

Tabela 6.21 - Custos de capital próprio e de terceiros: PCH.

Estrutura ótima de capital	
Capital Próprio (*equity*)	30%
Capital de Terceiros (*debt*)	70%
Custo de Capital Próprio	
Taxa livre de risco	4,59%
Prêmio de risco de Mercado	5,79%
Beta médio desalavancado (mercado de referência)	0,44
Alíquota de impostos (mercado brasileiro)	0%
Beta médio realavancado (mercado brasileiro)	1,47
Prêmio de risco país	3,52%
Inflação média EUA	2,47%
Custo de capital próprio (nominal)	16,60%
Custo de capital próprio (real)	13,79%
Custo de Capital de Terceiros	
Prêmio de risco de crédito	2,93%
Custo de capital de terceiros (nominal)	11,04%
Custo de capital de terceiros (real)	8,36%

6.3.1 Valor presente líquido: PCH

A distribuição de probabilidade do VPL é apresentada na Figura 6.25, onde as cores azul e vermelha indicam viabilidade e inviabilidade econômica, respectivamente. Neste caso, o valor esperado do VPL ($E[VPL]$) é R$ 15,70 milhões e o risco ($\sigma[VPL]$) é R$ 11,60 milhões. O risco é representado pelo desvio padrão em relação ao valor esperado. Assim, observa-se que o $E[VPL]$ indica a viabilidade econômica deste projeto ($E[VPL] \geq 0$).

De acordo com o VaR calculado, para nível de confiança de 95%, o investidor estaria exposto a perda máxima de R$ 3,90 milhões. O $CVaR$ é R$ 9,80 milhões, o que corresponde à média dos valores que excedem o VaR.

Em termos de probabilidade, o projeto tem 92,40% de chance de viabilidade contra 7,60% de inviabilidade, ou seja, 92,40% dos valores do VPL são maiores ou iguais à *zero* e 7,60% dos valores do VPL são menores que *zero*.

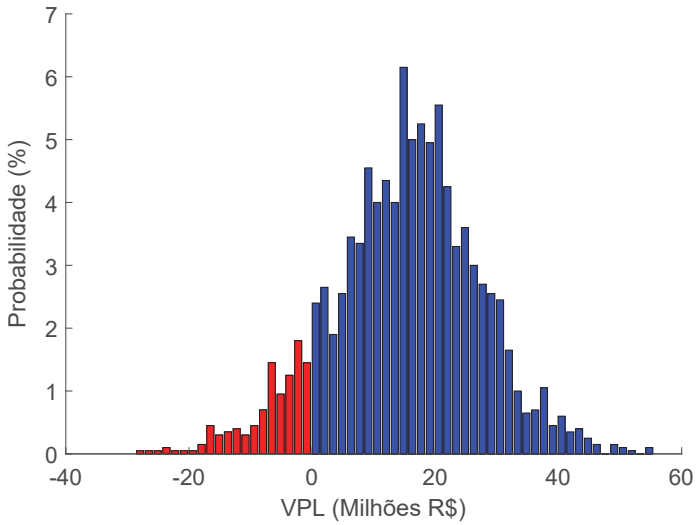

Figura 6.25 - Distribuição de probabilidade do VPL para PCH.

6.3.2 Taxa interna de retorno modificada: PCH

A distribuição de probabilidade da TIRM é apresentada na Figura 6.26. A parte do histograma na cor azul corresponde aos valores maiores que a TMA, a qual indica viabilidade econômica. Enquanto que a parte na cor vermelha corresponde

aos valores menores que a TMA, indicando inviabilidade econômica. Neste caso, o valor esperado da TIRM ($E[TIRM]$) é 13,99%, que é maior que a TMA adotada (13,79%). O risco da TIRM ($\sigma[TIRM]$) é 0,57%.

Em termos de probabilidade, o projeto tem 65,3% de possibilidade de aceitação contra 34,70% de não aceitação, ou seja, 65,3% dos valores da TIRM são maiores ou iguais à TMA e 34,70% dos valores da TIRM são menores que a TMA.

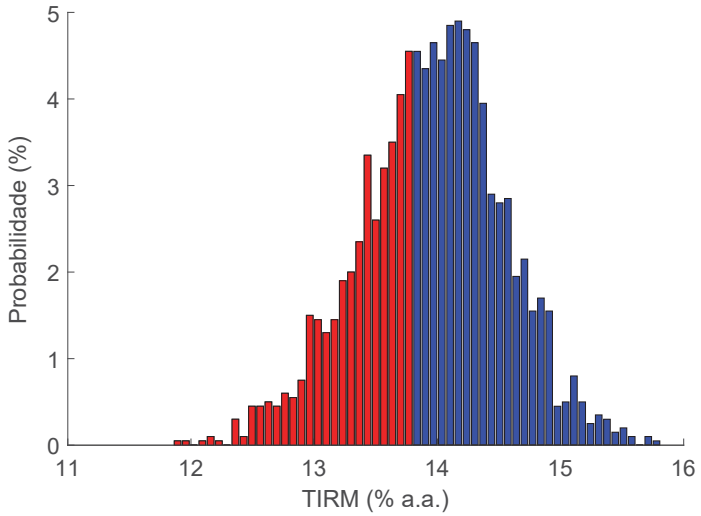

Figura 6.26 - Distribuição de probabilidade da TIRM para PCH.

Observa-se que os dois indicadores econômicos, VPL e TIRM, apontam para a viabilidade do projeto. Contudo, todos os resultados devem ser analisados cuidadosamente para garantir maior probabilidade de sucesso na tomada de decisão. Assim, o investidor pode decidir com base em seu perfil de risco.

6.3.3 *Payback* descontado: PCH

A distribuição de probabilidade do *payback* descontado é apresentada na Figura 6.27, onde a cor azul representa os valores menores que a vida útil do projeto (360 meses) e, portanto, viabilidade econômica. Por outro lado, a cor vermelha representa os valores maiores que a vida útil do projeto e, portanto, inviabilidade econômica. Neste caso, o valor esperado do *payback* descontado é 194 meses e o risco é 133 meses.

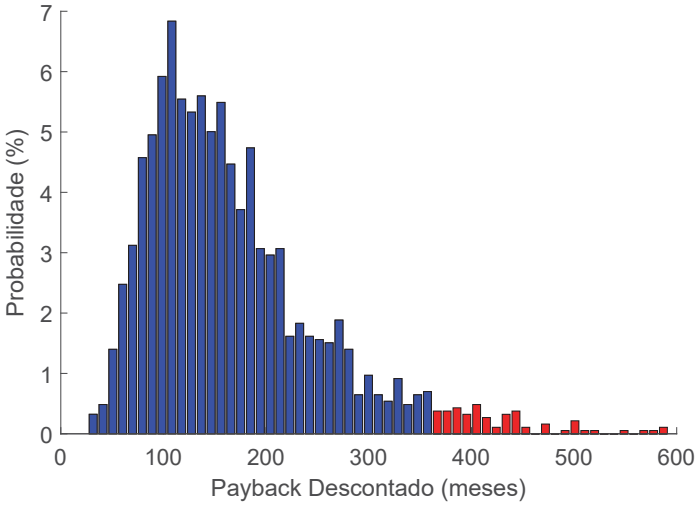

Figura 6.27 - Distribuição de probabilidade do *payback* descontado para PCH.

6.3.4 Análise de sensibilidade: PCH

Para esta análise, as seguintes variáveis foram consideradas: Custo Unitário de Implantação (R$/$MW$), Financiamento (%), Vida Útil (anos), Montante Contratado (MW) e Preço da Energia definido no contrato (R$/$MWh$).

6.3.4.1 Custo unitário de implantação: PCH

O custo de implantação da usina é composto por diversos desembolsos provenientes dos seguintes itens: projetos, licenças, consultorias, terrenos, obras civis, equipamentos da usina, subestação, linha de transmissão e outros. Seu valor depende do tamanho da usina, das dificuldades impostas pelo terreno, da sofisticação dos equipamentos e outros, que produzem impacto no fluxo de caixa do projeto.

Nas Figura 6.28 e Figura 6.29 são apresentados os resultados de sensibilidade do VPL e da TIRM, respectivamente, para o custo de implantação variando de R$ 3 milhões/MW a 7 milhões/MW.

Observa-se na Figura 6.28 que o $E[VPL]$ decresce linearmente com o aumento do custo de implantação e seu $\sigma[VPL]$ permanece constante. De fato, o custo de implantação da usina representa desembolso, ou seja, saída de caixa, e quanto maior o seu valor menor é a probabilidade de sucesso do projeto. Já o $\sigma[VPL]$ representa o risco do projeto, que constata-se não ser sensível ao custo inicial do empreendi-

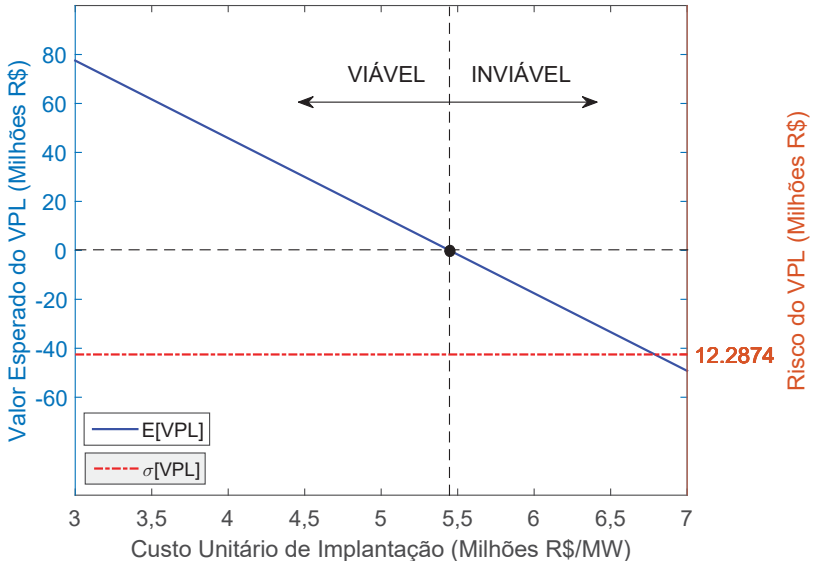

Figura 6.28 - $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: PCH.

mento, ou seja, permanece constante e igual a R$ 11,40 milhões. O custo unitário de implantação é utilizado para calcular o investimento inicial. Os dados contidos na Tabela 5.5 indicam que o investimento inicial é subtraído no final do fluxo de caixa. Após esta subtração, nenhuma outra operação matemática é realizada, o que garante relação linear entre o fluxo de caixa e o custo unitário de implantação. Além disto, esta relação linear é preservada após o cálculo do VPL (em (3.21)). Isso pode ser observado, na Figura 6.28, pelo comportamento linear das curvas do $E[NPV]$. Em outras palavras, as mudanças no custo unitário de implantação causam variações lineares nos valores de VPL e, consequentemente, o desvio padrão (risco) permanece com valor constante. Este fato indica que o valor percentual do $\sigma[VPL]$ em relação ao $E[VPL]$ aumenta, indicando o aumento do risco.

Considerando as premissas adotadas, o VPL indica que o projeto é viável ($E[VPL] \geq 0$) para valores de custo de implantação menores que R$ 5,45 milhões.

Observa-se na Figura 6.29 que o $E[TIRM]$ tem decrescimento linear com o aumento do custo de implantação. O $\sigma[TIRM]$ tem decrescimento inicial, atinge ponto de mínimo e depois cresce. Apesar deste comportamento, observa-se que as variações do risco permanecem dentro da faixa de aproximadamente 0,10%, ou seja, praticamente não sofre influência do custo de implantação (igualmente ao $\sigma[VPL]$).

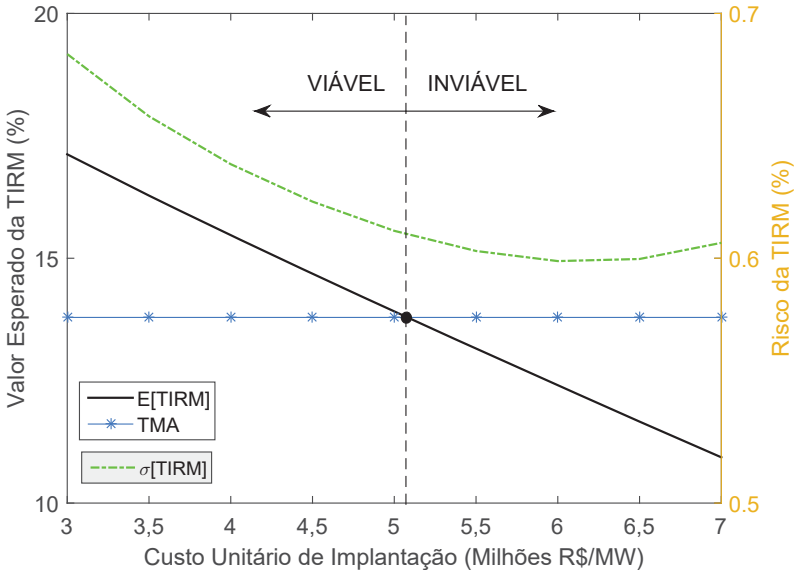

Figura 6.29 - $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: PCH.

Considerando as premissas adotadas, a TIRM indica que o projeto é viável ($E[TIRM] \geq TMA$) para valores de custo de implantação menores que R$ 5,10 milhões. Portanto, constata-se que os valores esperados do VPL e da TIRM diminuem com o aumento do custo unitário de implantação. E, em relação ao risco, permanecem constante (em termos nominais). Vale ressaltar que o limite da viabilidade apontado pelos dois indicadores, VPL e TIRM, são próximos.

6.3.4.2 Financiamento: PCH

A estrutura de capital do empreendimento pode advir de duas fontes: capital próprio e/ou capital de terceiros (financiamento). Variações na estrutura de capital afetam diretamente o resultado financeiro do projeto. No Brasil, a principal fonte de financiamento para investimentos em infra-estrutura é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O comportamento do VPL e da TIRM em função do percentual financiado, com variação de 0% a 70%[3], é apresentado nas Figura 6.30 e Figura 6.31, respectivamente.

Na Figura 6.30 observa-se que $E[VPL]$ diminui com o aumento do percentual financiado, indicando que o financiamento traz impacto negativo para o fluxo de caixa

[3]Em 2017, o limite máximo de participação do BNDES para financiamento de projetos com PCH é de 70%.

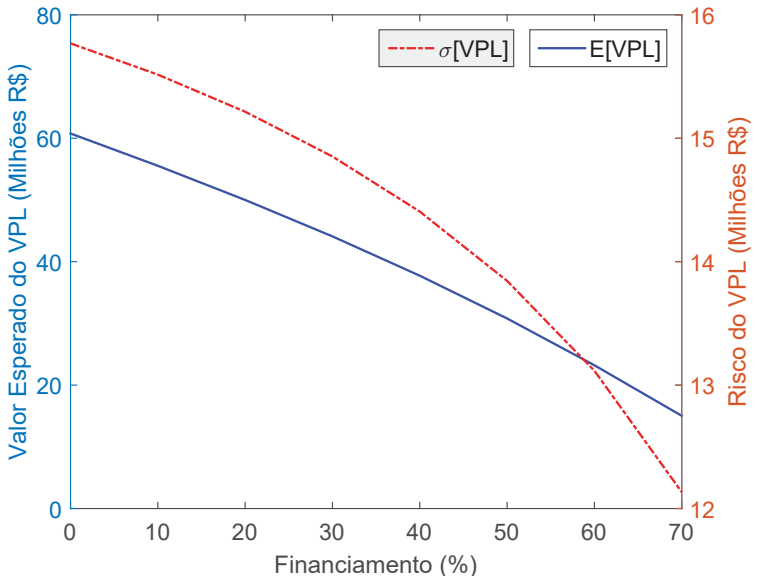

Figura 6.30 - $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do financiamento: PCH.

do projeto, uma vez que os juros e as amortizações serão maiores. Mas, o fator de maior influência neste resultado é a taxa de desconto, pois a mesma aumenta com o aumento da alavancagem e faz com que o VPL seja menor. O $\sigma[VPL]$ diminui em valor absoluto, mas aumenta em valor percentual relativo ao $E[VPL]$, indicando o aumento do risco.

Considerando as premissas adotadas, o VPL indica que o projeto é viável ($E[VPL] \geq 0$) para qualquer percentual de financiamento dentro da faixa de 0% a 70%.

A Figura 6.31 indica que o $E[TIRM]$ e a TMA aumentam com o percentual do financiamento. De fato, a R_a e a TMA são iguais ao custo de capital próprio que depende do beta (Seção 3.2.4). E, o valor do beta depende diretamente do nível de alavancagem da empresa. Nestas condições, o aumento do $E[TIRM]$ não significa benefício econômico, pois a TMA possui taxa de crescimento maior. Portanto, pode-se concluir que o VPL e a TIRM apresentaram comportamento semelhante perante a alavancagem da empresa, ou seja, ambos apontam para a diminuição da viabilidade com o aumento do financiamento.

Observa-se na Figura 6.31 que o $\sigma[TIRM]$, como está representado em termos percentuais (relativo ao $E[TIRM]$), apresenta comportamento crescente, indicando que o projeto torna-se mais arriscado quanto maior o financiamento. Mas, por outro

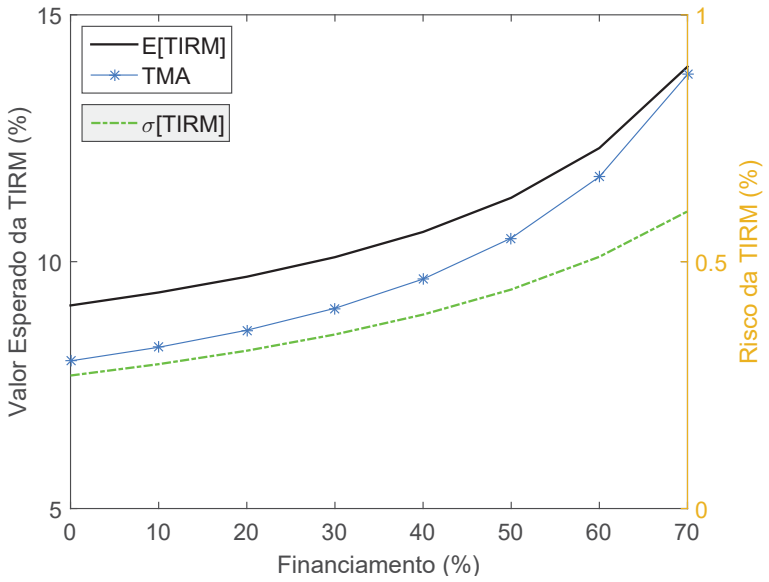

Figura 6.31 - $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do financiamento: PCH.

lado, sua variação permanece dentro da faixa de 0,5%. O comportamento da TIRM está intrinsecamente relacionado com as taxas de captação e aplicação de recursos adotadas. Dependendo dos valores destas taxas, a TIRM poderá apresentar outro comportamento.

Considerando as premissas adotadas, a TIRM indica que o projeto é viável ($E[TIRM] \geq TMA$) para qualquer percentual de financiamento dentro da faixa de 0% a 70%.

6.3.4.3 Vida útil: PCH

De acordo com a referência (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRA S.A. (ELETROBRÁS), 2000), no âmbito do planejamento da expansão do setor elétrico, a vida útil econômica de usinas hidroelétricas é da ordem de 50 anos, porém a depreciação do investimento é realizada em 30 anos. O tempo de vida útil dependerá também do processo de manutenção ao longo dos anos.

Para verificar os efeitos do tempo no fluxo de caixa, analisou-se o comportamento da viabilidade econômica da usina considerando que a vida útil financeira possa variar de 10 anos a 35 anos. Para os casos em que a vida útil for menor que o prazo de financiamento definido na Tabela 6.20, o prazo será redefinido para ser igual à vida

útil. Desta forma, toda a dívida de financiamento estará quitada ao término do fluxo de caixa. As Figura 6.32 e Figura 6.33 apresentam o comportamento do VPL e da TIRM, respectivamente, em função da vida útil da usina.

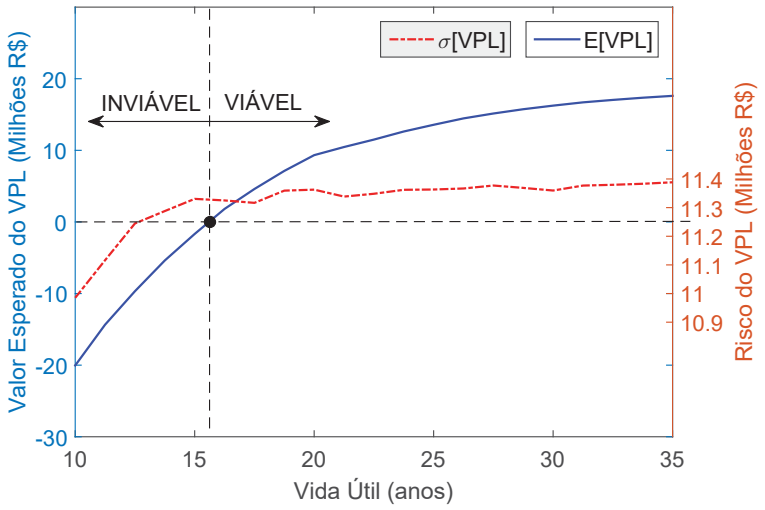

Figura 6.32 - $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função da vida útil: PCH.

Observa-se na Figura 6.32 que o projeto torna-se mais atraente conforme aumenta a vida útil, o que pode ser confirmado pelo aumento do $E[VPL]$ e estagnação do risco. De fato, quanto mais tempo a usina ficar em operação mais receitas entrarão no fluxo de caixa. A taxa de crescimento do $E[VPL]$ tende a diminuir refletindo o impacto do deslocamento do dinheiro no tempo, o que de fato acontece ao utilizar-se a técnica do VPL.

Para este caso, a vida útil mínima para que o projeto seja viável pelo critério do VPL é de aproximadamente 15,5 anos, ou seja, o tempo necessário para que o $E[VPL]$ se torne maior que *zero*.

Na Figura 6.33 nota-se que o $E[TIRM]$ apresenta crescimento inicial mais acentuado tendendo a ter variações cada vez menores (estabilidade) a medida que a vida útil aumenta. E, em relação ao $\sigma[TIRM]$, o mesmo possui decaimento exponencial e também tende a se estabilizar. A tendência de estabilidade destes parâmetros é justificada pelo fato de que os fluxos de caixa mais extremos (mais longe do presente), quando trazidos a valor presente contribuem cada vez menos no resultado financeiro.

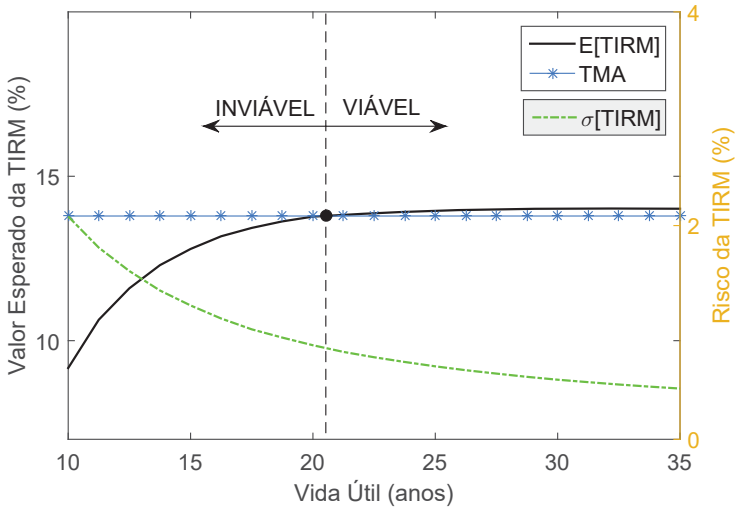

Figura 6.33 - $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função da vida útil: PCH.

Para este caso, a vida útil mínima para que o projeto seja viável pelo critério da TIRM é de aproximadamente 20,5 anos, ou seja, o tempo necessário para que o $E[TIRM]$ se torne maior que a TMA. Este tempo pode ter variação de acordo com a escolha do valor da TMA. Caso o investidor escolha TMA de 13%, observa-se que a vida útil mínima se torna igual a 15,5 anos, o que é igual ao encontrado no caso do VPL.

Assim, apesar da diferença na vida útil mínima para viabilidade, observa-se que ambos os indicadores, VPL e TIRM, apontam para o aumento da probabilidade de viabilidade econômica deste projeto.

6.3.4.4 Montante contratado: PCH

No ACL, os contratos bilaterais formalizam a compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado (*market players*). Nestes contratos são especificados o preço (Pc), o montante (M) e o prazo, os quais são livremente acordados sem interferência da CCEE.

Para esta análise, dois casos diferentes foram considerados: 1) Preço de venda da energia menor que a média do PLD simulado ($Pc < \overline{PLD}_{simulado}$); 2) Preço de venda da energia maior que a média do PLD simulado ($Pc > \overline{PLD}_{simulado}$). Foram consideradas variações no montante contratado de $10MW$ a $20MW$, porém não é

permitido negociar montante maior que a garantia física da usina. Neste trabalho, foi considerado que a garantia física é igual a potência média anual durante a vida útil da usina. A potência média anual obtida na simulação é de aproximadamente $15MW$. Portanto, o investidor deve negociar montantes menores que a garantia física.

Nesta simulação, o $\overline{PLD}_{simulado}$ obtido é de R$ 237,00/MWh. Assim, dois casos foram analisados: Pc = R$ 207,64/MWh (valor aproximadamente 12% menor que $\overline{PLD}_{simulado}$) e R$ 265,00/MWh (valor aproximadamente 12% maior que $\overline{PLD}_{simulado}$).

Os resultados para o primeiro caso (Pc = R$ 207,64/MWh) são apresentados nas Figura 6.34 e Figura 6.35, onde observa-se que o $E[VPL]$ e o $E[TIRM]$ diminuem com o aumento de M. De acordo com a expressão (5.9), a diferença entre a geração e o montante contratado deve ser liquidada no mercado *spot* ao preço PLD. Como o $\overline{PLD}_{simulado}$ é maior que Pc, a receita bruta diminui, pois a sobra de geração (que é vendida ao preço PLD) é cada vez menor.

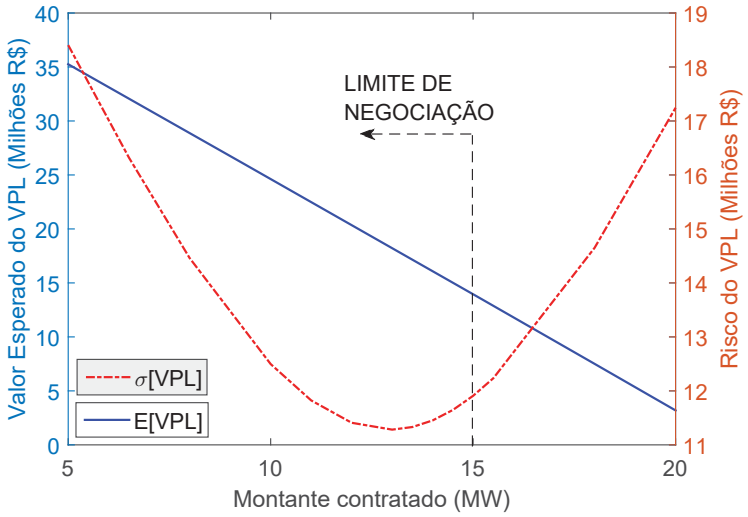

Figura 6.34 - $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do montante contratado: $Pc < \overline{PLD}_{simulado}$: PCH.

Nas Figura 6.34 e Figura 6.35, o comportamento do $\sigma[VPL]$ apresenta que o risco do projeto é menor para montantes próximos à garantia física, pois desta forma há menos exposição ao mercado *spot*, que é de alto risco. Assim, o investidor fica

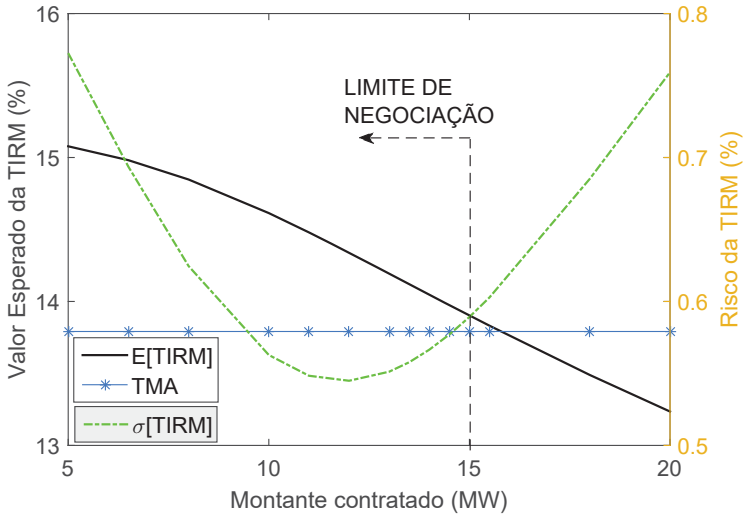

Figura 6.35 - $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do montante contratado: $Pc < \overline{PLD}_{simulado}$: PCH.

exposto a menor risco financeiro quando negocia montantes próximos à garantia física da usina.

Os resultados para o segundo caso (Pc = R\$ 265,00/MWh) são apresentados nas Figura 6.36 e Figura 6.37, onde observa-se que o $E[VPL]$ e o $E[TIRM]$ aumentam com o aumento de M. De acordo com a expressão (5.9), a diferença entre a geração e o montante contratado deve ser liquidada no mercado *spot* ao preço PLD. Como o $\overline{PLD}_{simulado}$ é menor que Pc, a receita bruta aumenta, pois a sobra de geração (que é vendida ao preço PLD) é cada vez menor. O $\sigma[VPL]$ apresenta o mesmo comportamento descrito no primeiro caso. Para ambos os casos, tanto o VPL como a TIRM indicam que o projeto é viável para todos os valores de M dentro do limite de negociação.

6.3.4.5 Preço da energia: PCH

O preço de venda da energia definido no contrato bilateral é livremente negociado entre os agentes de mercado. As simulações foram realizadas para faixa de valores de R\$ 140/MWh a R\$ 240/MWh. Os resultados são apresentados nas Figura 6.38 e Figura 6.39, onde observa-se que o aumento do preço de venda da energia definido no contrato bilateral melhora significativamente o resultado econômico do projeto. Ambos os indicadores econômicos, VPL e TIRM, apontam para o aumento do valor esperado e diminuição do risco.

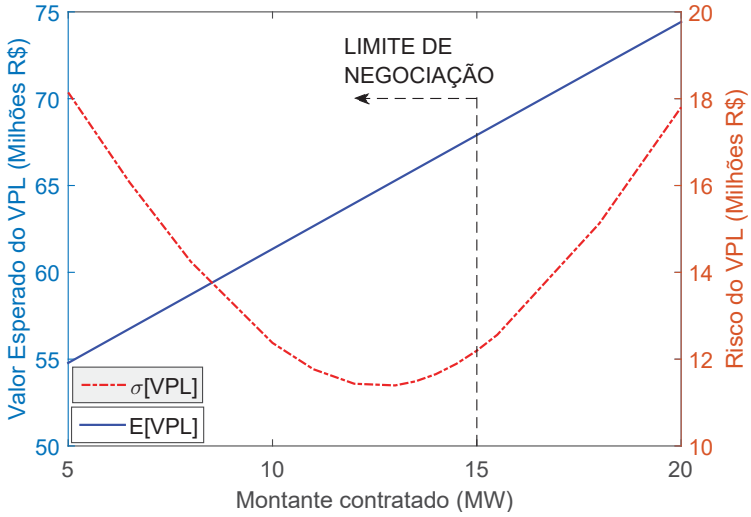

Figura 6.36 - $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do montante contratado: $Pc > \overline{PLD}_{simulado}$: PCH.

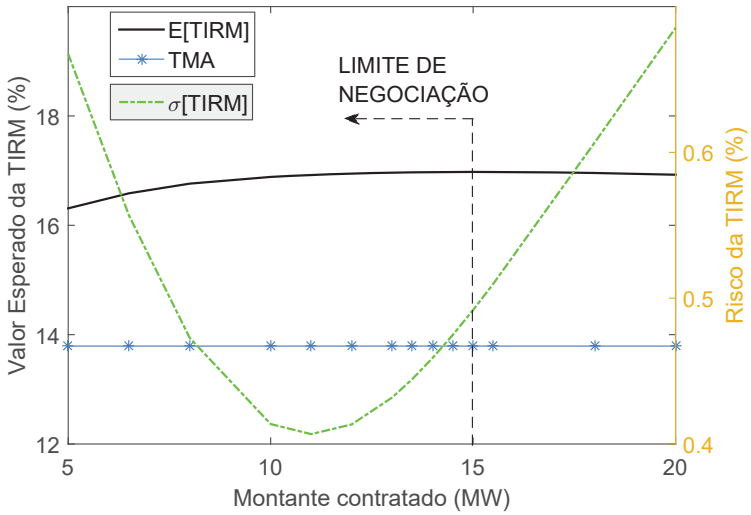

Figura 6.37 - $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do montante contratado: $Pc > \overline{PLD}_{simulado}$: PCH.

Na Figura 6.38, observa-se que o custo unitário de geração que torna o $E[VPL] > 0$ é de R$ 191,00/MWh, e na Figura 6.39, o valor do custo unitário que torna o $E[TIRM] > TMA$ é de R$ 204,00/MWh. Se a TMA adotada fosse de 13% o custo unitário de geração indicado pela TIRM seria igual a R$ 191,00/MWh, o que é igual ao encontrado no caso do VPL.

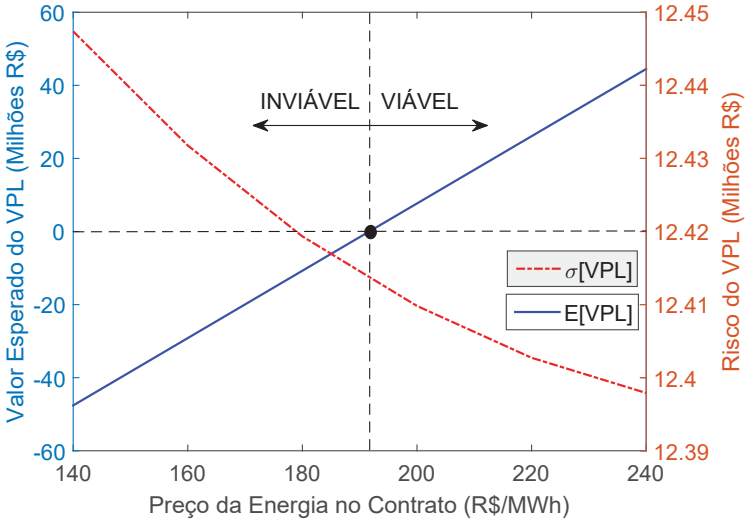

Figura 6.38 - $E[VPL]$ e $\sigma[VPL]$ em função do preço da energia: PCH.

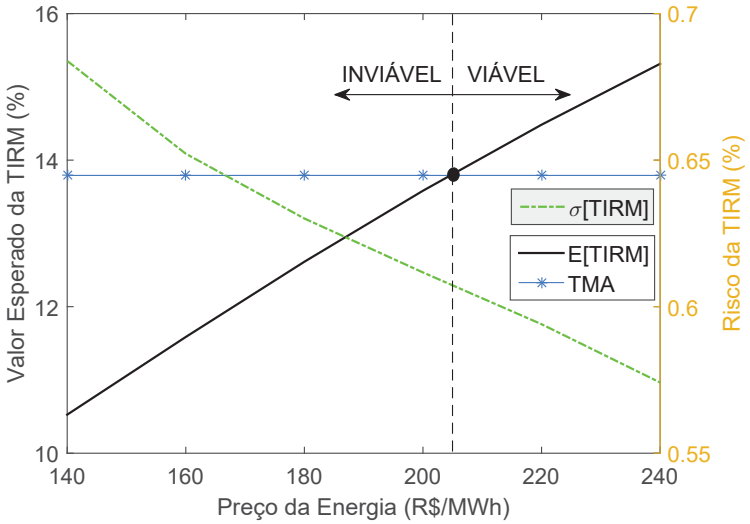

Figura 6.39 - $E[TIRM]$ e $\sigma[TIRM]$ em função do preço da energia: PCH.

6.4 Viabilidade econômica: usina eólica

Realizou-se estudo de caso considerando usina eólica fictícia instalada na cidade de Natal, estado do Rio Grande do Norte. A comercialização da energia será realizada no Ambiente de Contratação Livre, sendo o montante contratado e o preço de venda da energia definidos no contrato bilateral.

Os dados históricos de velocidade do vento foram obtidos no Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2012. A Tabela 6.22 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da velocidade do vento considerando a altura de $100m$.

Tabela 6.22 - Parâmetros estimados para velocidade do vento: Natal-RN.

$\overline{V}$ (m/s)	8,08
η_V	0,77
σ_V	1,18

A velocidade média anual do vento calculada a partir dos dados históricos é $8{,}08m/s$. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, a velocidade média anual do vento obtida é $8{,}07m/s$.

Os dados históricos do PLD foram obtidos na CCEE. Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2006 a maio de 2017, do submercado Nordeste. A Tabela 6.23 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da variável. Nesta simulação foram utilizados os limites estabelecidos pela ANEEL em 2017 e empregados nas demais simulações. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, o PLD médio anual obtido é R$ $234{,}56/MWh$.

Tabela 6.23 - Parâmetros estimados para o PLD: Usina Eólica.

$\overline{P}$ (R\$/MWh)	236,90
η_P	0,13
σ_P	0,41
ϕ	0,39
$\overline{\kappa}$ (R\$/MWh)	224,79
γ (R\$/MWh)	222,94
Limite de salto (R\$/MWh)	229,35

Para a decomposição de Cholesky, a correlação entre as variáveis velocidade do vento e PLD foi calculada utilizando os históricos do período de janeiro de 2005 a dezembro de 2012. A Tabela 6.24 dispõe as premissas técnicas e econômicas utilizadas

na simulação.

Tabela 6.24 - Premissas: Usina Eólica.

Potência Instalada	30,75MW
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3% do total de geração
Custo de Implantação	R$ 5,0/MW
Vida Útil do Projeto	25 anos
Altura da torre	100m
Comprimento de Rugosidade do terreno	0,8
Montante Contratado	13,00MW
Preço de Contrato	R$ 203,46/MWh (2° Leilão de Reserva da ANEEL em novembro de 2015)
Prazo de Amortização	18 anos
Prazo de Carência	2 anos
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	igual ao custo de capital próprio
Taxa de Aplicação de Recursos (R_a)	igual ao custo de capital próprio
Taxa de Captação de Recursos (R_c)	igual ao custo de capital de terceiros
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
O&M	1,3% do investimento inicial
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R$ 1,5/$kWmês$
Arrendamento do Terreno	1% da Receita Bruta
Depreciação Linear	30 anos
Regime de tributação	Lucro Presumido

A Tabela 6.25 dispõe os resultados de cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros. Nesta simulação foi obtida potência média anual de 13,24MW, o que corresponde ao fator de capacidade de 43,06%.

6.4.1 Valor presente líquido: usina eólica

A distribuição de probabilidade do VPL é apresentada na Figura 6.40, onde as cores azul e vermelha indicam viabilidade e inviabilidade econômica, respectivamente. Neste caso, o valor esperado do VPL ($E[VPL]$) é R$ 9,13 milhões e o risco ($\sigma[VPL]$) é R$ 8,93 milhões. O risco é representado pelo desvio padrão em relação ao valor esperado. Assim, observa-se que o $E[VPL]$ indica a viabilidade econômica deste projeto ($E[VPL] \geq 0$).

De acordo com o VaR calculado, para nível de confiança de 95%, o investidor estaria exposto a perda máxima de R$ 5,90 milhões. O $CVaR$ é R$ 9,38 milhões, que

Tabela 6.25 - Custos de capital próprio e de terceiros: Usina Eólica.

Estrutura ótima de capital	
Capital Próprio (*equity*)	30%
Capital de Terceiros (*debt*)	70%
Custo de Capital Próprio	
Taxa livre de risco	4,59%
Prêmio de risco de Mercado	5,79%
Beta médio desalavancado (mercado de referência)	0,44
Alíquota de impostos (mercado brasileiro)	0%
Beta médio realavancado (mercado brasileiro)	1,47
Prêmio de risco país	3,52%
Inflação média EUA	2,47%
Custo de capital próprio (nominal)	16,60%
Custo de capital próprio (real)	13,79%
Custo de Capital de Terceiros	
Prêmio de risco de crédito	2,93%
Custo de capital de terceiros (nominal)	11,04%
Custo de capital de terceiros (real)	8,36%

corresponde à média dos valores que excedem o VaR. Em termos de probabilidade, o projeto tem 87,25% de chance de viabilidade contra 12,75% de inviabilidade, ou seja, 87,25% dos valores do VPL são maiores ou iguais à *zero* e 12,75% dos valores do VPL são menores que *zero*.

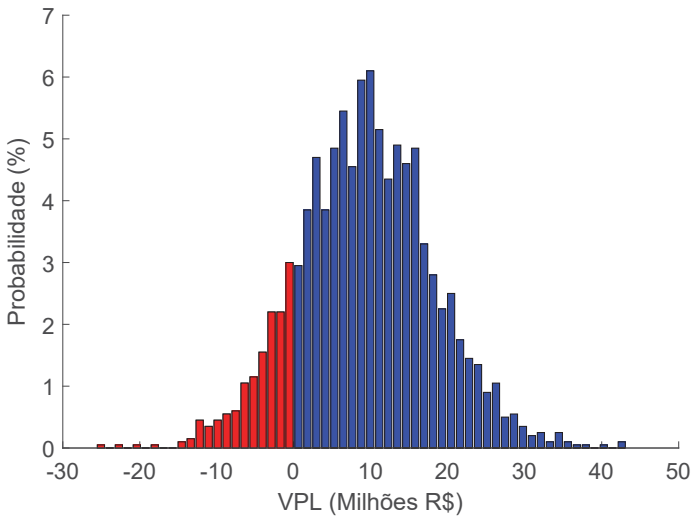

Figura 6.40 - Distribuição de probabilidade do VPL para Usina Eólica.

6.4.2 Taxa interna de retorno modificada: usina eólica

A distribuição de probabilidade da TIRM é apresentada na Figura 6.41. A parte do histograma na cor azul corresponde aos valores maiores que a TMA, a qual indica viabilidade econômica. Enquanto que a parte na cor vermelha corresponde aos valores menores que a TMA, indicando inviabilidade econômica. Neste caso, o valor esperado da TIRM ($E[TIRM]$) é 13,91%, que é maior que a TMA adotada (13,79%). O risco da TIRM ($\sigma[TIRM]$) é 0,58%.

Em termos de probabilidade, o projeto tem 57,10% de possibilidade de aceitação contra 42,90% de não aceitação, ou seja, 57,10% dos valores da TIRM são maiores ou iguais à TMA e 42,90% dos valores da TIRM são menores que a TMA. Observa-se que os dois indicadores econômicos, VPL e TIRM, apontam para a viabilidade do projeto. Contudo, todos os resultados devem ser analisados cuidadosamente para garantir maior probabilidade de sucesso na tomada de decisão. Assim, o investidor pode decidir com base em seu perfil de risco.

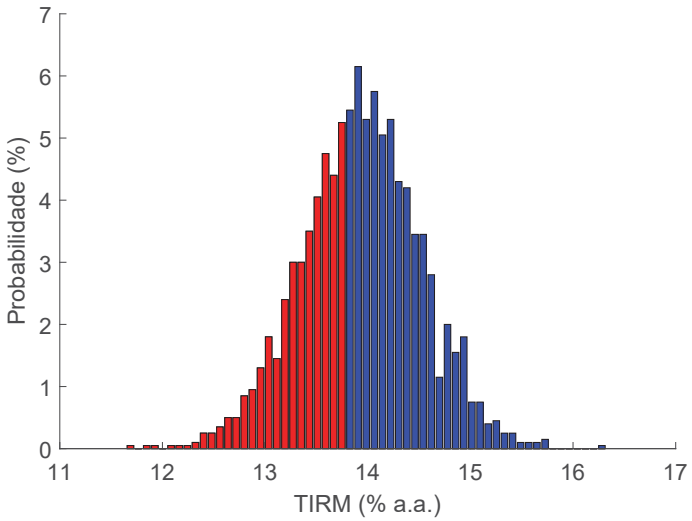

Figura 6.41 - Distribuição de probabilidade da TIRM para Usina Eólica.

6.4.3 *Payback* descontado: usina eólica

A distribuição de probabilidade do *payback* descontado é apresentada na Figura 6.42, onde a cor azul representa os valores menores que a vida útil do projeto (300 meses) e, portanto, viabilidade econômica. Por outro lado, a cor vermelha representa os valores

maiores que a vida útil do projeto e, portanto, inviabilidade econômica. Neste caso, o valor esperado do *payback* descontado é 222 meses e o risco é 118 meses.

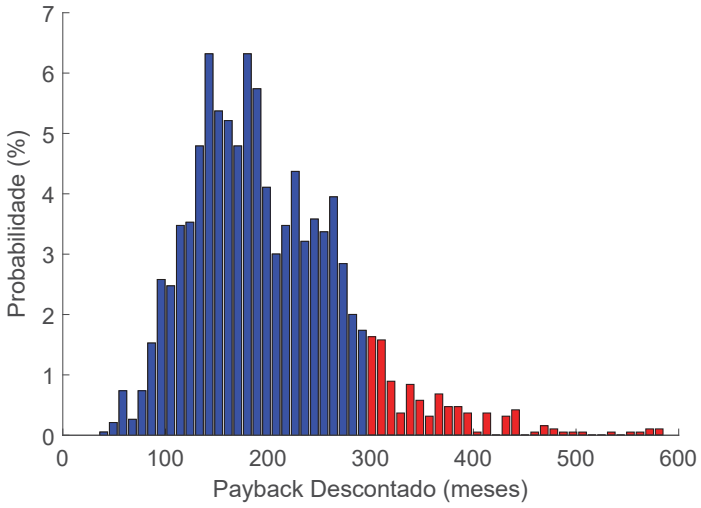

Figura 6.42 - Distribuição de probabilidade do *payback* descontado para Usina Eólica.

6.4.4 Análise de sensibilidade: usina eólica

Para esta análise, as seguintes variáveis foram consideradas: Altura da Torre (m), Custo Unitário de Implantação (R\$/MW), Financiamento (%), Vida Útil (anos), Montante Contratado (MW) e Preço da Energia definido no contrato (R\$/MWh). A variável altura da torre foi utilizada em todos os casos de análise de sensibilidade, onde foram considerados os valores $60m$, $80m$, $100m$ e $120m$.

A Tabela 6.26 dispõe os custos unitários de implantação utilizados para cada altura de torre, com exceção da Seção 6.4.4.1, onde o custo unitário de implantação é a variável analisada. Os demais dados são mantidos conforme disposto na Tabela 6.24.

Tabela 6.26 - Custo unitário de implantação em função da altura da torre.

Altura da torre (m)	60	80	100	120
Custo unitário de implantação (milhões R\$/MW)	4,0	4,5	5,0	5,5

A Tabela 6.27 apresenta os montantes contratados utilizados para cada altura de torre, com exceção da Seção 6.4.4.4, onde o montante contratado é a variável anali-

sada. Os demais dados são mantidos conforme disposto na Tabela 6.24.

Tabela 6.27 - Montante contratado em função da altura da torre.

Altura da torre (m)	60	80	100	120
Montante contratado (MW)	9,0	11,0	13,0	14,0

6.4.4.1 Custo unitário de implantação: usina eólica

Os resultados do VPL e da TIRM foram analisados para variações no custo unitário de implantação variando de R$ 3 milhões/MW a R$ 7 milhões/MW. As Figura 6.43 e Figura 6.44 apresentam o comportamento do $E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função do custo unitário de implantação. Observa-se na Figura 6.43 que o $E[VPL]$ decresce linearmente com o aumento do custo de implantação. Para cada altura de torre, é possível identificar o limite de viabilidade ($E[VPL] = 0$).

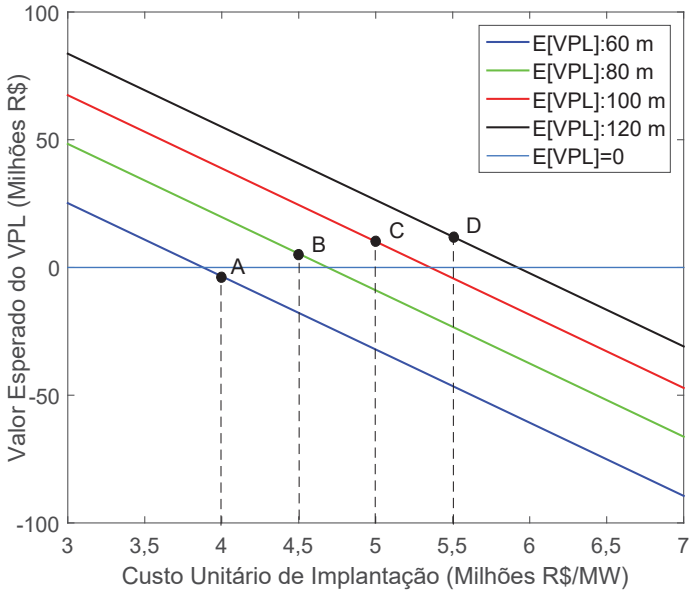

Figura 6.43 - $E[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Eólica.

A Figura 6.44 ilustra o valor do $\sigma[VPL]$, que permanece constante, independentemente do valor do custo de implantação, para as alturas de torre consideradas. O custo unitário de implantação é utilizado para calcular o investimento inicial. A

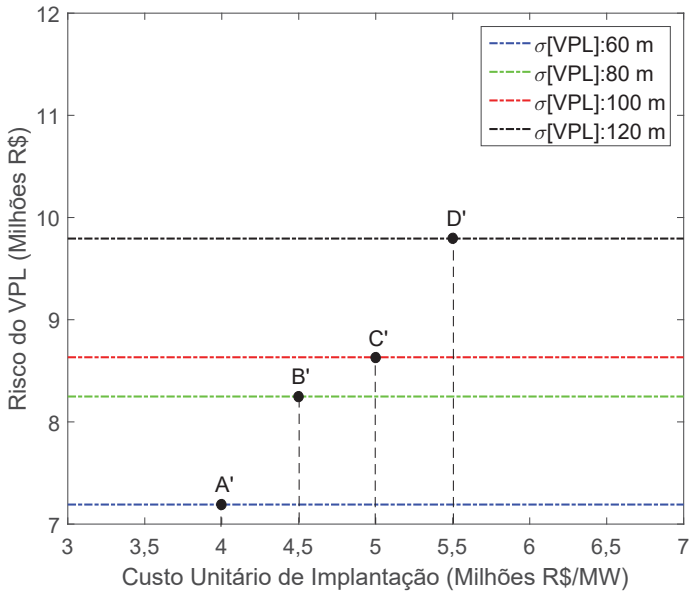

Figura 6.44 - $\sigma[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Eólica.

Tabela 5.5 demostra que o investimento inicial é subtraído no final do fluxo de caixa. Após esta subtração, nenhuma outra operação matemática é realizada, o que garante relação linear entre o fluxo de caixa e o custo unitário de implantação. Além disto, esta relação linear é preservada após o cálculo do VPL (em (3.21)). Isto pode ser observado, na Figura 6.43, pelo comportamento linear das curvas do $E[NPV]$. Em outras palavras, as mudanças no custo unitário de implantação causam variações lineares nos valores do VPL e, consequentemente, o desvio padrão (risco) permanece com valor constante. Este fato indica que o valor percentual do $\sigma[VPL]$ em relação ao $E[VPL]$ aumenta, indicando o aumento do risco.

Como os resultados das Figura 6.43 e Figura 6.44 apresentam inúmeras possibilidades de análise, o investidor precisa conhecer o custo de implantação associado com cada altura de torre. Como exemplo, a Tabela 6.28 dispõe os resultados para os pontos marcados nas Figura 6.43 e Figura 6.44. Neste caso, cada custo de implantação está associado a um valor de $E[VPL]$ e a um valor de $\sigma[VPL]$. Assim, o investidor escolhe a altura da torre com base nos resultados apresentados.

As Figura 6.45 e Figura 6.46 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente. Observa-se na Figura 6.45 que o $E[TIRM]$ tem decrescimento, aproximadamente linear, com o aumento do custo de implantação. Para cada

Tabela 6.28 - Descrição dos pontos marcados nas Figura 6.43 e Figura 6.44.

Altura da torre (m)	60	80	100	120
Pontos	A e A'	B e B'	C e C'	D e D'
Custo de implantação (milhões de R\$/MW)	4,0	4,5	5,0	5,5
$E[VPL]$ (milhões de R\$)	-3,5	5,4	10,1	12,1
$\sigma[VPL]$ (milhões de R\$)	7,2	8,2	8,6	9,8

altura de torre, é possível identificar o limite de viabilidade ($E[TIRM] = TMA$).

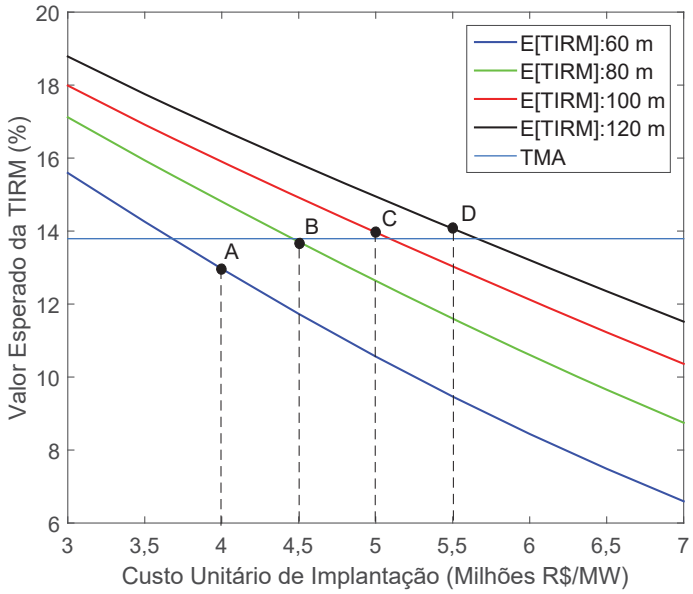

Figura 6.45 - $E[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Eólica.

A Figura 6.46 demostra que o valor nominal do $\sigma[TIRM]$ tende a aumentar com o custo de implantação para a maioria dos casos. Mas, apesar deste comportamento, as variações são pequenas, podendo considerar o comportamento aproximadamente constante. A Tabela 6.29 dispõe os resultados para os pontos marcados nas Figura 6.45 e Figura 6.46. Neste caso, cada custo de implantação está associado a um valor de $E[TIRM]$ e a um valor de $\sigma[TIRM]$. Assim, o investidor escolhe a altura da torre com base nos resultados apresentados.

Portanto, observa-se que os valores esperados do VPL e da TIRM apontam para a diminuição do fluxo de caixa com o aumento do custo unitário de implantação. E, em

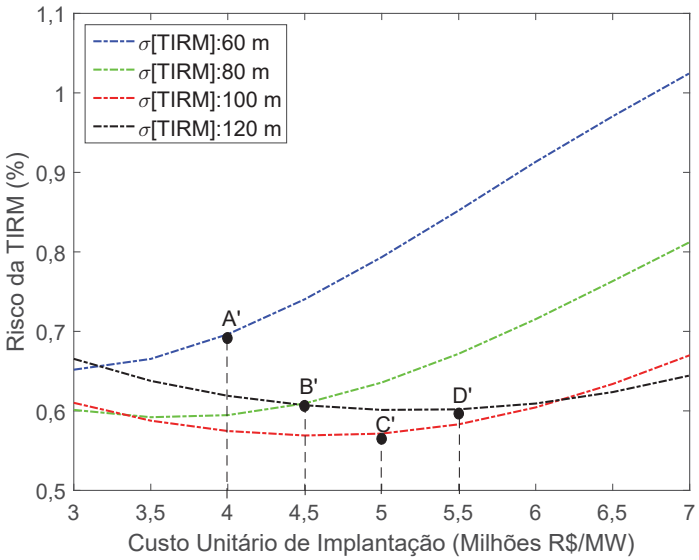

Figura 6.46 - $\sigma[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Eólica.

Tabela 6.29 - Descrição dos pontos marcados nas Figura 6.45 e Figura 6.46.

Altura da torre (m)	60	80	100	120
Pontos	A e A'	B e B'	C e C'	D e D'
Custo de implantação (milhões de R\$/MW)	4,0	4,5	5,0	5,5
$E[TIRM]$ (%)	12,97	13,71	13,97	14,07
$\sigma[TIRM]$ (%)	0,64	0,61	0,56	0,59

relação ao risco, os indicadores econômicos possuem comportamento praticamente constante.

6.4.4.2 Financiamento: usina eólica

As Figura 6.47 e Figura 6.48 apresentam o comportamento do $E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função do financiamento, para variações de 0% a 70%[4].

Observa-se na Figura 6.47 que o $E[VPL]$ diminui com o aumento do percentual financiado, uma vez que serão maiores os juros e as amortizações. Outro fator é a taxa de desconto que aumenta com a alavancagem, fazendo o VPL diminuir. Da mesma forma, a Figura 6.48 demostra que o $\sigma[VPL]$ diminui em valor absoluto, mas aumenta em valor percentual relativo ao $E[VPL]$, indicando o aumento do risco.

[4]Em 2017, o limite máximo de participação do BNDES para financiamento de projetos com usina eólica é de 70%.

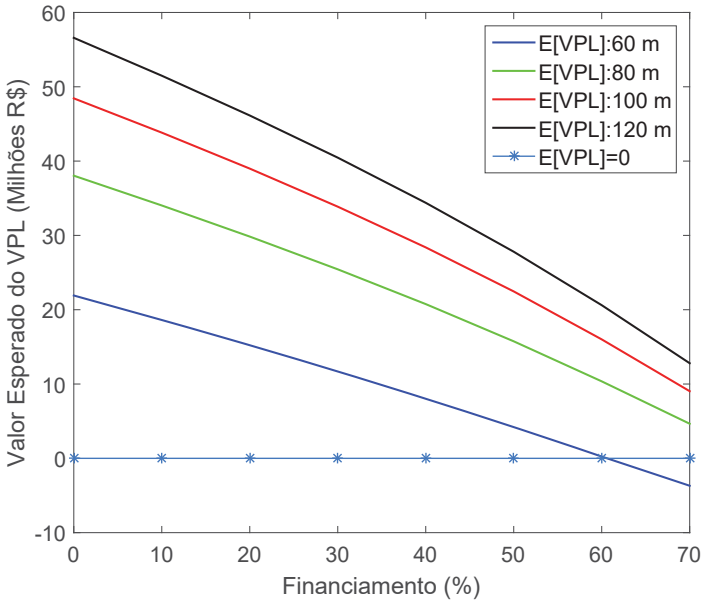

Figura 6.47 - $E[VPL]$ em função do financiamento: Usina Eólica.

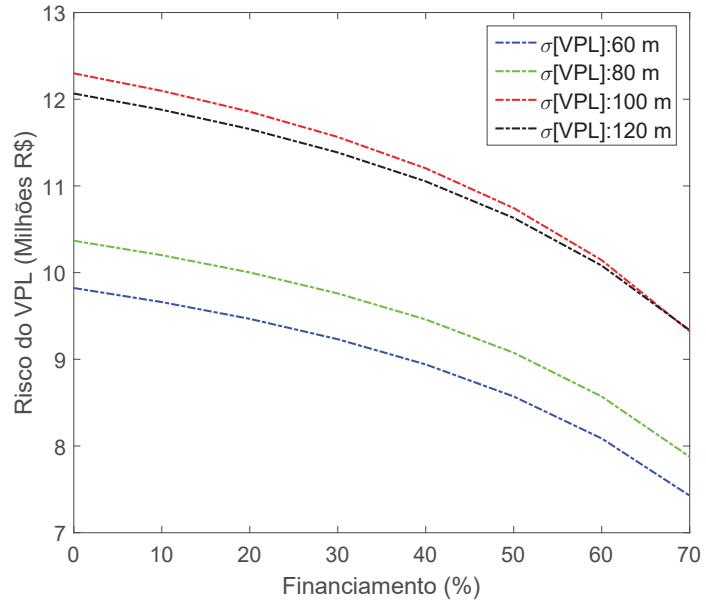

Figura 6.48 - $\sigma[VPL]$ em função do financiamento: Usina Eólica.

Os resultados da Figura 6.47 permitem as seguintes observações: 1) Para a altura de $60m$, o projeto é viável para financiamento menor que 61%; 2) Para as alturas de $80m$, $100m$ e $120m$, o projeto é viável para qualquer percentual de financiamento

dentro da faixa de 0% a 70%.

As Figura 6.49 e Figura 6.50 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente, em função do financiamento. A Figura 6.49 demostra que o $E[TIRM]$ e a TMA aumentam com o percentual do financiamento. De fato, a R_a e a TMA dependem diretamente do nível de alavancagem. Nestas condições, o aumento do $E[TIRM]$ não significa benefício econômico, pois a TMA possui taxa de crescimento maior, e em determinado ponto a TMA torna-se maior que o $E[TIRM]$. Portanto, pode-se concluir que o VPL e a TIRM apresentaram comportamentos semelhantes perante o percentual de financiamento.

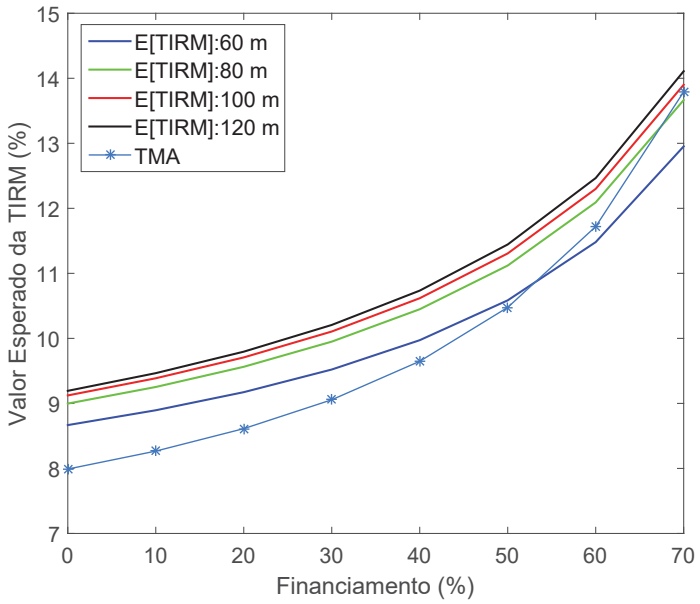

Figura 6.49 - $E[TIRM]$ em função do financiamento: Usina Eólica.

Observa-se na Figura 6.50 que o $\sigma[TIRM]$ apresenta comportamento crescente, indicando que o projeto torna-se mais arriscado quanto maior o financiamento. Mas, por um outro lado, sua variação permanece dentro da faixa de 0,5%.

Os resultados da Figura 6.49 permitem as seguintes observações: 1) Para a altura de $60m$, o projeto é viável para financiamento menor que 53%; 2) Para a altura de $80m$, o projeto é viável para financiamento menor que 67%; 3) Para as alturas de $100m$ e $120m$, o projeto é viável para qualquer percentual de financiamento dentro

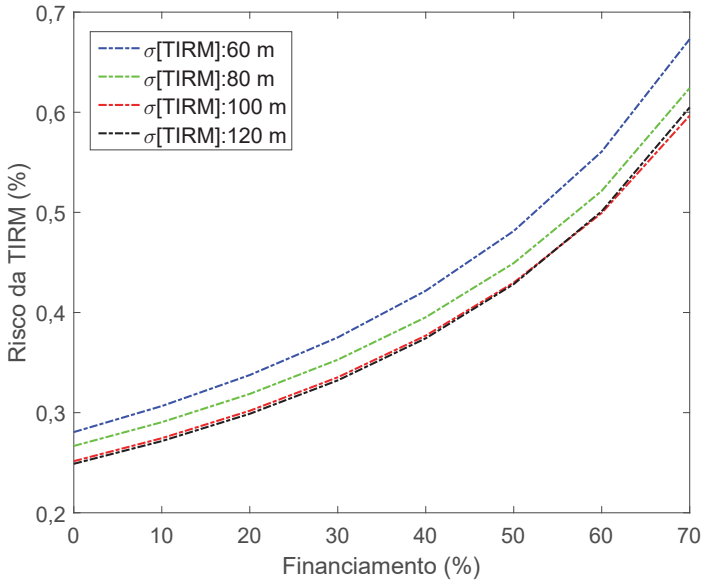

Figura 6.50 - $\sigma[TIRM]$ em função do financiamento: Usina Eólica.

da faixa de 0% a 70%.

6.4.4.3 Vida útil: usina eólica

O tempo de vida útil mínima do aerogerador é de 20 anos, e dependendo do processo de manutenção este tempo pode aumentar em até 50%. Desta forma, analisou-se o comportamento da viabilidade econômica da usina considerando que a vida útil financeira possa variar de 10 anos a 30 anos.

Para os casos em que a vida útil for menor que o prazo de financiamento definido na Tabela 6.24, o prazo será redefinido para ser igual à vida útil. Desta forma, toda a dívida de financiamento estará quitada ao término do fluxo de caixa. As Figura 6.51 e Figura 6.52 apresentam o comportamento do $E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função da vida útil da usina.

Observa-se na Figura 6.51 que o $E[VPL]$ aumenta com a vida útil da usina. De fato, quanto mais tempo de operação, mais extenso é o fluxo de caixa, o que contribui para o resultado econômico. O $E[VPL]$ tem taxa de crescimento maior nos primeiro anos e tende a estabilizar nos últimos anos, o que de fato acontece ao utilizar-se a técnica do VPL, apresentando assim, a desvalorização do dinheiro no tempo. A Figura 6.52 demostra que o valor nominal do $\sigma[VPL]$ tem comportamento crescente,

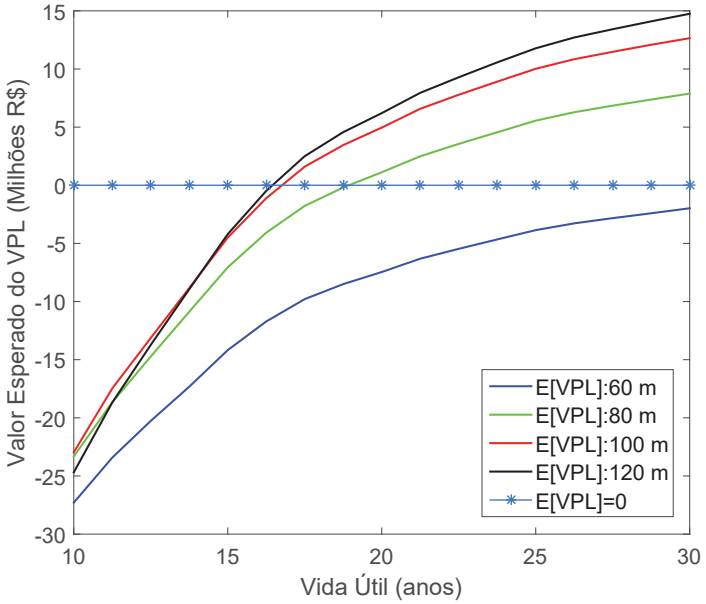

Figura 6.51 - $E[VPL]$ em função da vida útil: Usina Eólica.

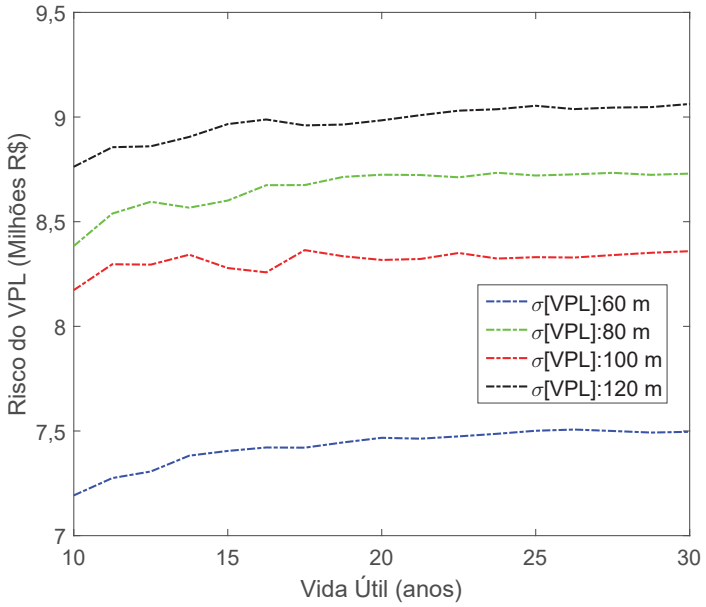

Figura 6.52 - $\sigma[VPL]$ em função da vida útil: Usina Eólica.

acompanhando o $E[VPL]$.

Os resultados da Figura 6.51 permitem as seguintes observações: 1) Para a altura

de $60m$, o projeto é inviável para a faixa de valores de 10 anos a 30 anos; 2) Para a altura de $80m$, o projeto apresenta viabilidade econômica para vida útil mínima de 18,8 anos; 3) Para a altura de $100m$, o projeto apresenta viabilidade econômica para vida útil mínima de 16,9 anos; 4) Para a altura de $120m$, o projeto apresenta viabilidade econômica para vida útil mínima de 16,4 anos.

As Figura 6.53 e Figura 6.54 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente, em função da vida útil da usina. Observa-se na Figura 6.53 que o $E[TIRM]$ apresenta comportamento semelhante ao $E[VPL]$. Neste caso, é possível fazer as seguinte observações: 1) Para a altura de $60m$, o projeto é inviável para a faixa de valores de 10 anos a 30 anos; 2) Para a altura de $80m$, o projeto apresenta viabilidade econômica para vida útil mínima de 27,5 anos; 3) Para a altura de $100m$, o projeto apresenta viabilidade econômica para vida útil mínima de 21,6 anos; 4) Para a altura de $120m$, o projeto apresenta viabilidade econômica para vida útil mínima de 20,5 anos.

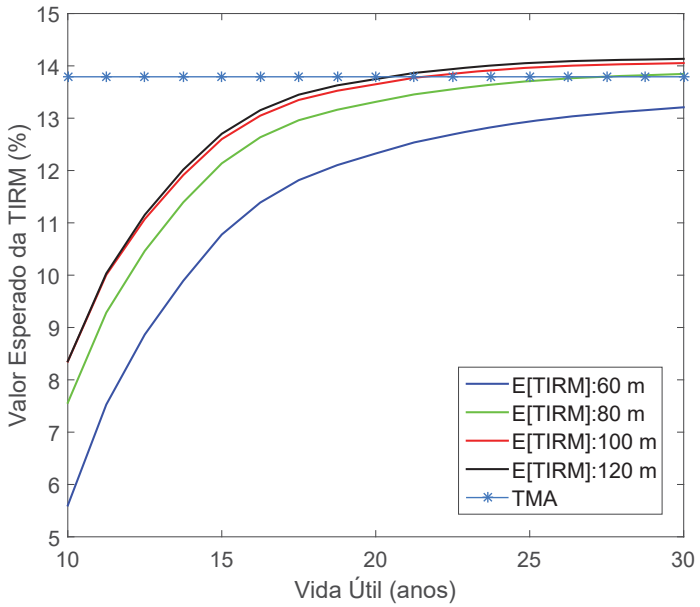

Figura 6.53 - $E[TIRM]$ em função da vida útil: Usina Eólica.

A Figura 6.54 demostra que o $\sigma[TIRM]$ apresenta comportamento decrescente, indicando que o projeto torna-se menos arriscado. Portanto, observa-se que ambos os indicadores, VPL e TIRM, apontam para o aumento da probabilidade de viabilidade

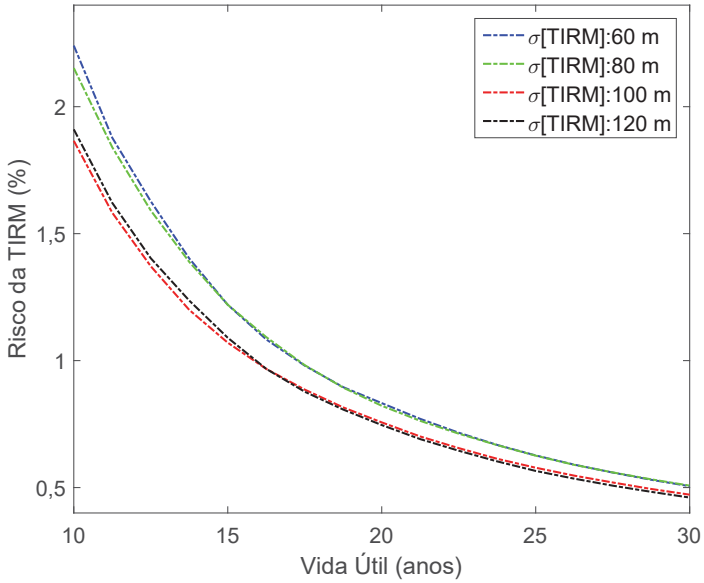

Figura 6.54 - $\sigma[TIRM]$ em função da vida útil: Usina Eólica.

econômica deste projeto.

6.4.4.4 Montante contratado: usina eólica

Para esta análise, foi utilizado $Pc = \text{R\$ } 203{,}46/MWh$, sendo menor que $\overline{PLD}_{simulado}$ $= \text{R\$ } 236{,}93/MWh$. Foram consideradas variações no montante contratado de $5MW$ a $20MW$, porém não é permitido negociar montante maior que a garantia física. Nesta simulação, foi considerado que a garantia física é igual a potência média anual durante a vida útil da usina. Na Tabela 6.30, as variáveis $M1$, $M2$, $M3$ e $M4$ representam as garantias físicas para $60m$, $80m$, $100m$ e $120m$, respectivamente.

Tabela 6.30 - Valores máximos para o montante contratado (MW): Usina Eólica.

$M1$	$M2$	$M3$	$M4$
9,6	11,6	13,3	14,6

As Figura 6.55 e Figura 6.56 apresentam o comportamento do $E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função do montante contratado. A Figura 6.55 demostra que o $E[VPL]$ diminui com o aumento do montante contratado. Este comportamento se deve ao modelo de obtenção da receita bruta, expressa por (5.9). Neste modelo,

o excesso ou déficit de geração deve ser vendido ou comprado, respectivamente, no mercado *spot* ao preço do PLD. Considerando o presente caso, em que Pc é menor que o valor médio do PLD, o $E[VPL]$ tende a diminuir. De fato, a medida que se aumenta o montante contratado, diminui-se o excesso de geração que é vendido ao preço do PLD (que está maior que o preço definido no contrato). Outro fator é que em determinado momento passa-se a ter déficit de geração, e o mesmo deve ser comprado no mercado a PLD maior que Pc. Fazendo-se análise inversa, se Pc é maior que o valor médio do PLD, o $E[VPL]$ tende a aumentar.

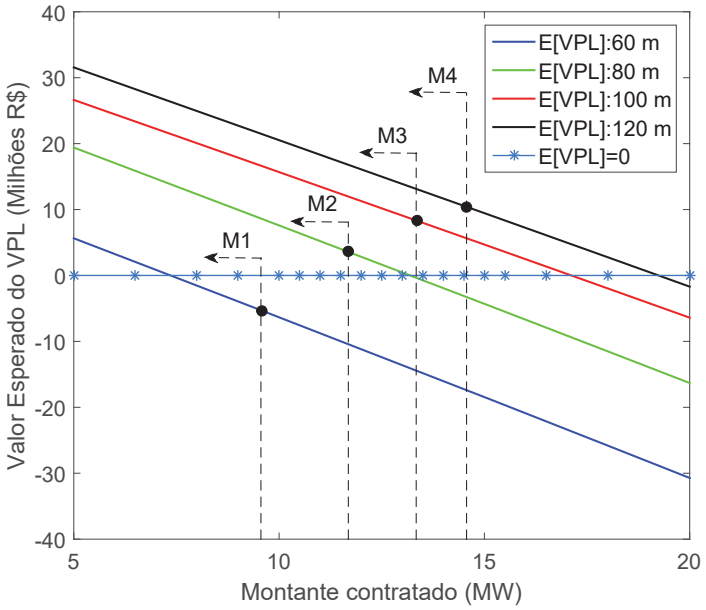

Figura 6.55 - $E[VPL]$ em função do montante contratado: Usina Eólica.

Os resultados da Figura 6.55 permitem as seguintes observações: 1) Para a altura de $60m$, o projeto é viável para montante contratado menor que $7{,}2MW$; 2) Para a altura de $80m$, o projeto é viável para qualquer valor de montante contratado menor que sua garantia física ($11{,}6MW$); 3) Para a altura de $100m$, o projeto é viável para qualquer valor de montante contratado menor que sua garantia física ($13{,}3MW$); 4) Para a altura de $120m$, o projeto é viável para qualquer valor de montante contratado menor que sua garantia física ($14{,}6MW$).

A Figura 6.56 demostra que o $\sigma[VPL]$ apresenta ponto de mínimo risco quando o montante contratado é aproximadamente igual à geração média anual da usina (ver

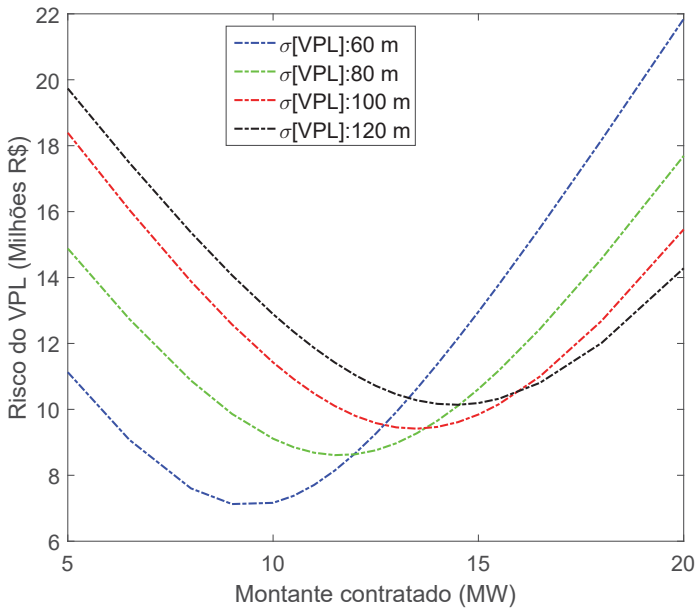

Figura 6.56 - $\sigma[VPL]$ em função do montante contratado: Usina Eólica.

Tabela 6.30). Assim, para menor exposição ao risco econômico, o investidor deve comercializar montantes próximos à geração média.

As Figura 6.57 e Figura 6.58 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente, em função do montante contratado, onde observa-se que o comportamento da TIRM é semelhante ao do VPL. Sendo assim, valem as mesmas análises realizadas para o VPL.

Neste caso, os resultados da Figura 6.57 permitem as seguintes observações: 1) Para a altura de $60m$, o projeto é viável para qualquer valor de montante contratado menor que $5MW$; 2) Para a altura de $80m$, o projeto é viável para qualquer valor de montante contratado menor que $10{,}5MW$; 3) Para a altura de $100m$, o projeto é viável para qualquer valor de montante contratado menor que sua garantia física ($13{,}3MW$); 4) Para a altura de $120m$, o projeto é viável para qualquer valor de montante contratado menor que sua garantia física ($14{,}6MW$).

6.4.4.5 Preço da energia: usina eólica

A análise para o preço da energia foi realizada para variações de R$ $160/MWh$ a R$ $280/MWh$. As Figura 6.59 e Figura 6.60 apresentam o comportamento do

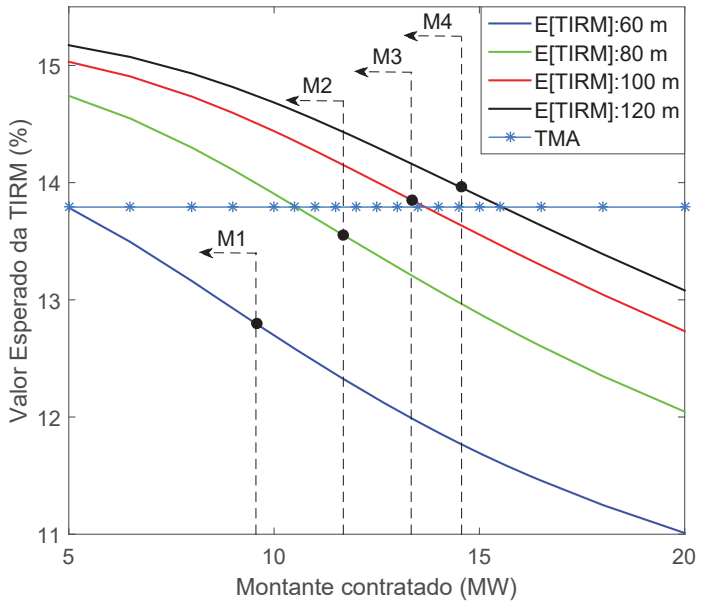

Figura 6.57 - $E[TIRM]$ em função do montante contratado: Usina Eólica.

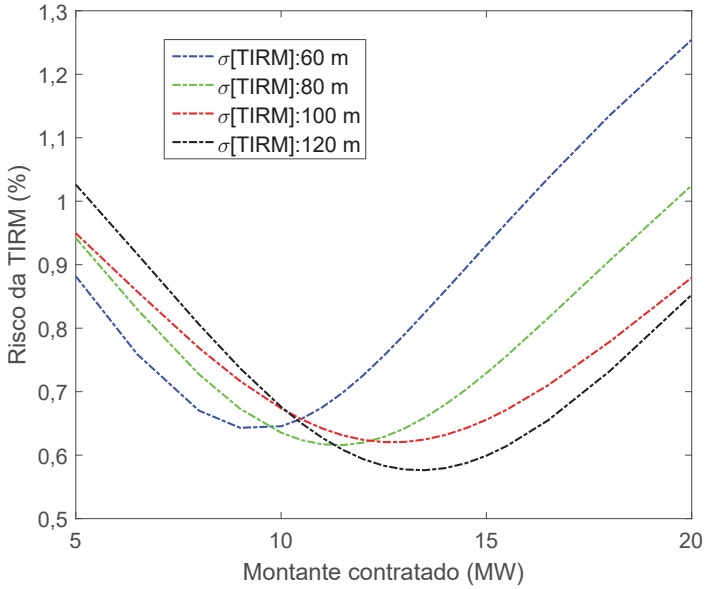

Figura 6.58 - $\sigma[TIRM]$ em função do montante contratado: Usina Eólica.

$E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função do preço da energia definido no contrato bilateral. Observa-se nas Figura 6.59 e Figura 6.60 que o aumento do preço de venda da energia melhora significativamente o resultado econômico do projeto,

o $E[VPL]$ aumenta e o $\sigma[VPL]$ diminui. O custo unitário de geração mínimo que viabiliza o projeto, para cada altura da torre, foi obtido nos limites de viabilidade, ou seja, $E[VPL] \geq 0$ e $E[TIRM] > TMA = 13,79\%$.

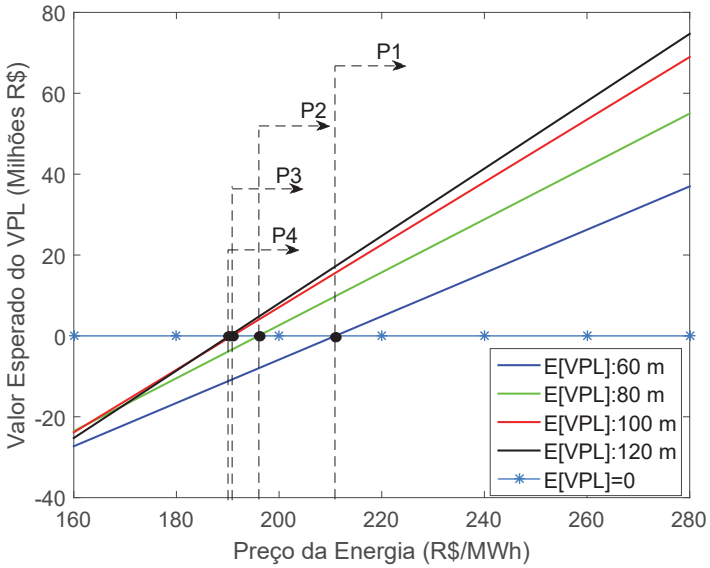

Figura 6.59 - $E[VPL]$ em função do preço da energia: Usina Eólica.

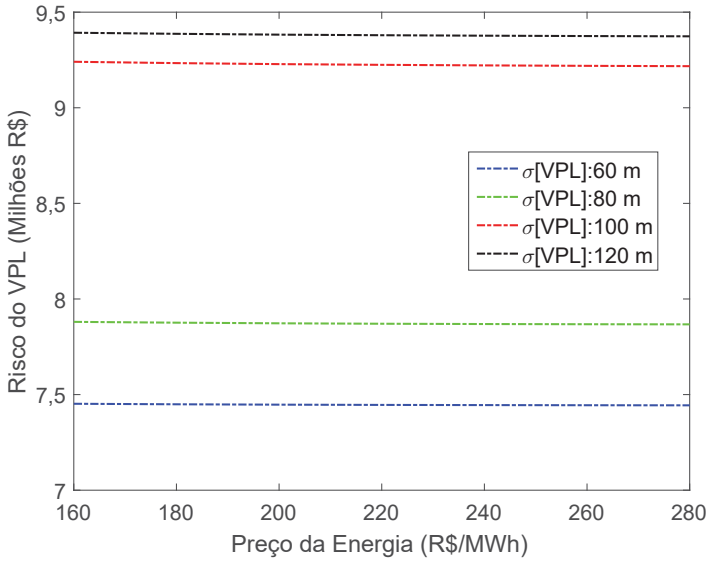

Figura 6.60 - $\sigma[VPL]$ em função do preço da energia: Usina Eólica.

Na Tabela 6.31, as variáveis $P1$, $P2$, $P3$ e $P4$ representam os custos unitários de geração para $60m$, $80m$, $100m$ e $120m$, respectivamente, calculados pelo VPL (ver Figura 6.59). Neste caso, o projeto é viável para preços maiores que os valores apresentados na Tabela 6.31.

As Figura 6.61 e Figura 6.62 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente, em função do preço da energia, onde observa-se que os resultados também indicam melhorias significativas no resultado econômico com o aumento do preço de venda da energia, o $E[TIRM]$ aumenta e o $\sigma[TIRM]$ diminui.

Tabela 6.31 - Custo unitário de geração (R\$/MWh) calculado pelo VPL: Usina Eólica.

$P1$	$P2$	$P3$	$P4$
210,50	196,00	191,00	190,00

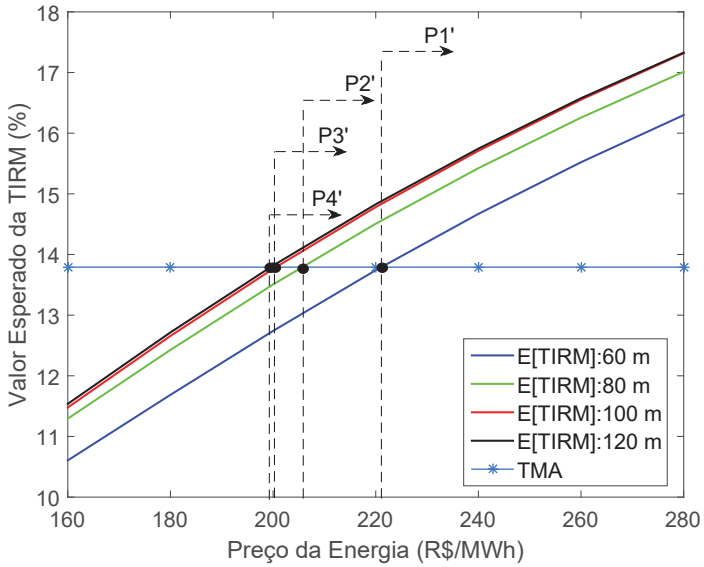

Figura 6.61 - $E[TIRM]$ em função do preço da energia: Usina Eólica.

Na Tabela 6.32, as variáveis $P1'$, $P2'$, $P3'$ e $P4'$ representam os custos unitários de geração para $60m$, $80m$, $100m$ e $120m$, respectivamente, calculados pela TIRM (ver Figura 6.61). Neste caso, o projeto é viável para preços maiores que os valores apresentados na Tabela 6.32.

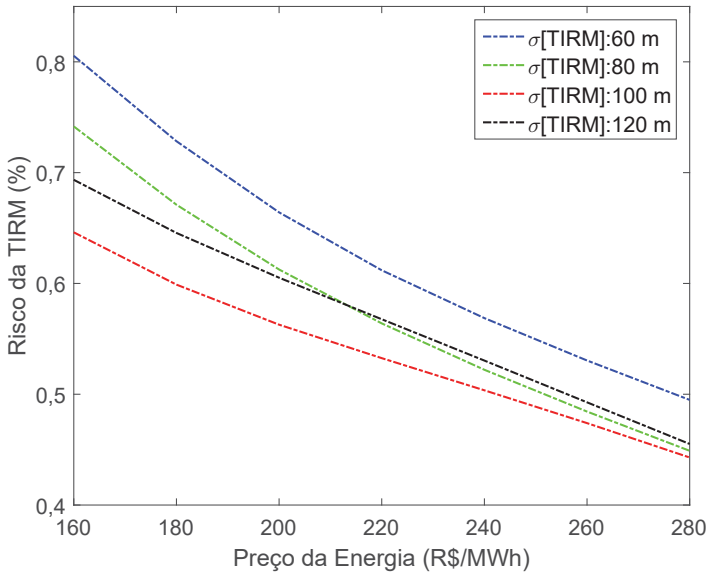

Figura 6.62 - $\sigma[TIRM]$ em função do preço da energia: Usina Eólica.

Tabela 6.32 - Custo unitário de geração (R$/$MWh$) calculado pela TIRM: Usina Eólica.

$P1'$	$P2'$	$P3'$	$P4'$
221,50	206,00	200,20	199,70

6.5 Viabilidade econômica: usina solar

Realizou-se estudo de caso considerando usina solar fotovoltaica fictícia instalada na cidade de Recife, estado do Pernambuco. A comercialização da energia será realizada no Ambiente de Contratação Livre, sendo o montante contratado e o preço de venda da energia definidos no contrato bilateral.

Os dados históricos de irradiância solar e temperatura ambiente foram obtidos no Sistema Integrado de Dados Ambientais (SINDA) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Os dados históricos de velocidade do vento foram obtidos no Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Foram utilizados os históricos do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2012. A Tabela 6.33 dispõe os parâmetros estimados para as modelagens da irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento considerando a altura de $10m$.

Tabela 6.33 - Parâmetros estimados para irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento: Usina Solar.

$\overline{I}$ (W/m^2)	229,26	$\overline{Ta}$ $(°C)$	25,98	$\overline{V}$ (m/s)	2,31
η_I	0,70	η_{Ta}	0,77	η_V	0,32
σ_I	25,37	σ_{Ta}	0,41	σ_V	0,34

As médias anuais da irradiância solar, da temperatura ambiente e da velocidade do vento, calculadas a partir dos dados históricos são 229,13W/m^2, 25,98°C e 2,32m/s, respectivamente. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil da usina) e os parâmetros estimados dos mesmos históricos, os valores obtidos são 229,16W/m^2, 25,99°C e 2,31m/s, respectivamente.

Os dados históricos do PLD foram obtidos na CCEE. Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2006 a maio de 2017, do submercado Nordeste. A Tabela 6.34 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da variável. Nesta simulação foram utilizados os limites estabelecidos pela ANEEL em 2017 e empregados nas demais simulações. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil da usina) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, o PLD médio anual obtido é R$ 236,72/MWh.

Tabela 6.34 - Parâmetros estimados para o PLD: Usina Solar.

$\overline{P}$ (R$/$$MWh$)	236,90
η_P	0,13
σ_P	0,41
ϕ	0,39
$\overline{\kappa}$ (R$/$$MWh$)	224,79
γ (R$/$$MWh$)	222,94
Limite de salto (R$/$$MWh$)	229,35

Para a decomposição de Cholesky, a matriz de correlação entre as variáveis irradiância solar, temperatura ambiente, velocidade do vento e PLD foi calculada utilizando os históricos do período de janeiro de 2005 a dezembro de 2012. A Tabela 6.35 dispõe as premissas técnicas e econômicas utilizadas na simulação.

A Tabela 6.36 dispõe os resultados de cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros. Nesta simulação foi obtida potência média anual de 5,14MW, o que corresponde ao fator de capacidade de 17,15%.

Tabela 6.35 - Premissas: Usina Solar.

Potência Instalada	30,00MW
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3% do total de geração
Custo de Implantação	R$ 4,0 milhões/MW
Vida Útil do Projeto	25 anos
Performance Ratio	85%
Redução de eficiência	0,75% por ano
Troca de inversores	R$ 0,165 milhões/MW
Ano de troca de inversores	15
Montante Contratado	5,00MW
Preço de Contrato	R$ 297,75/MWh (2° Leilão de Reserva da ANEEL em novembro de 2015)
Prazo de Amortização	20 anos
Prazo de Carência	2 anos
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	igual ao custo de capital próprio
Taxa de Aplicação de Recursos (R_a)	igual ao custo de capital próprio
Taxa de Captação de Recursos (R_c)	igual ao custo de capital de terceiros
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
O&M	1,5% do investimento inicial
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R$ 1,5/$kWmês$
Arrendamento do Terreno	1% da Receita Bruta
Depreciação Linear	25 anos
Regime de tributação	Lucro Presumido

6.5.1 Valor presente líquido: usina solar

A distribuição de probabilidade do VPL é apresentada na Figura 6.63. Neste caso, o valor esperado do VPL ($E[VPL]$) é negativo e igual a R$ 20,46 milhões e o risco ($\sigma[VPL]$) é R$ 1,43 milhões. O risco é representado pelo desvio padrão em relação ao valor esperado. Assim, observa-se que o $E[VPL]$ indica inviabilidade econômica deste projeto ($E[VPL] \leq 0$).

De acordo com o VaR calculado, para nível de confiança de 95%, o investidor estaria exposto a perda máxima de R$ 22,65 milhões. O $CVaR$ é R$ 23,11 milhões, o que corresponde à média dos valores que excedem o VaR. Em termos de probabilidade, o projeto tem 100% de chance de inviabilidade, ou seja, todos os valores do VPL são menores que *zero*.

Tabela 6.36 - Custos de capital próprio e de terceiros: Usina Solar.

Estrutura ótima de capital	
Capital Próprio (*equity*)	30%
Capital de Terceiros (*debt*)	70%
Custo de Capital Próprio	
Taxa livre de risco	4,59%
Prêmio de risco de Mercado	5,79%
Beta médio desalavancado (mercado de referência)	0,44
Alíquota de impostos (mercado brasileiro)	0%
Beta médio realavancado (mercado brasileiro)	1,47
Prêmio de risco país	3,52%
Inflação média EUA	2,47%
Custo de capital próprio (nominal)	16,60%
Custo de capital próprio (real)	13,79%
Custo de Capital de Terceiros	
Prêmio de risco de crédito	2,93%
Custo de capital de terceiros (nominal)	11,04%
Custo de capital de terceiros (real)	8,36%

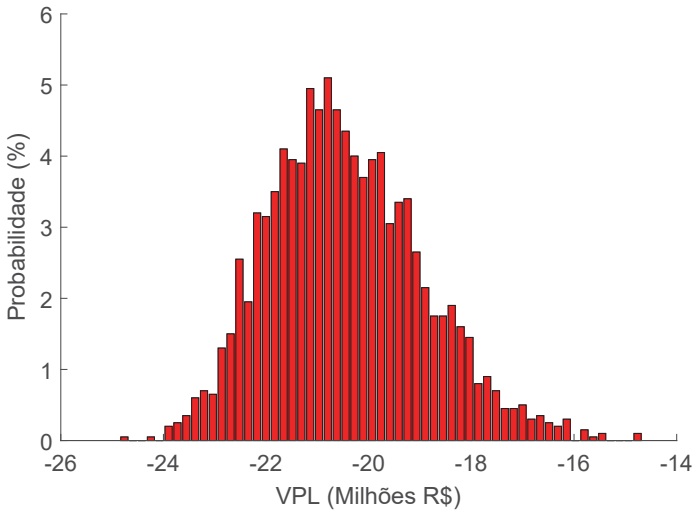

Figura 6.63 - Distribuição de probabilidade do VPL para Usina Solar.

6.5.2 Taxa interna de retorno modificada: usina solar

A distribuição de probabilidade da TIRM é apresentada na Figura 6.64. A parte do histograma na cor vermelha corresponde aos valores menores que a TMA, a qual indica inviabilidade econômica. Neste caso, o valor esperado da TIRM ($E[TIRM]$) é 10,28%, o que é menor que a TMA adotada (13,79%). O risco da TIRM ($\sigma[TIRM]$)

é 0,33%. Em termos de probabilidade, o projeto tem 100% de possibilidade de ser inviável, ou seja, todos os valores da TIRM são menores que a TMA.

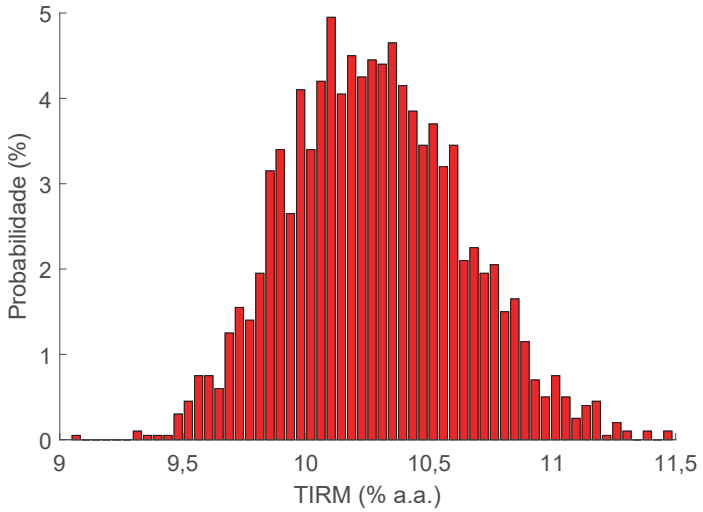

Figura 6.64 - Distribuição de probabilidade da TIRM para Usina Solar.

Observa-se que os dois indicadores econômicos, VPL e TIRM, apontam para a inviabilidade do projeto. Estes resultados são consistentes com outros estudos sobre projetos fotovoltaicos no Brasil (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2012; PEREIRA et al., 2014; CABELLO; POMPERMAYER, 2013; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINEE), 2012; LACCHINI; SANTOS, 2013), que também apontam para a inviabilidade deste tipo de projeto.

Os relatórios nacionais e internacionais (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), 2012; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINEE), 2012; BOLINGER; SEEL, 2015; INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA), 2015; MASSACHUSETS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT), 2015) apontam para tendência de diminuição dos custos de implantação e manutenção, e surgimento de melhores tecnologias para conversão fotovoltaica. Estes fatores em conjunto, influenciam diretamente no custo unitário de geração e consequentemente na viabilidade dos projetos.

6.5.3 *Payback* descontado: usina solar

A distribuição de probabilidade do *payback* descontado, neste caso, não será apresentada porque todas as possibilidades de valores de *payback* são maiores que a vida útil da usina, indicando 100% de probabilidade de inviabilidade econômica.

6.5.4 Análise de sensibilidade: usina solar

Para esta análise, as seguintes variáveis foram consideradas: *Performance Ratio* (%), Custo Unitário de Implantação (R$/$MW$), Financiamento (%), Vida Útil (anos), Montante Contratado (MW) e Preço da Energia definido no contrato (R$/$MWh$).

A variável *Performance Ratio* (PR) foi utilizada em todos os casos de análise de sensibilidade, onde foram considerados os valores 70%, 80% e 90% (FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS - ISE, ; SMA SOLAR TECHNOLOGY AG,). Com o objetivo de analisar o impacto da *Performance Ratio*, considerou-se o mesmo custo de implantação para os três valores.

A Tabela 6.37 dispõe os montantes contratados utilizados para cada valor de *Performance Ratio*, com exceção da Seção 6.5.4.4, onde o montante contratado é a variável analisada. Os demais dados são mantidos conforme disposto na Tabela 6.35.

Tabela 6.37 - Montante contratado em função do *Performance Ratio*.

Performance Ratio (%)	70	80	90
Montante contratado (MW)	4,24	4,84	5.45

6.5.4.1 Custo unitário de implantação: usina solar

Os resultados do VPL e da TIRM foram analisados para variações no custo unitário de implantação variando de R$ 2,5 milhões/MW a R$ 6,5 milhões/MW. As Figura 6.65 e Figura 6.66 apresentam o comportamento do $E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função do custo unitário de implantação. Observa-se na Figura 6.65 que o $E[VPL]$ decresce linearmente com o aumento do custo de implantação. Para cada valor de *Performance Ratio*, é possível identificar o limite de viabilidade ($E[VPL] = 0$).

Os resultados da Figura 6.65 permitem as seguintes observações: 1) Para PR=70%,

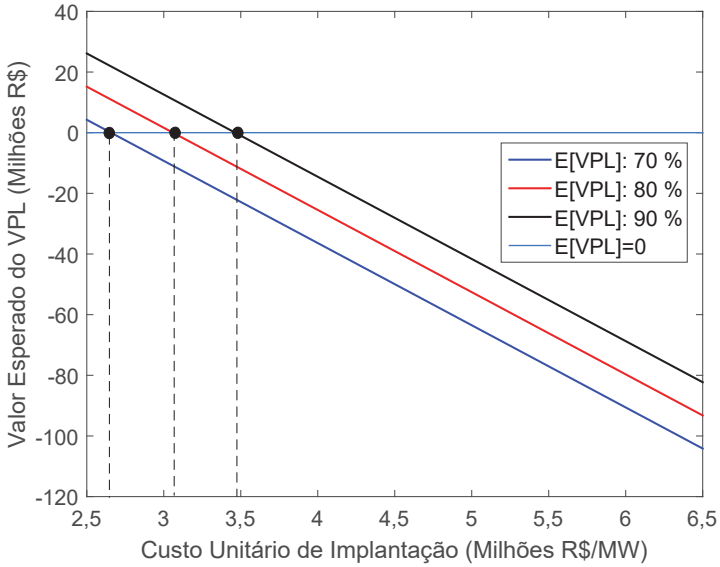

Figura 6.65 - $E[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Solar.

o projeto é viável para custo de implantação menor que R$ 2,66 milhões/MW; 2) Para PR=80%, o projeto é viável para custo de implantação menor que R$ 3,08 milhões/MW; 3) Para PR=90%, o projeto é viável para custo de implantação menor que R$ 3,48 milhões/MW.

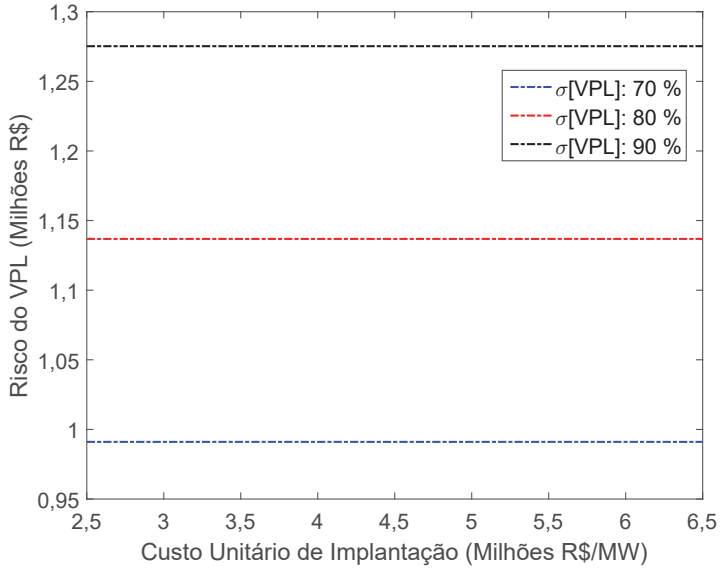

Figura 6.66 - $\sigma[VPL]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Solar.

A Figura 6.66 demostra que o valor nominal do $\sigma[VPL]$ permanece constante, independente do valor do custo de implantação. O custo unitário de implantação é utilizado para calcular o investimento inicial. A Tabela 5.5 demostra que o investimento inicial é subtraído no final do fluxo de caixa. Após esta subtração, nenhuma outra operação matemática é realizada, o que garante relação linear entre o fluxo de caixa e o custo unitário de implantação. Além disto, esta relação linear é preservada após o cálculo do VPL, em (3.21). Isto pode ser observado, na Figura 6.65, pelo comportamento linear das curvas do $E[NPV]$. Em outras palavras, as mudanças no custo unitário de implantação causam variações lineares nos valores de VPL e, consequentemente, o desvio padrão (risco) permanece com valor constante. Este fato indica que o valor percentual do $\sigma[VPL]$ em relação ao $E[VPL]$ aumenta, indicando o aumento do risco.

As Figura 6.67 e Figura 6.68 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente. Observa-se na Figura 6.67 que o $E[TIRM]$ decresce com o aumento do custo de implantação. Para cada valor de *Performance Ratio*, é possível identificar o limite de viabilidade ($E[TIRM] = TMA$).

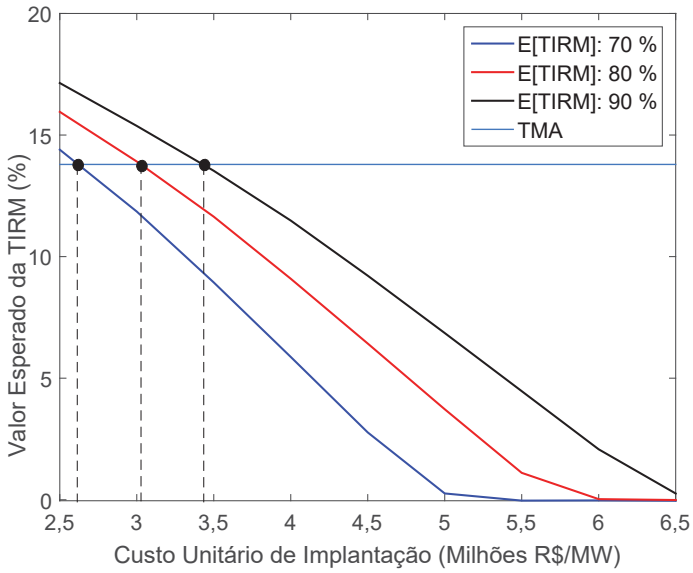

Figura 6.67 - $E[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Solar.

Os resultados da Figura 6.67 permitem as seguintes observações: 1) Para PR=70%, o projeto é viável para custo de implantação menor que R$ 2,63 milhões/MW;

2) Para PR=80%, o projeto é viável para custo de implantação menor que R$ 3,04 milhões/MW; 3) Para PR=90%, o projeto é viável para custo de implantação menor que R$ 3,42 milhões/MW. A Figura 6.68 demostra que o valor nominal do $\sigma[TIRM]$ tende a aumentar com o custo de implantação e as variações permanecem dentro da faixa de aproximadamente 0,7%.

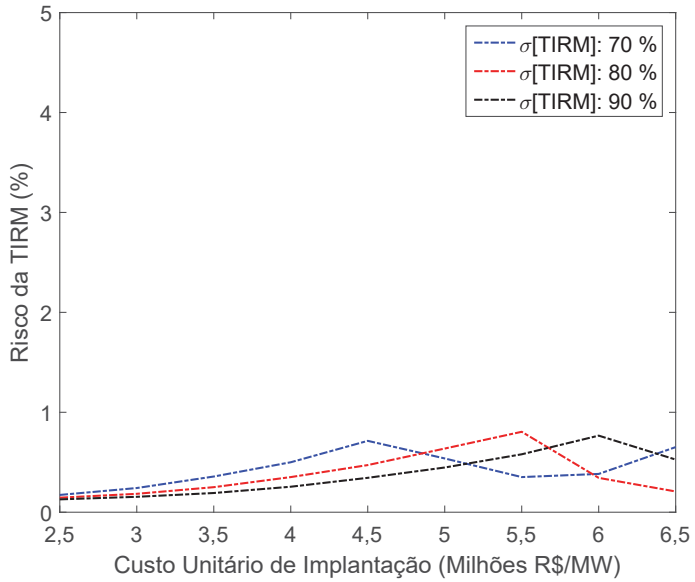

Figura 6.68 - $\sigma[TIRM]$ em função do custo unitário de implantação: Usina Solar.

6.5.4.2 Financiamento: usina solar

As Figura 6.69 e Figura 6.70 apresentam o comportamento do $E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função do financiamento, para variações de 0% a 80%[5]. Observa-se na Figura 6.69 que o $E[VPL]$ diminui com o aumento do percentual financiado, uma vez que serão maiores os juros e as amortizações. Outro fator é a taxa de desconto que aumenta com a alavancagem, fazendo o VPL diminuir. Da mesma forma, a Figura 6.70 demostra que o $\sigma[VPL]$ diminui em valor absoluto, mas aumenta em valor percentual relativo ao $E[VPL]$, indicando aumento do risco.

Os resultados da Figura 6.69 permitem as seguintes observações: 1) Para PR=70% e PR=80%, o projeto é inviável para qualquer valor de financiamento; 2) Para

[5]Em 2017, o limite máximo de participação do BNDES para financiamento de projetos com usina solar é de 80%.

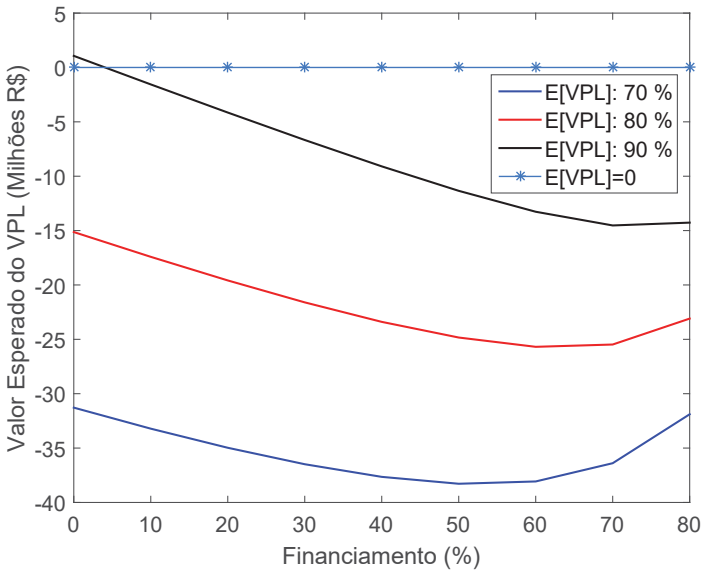

Figura 6.69 - $E[VPL]$ em função do financiamento: Usina Solar.

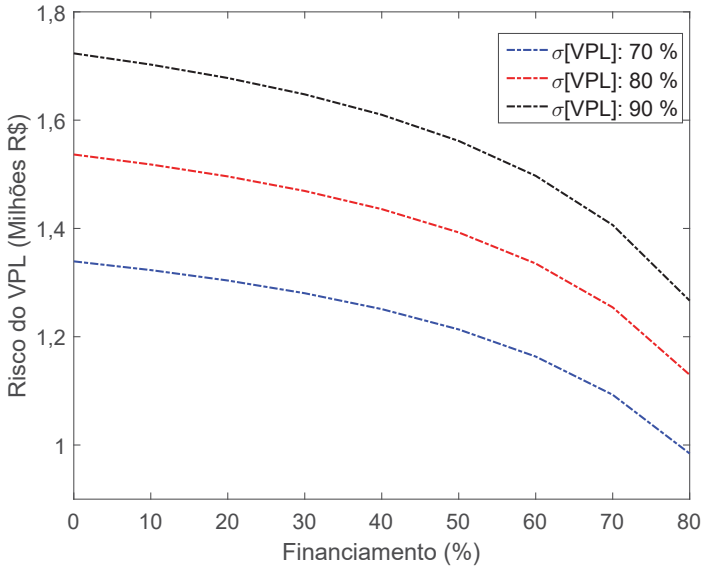

Figura 6.70 - $\sigma[VPL]$ em função do financiamento: Usina Solar.

PR=90%, o projeto é viável para financiamento menor que 4%. As Figura 6.71 e Figura 6.72 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente, em função do financiamento.

A Figura 6.71 demostra que o $E[TIRM]$ e a TMA aumentam com o percentual do

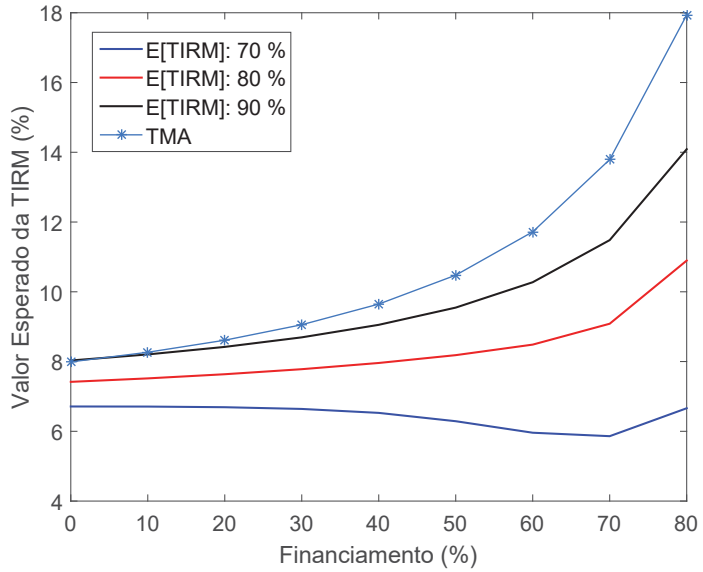

Figura 6.71 - $E[TIRM]$ em função do financiamento: Usina Solar.

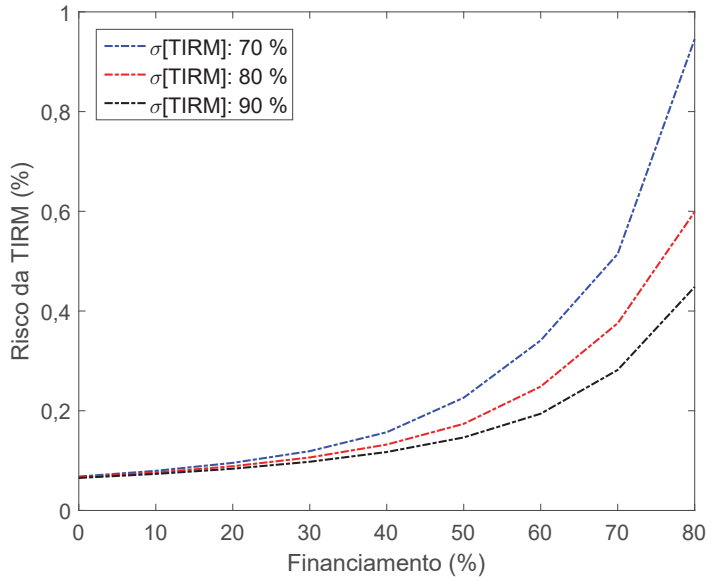

Figura 6.72 - $\sigma[TIRM]$ em função do financiamento: Usina Solar.

financiamento. De fato, a R_a e a TMA dependem diretamente do nível de alavancagem. Nestas condições, o aumento do $E[TIRM]$ não significa benefício econômico, pois a TMA possui taxa de crescimento maior, e em determinado ponto a TMA torna-se maior que o $E[TIRM]$. Portanto, pode-se concluir que o VPL e a TIRM

apresentam comportamentos semelhantes perante o percentual de financiamento.

Observa-se na Figura 6.72 que o $\sigma[TIRM]$ apresenta comportamento crescente, indicando que o projeto torna-se mais arriscado quanto maior o financiamento. Mas, por um outro lado, sua variação permanece dentro da faixa de aproximadamente 0,8%. Os resultados da Figura 6.71 permitem as seguintes observações: 1) Para PR=70% e PR=80%, o projeto é inviável para qualquer valor de financiamento; 2) Para PR=90%, o projeto é viável para financiamento menor que 4%.

6.5.4.3 Vida útil: usina solar

Analisou-se o comportamento da viabilidade econômica da usina considerando que a vida útil financeira possa variar de 15 anos a 30 anos. Para os casos em que a vida útil for menor que o prazo de financiamento definido na Tabela 6.35, o prazo será redefinido para ser igual à vida útil. Desta forma, toda a dívida de financiamento estará quitada ao término do fluxo de caixa. As Figura 6.73 e Figura 6.74 apresentam o comportamento do $E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função da vida útil da usina.

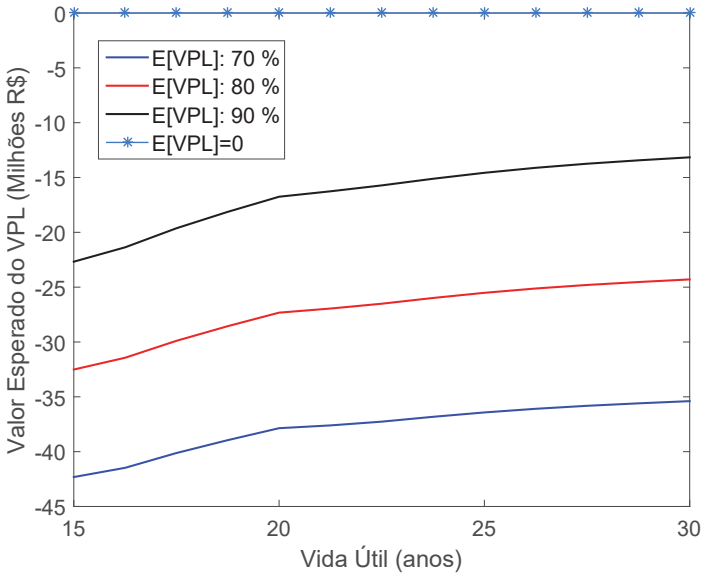

Figura 6.73 - $E[VPL]$ em função da vida útil: Usina Solar.

Observa-se na Figura 6.73 que o $E[VPL]$ aumenta com a vida útil da usina. De fato,

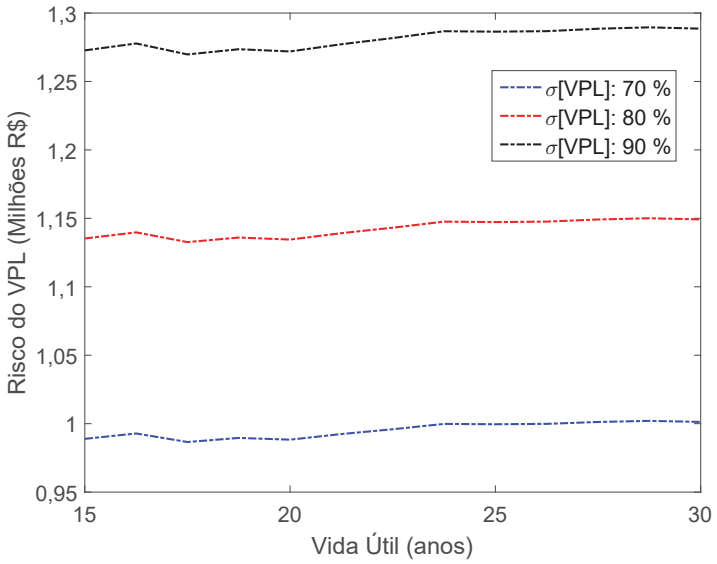

Figura 6.74 - $\sigma[VPL]$ em função da vida útil: Usina Solar.

quanto mais tempo de operação, mais extenso é o fluxo de caixa, o que contribui para o resultado econômico. O $E[VPL]$ tem taxa de crescimento maior nos primeiro anos e tende a estabilizar nos últimos anos, o que de fato acontece ao utilizar-se a técnica do VPL, apresentando assim, a desvalorização do dinheiro no tempo.

A Figura 6.74 demostra que o valor do $\sigma[VPL]$ tem comportamento crescente, acompanhando o $E[VPL]$. Considerando as premissas adotadas, os resultados da Figura 6.73 demostram que para o período de 15 anos a 30 anos não há viabilidade para nenhum caso. As Figura 6.75 e Figura 6.76 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente, em função da vida útil da usina.

Observa-se na Figura 6.75 que o $E[TIRM]$ apresenta comportamento semelhante ao $E[VPL]$. Neste caso, também não há nenhum ponto de viabilidade. A Figura 6.76 demostra que o $\sigma[TIRM]$ apresenta comportamento decrescente, indicando que o projeto torna-se menos arriscado. Portanto, observa-se que ambos os indicadores, VPL e TIRM, apontam para o aumento da probabilidade de viabilidade econômica do projeto, mas não atingindo-a.

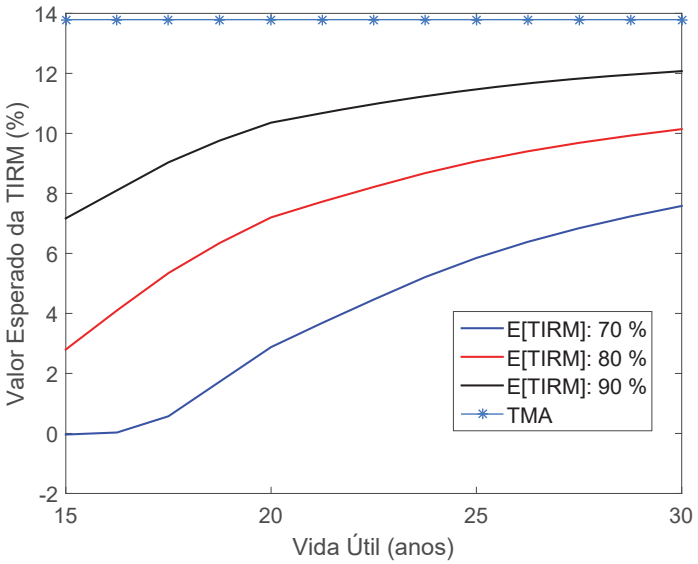

Figura 6.75 - $E[TIRM]$ em função da vida útil: Usina Solar.

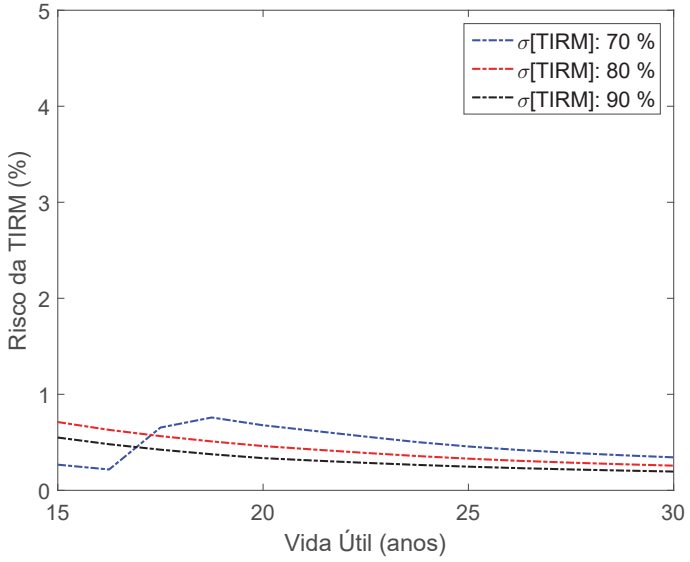

Figura 6.76 - $\sigma[TIRM]$ em função da vida útil: Usina Solar.

6.5.4.4 Montante contratado: usina solar

Para esta análise, foi utilizado $Pc = \text{R\$ } 297{,}75/MWh$, sendo maior que $\overline{PLD}_{simulado}$ $= \text{R\$ } 235{,}64/MWh$. Foram consideradas variações no montante contratado de $1MW$ a $10MW$, porém não é permitido negociar montante maior que a garantia física.

Nesta simulação, foi considerado que a garantia física é igual a potência média anual durante a vida útil da usina. Na Tabela 6.38, as variáveis $M1$, $M2$ e $M3$ representam as garantias físicas para *Performance Ratio* igual a 70%, 80% e 90%, respectivamente.

Tabela 6.38 - Valores máximos para o montante contratado (MW): Usina Solar.

$M1$	$M2$	$M3$
4,24	4,84	5,45

As Figura 6.77 e Figura 6.78 apresentam o comportamento do $E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função do montante contratado. A Figura 6.77 demostra que o $E[VPL]$ aumenta com o aumento do montante contratado. Este comportamento se deve ao modelo de obtenção da receita bruta, em (5.9). Neste modelo, o excesso ou déficit de geração deve ser vendido ou comprado, respectivamente, no mercado *spot* ao preço do PLD. Considerando o presente caso, em que Pc é maior que o valor médio do PLD, o $E[VPL]$ tende a aumentar. De fato, a medida que se aumenta o montante contratado, diminui-se o excesso de geração que é vendido ao preço do PLD (que está menor que o preço definido no contrato). Outro fator é que em determinado momento passa-se a ter déficit de geração, e o mesmo deve ser comprado no mercado a PLD menor que Pc. Fazendo-se análise inversa, se Pc é menor que o valor médio do PLD, o $E[VPL]$ tende a diminuir.

Considerando as premissas adotadas, os resultados da Figura 6.77 demostram que para contratos com montantes dentro dos limites permitidos (menores que os da Tabela 6.38) não há viabilidade para nenhum caso.

A Figura 6.78 demostra que o $\sigma[VPL]$ apresenta ponto de mínimo risco quando o montante contratado é aproximadamente igual à geração média anual da usina (ver Tabela 6.38). Assim, para menor exposição ao risco econômico, o investidor deve comercializar montantes próximos à geração média.

As Figura 6.79 e Figura 6.80 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$, respectivamente, em função do montante contratado, onde observa-se que o comportamento da TIRM é semelhante ao do VPL. Sendo assim, valem as mesmas análises realizadas para o VPL. Neste caso, os resultados da Figura 6.79 demostram que para contratos com montantes dentro dos limites permitidos (menores

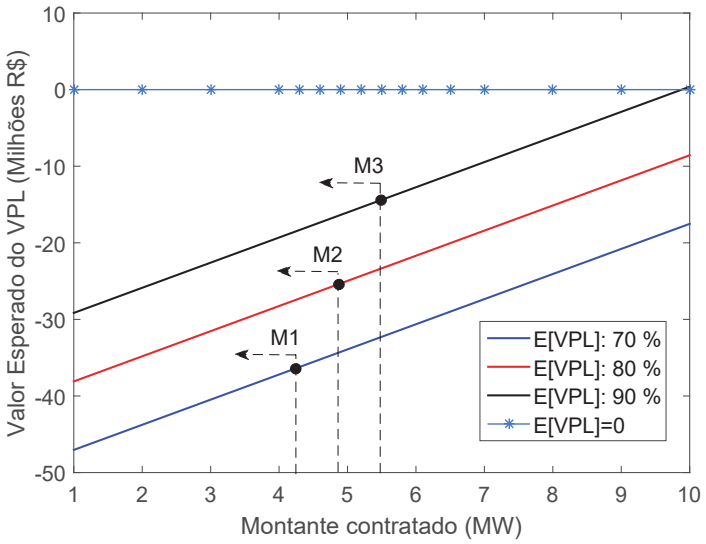

Figura 6.77 - $E[VPL]$ em função do montante contratado: Usina Solar.

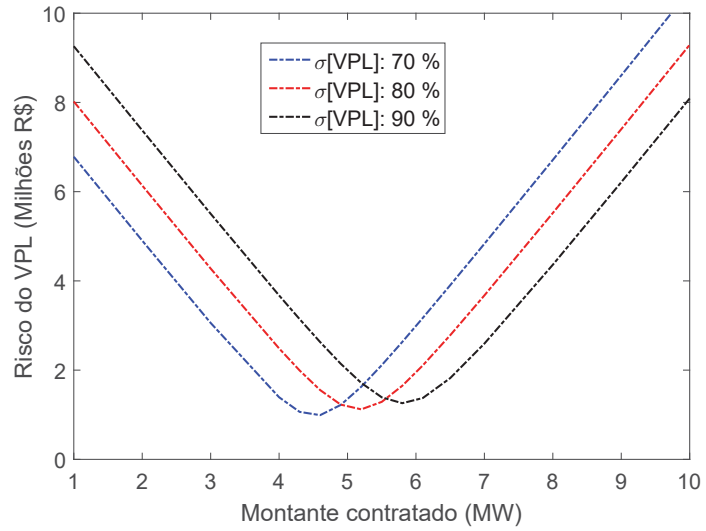

Figura 6.78 - $\sigma[VPL]$ em função do montante contratado: Usina Solar.

que os da Tabela 6.38) não há viabilidade para nenhum caso.

6.5.4.5 Preço da energia: usina solar

A análise para o preço da energia foi realizada para variações de R$ 280/MWh a R$ 460/MWh. As Figura 6.81 e Figura 6.82 apresentam o comportamento do

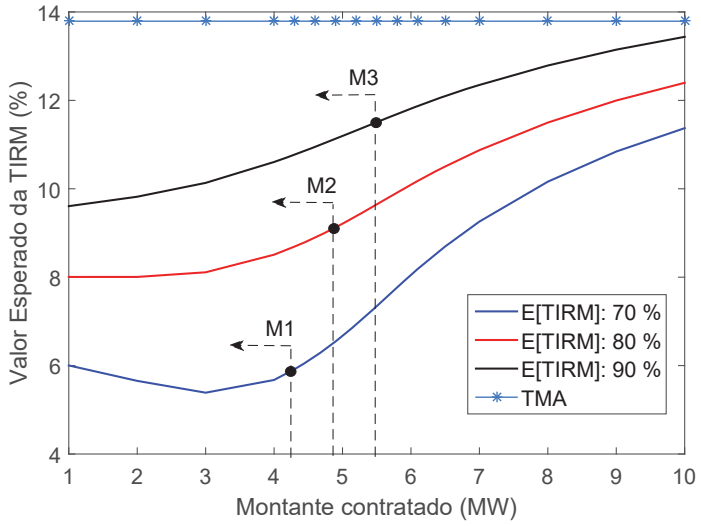

Figura 6.79 - $E[TIRM]$ em função do montante contratado: Usina Solar.

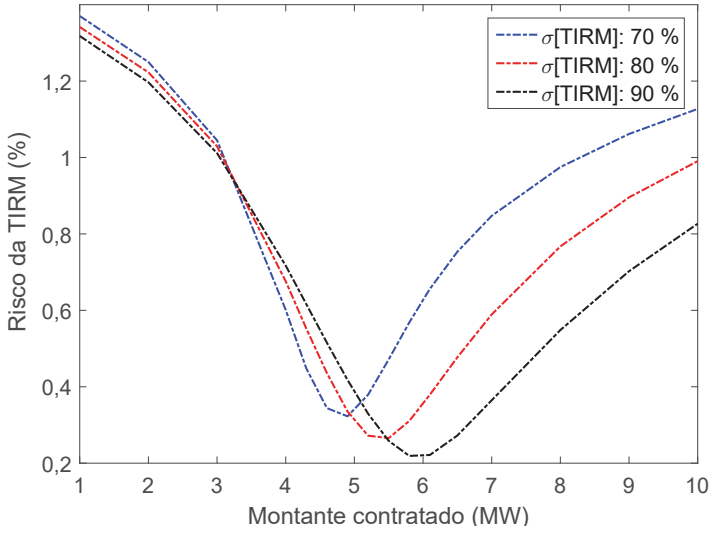

Figura 6.80 - $\sigma[TIRM]$ em função do montante contratado: Usina Solar.

$E[VPL]$ e do $\sigma[VPL]$, respectivamente, em função do preço da energia definido no contrato bilateral, onde observa-se que o aumento do preço de venda da energia melhora significativamente o resultado econômico do projeto, o $E[VPL]$ aumenta e o valor nominal do $\sigma[VPL]$ permanece constante.

O custo unitário de geração, para cada valor de *Performance Ratio*, foi obtido nos

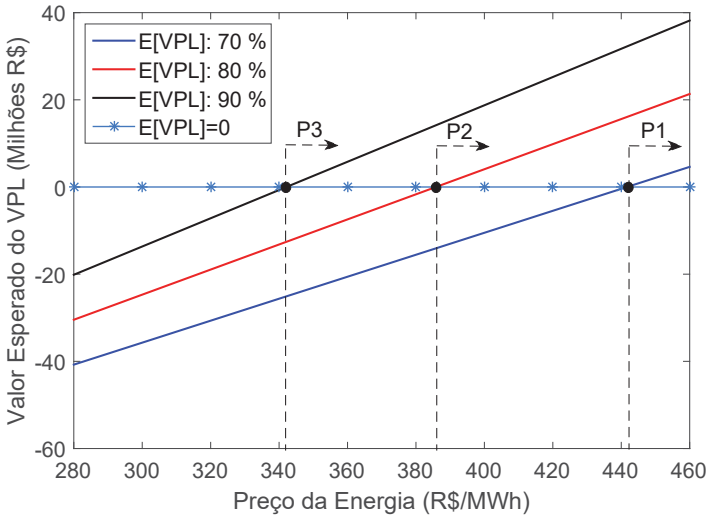

Figura 6.81 - $E[VPL]$ em função do preço da energia: Usina Solar.

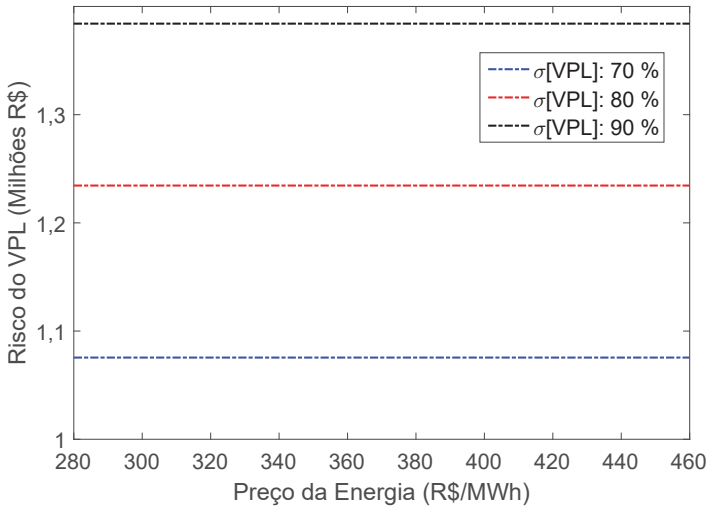

Figura 6.82 - $\sigma[VPL]$ em função do preço da energia: Usina Solar.

limites de viabilidade, ou seja, $E[VPL] \geq 0$ e $E[TIRM] > TMA = 13,79\%$. Na Tabela 6.39, as variáveis $P1$, $P2$ e $P3$ representam os custos unitários de geração para *Performance Ratio* igual a 70%, 80% e 90%, respectivamente, calculados pelo VPL (ver Figura 6.81). Neste caso, o projeto é viável para preços maiores que os valores apresentados na Tabela 6.39.

As Figuras 6.83 e 6.84 apresentam o comportamento do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$,

Tabela 6.39 - Custo unitário de geração (R$/$MWh$) calculado pelo VPL: Usina Solar.

$P1$	$P2$	$P3$
442,00	387,00	342,00

respectivamente, em função do preço da energia, onde observa-se que os resultados também indicam melhorias significativas no resultado econômico com o aumento do preço de venda da energia, o $E[TIRM]$ aumenta e o $\sigma[TIRM]$ diminui.

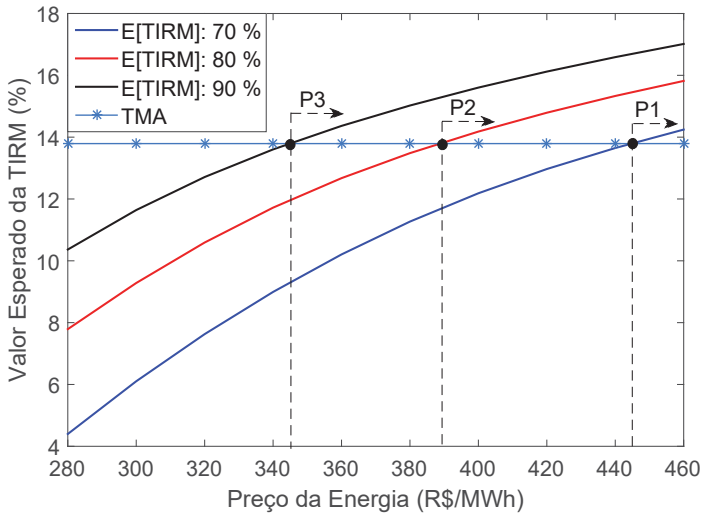

Figura 6.83 - $E[TIRM]$ em função do preço da energia: Usina Solar.

Na Tabela 6.40, as variáveis $P1'$, $P2'$ e $P3'$ representam os custos unitários de geração para *Performance Ratio* igual a 70%, 80% e 90%, respectivamente, calculados pela TIRM (ver Figura 6.83). Neste caso, o projeto é viável para preços maiores que os valores dispostos na Tabela 6.40.

Tabela 6.40 - Custo unitário de geração (R$/$MWh$) calculado pela TIRM: Usina Solar.

$P1'$	$P2'$	$P3'$
446,00	389,00	345,00

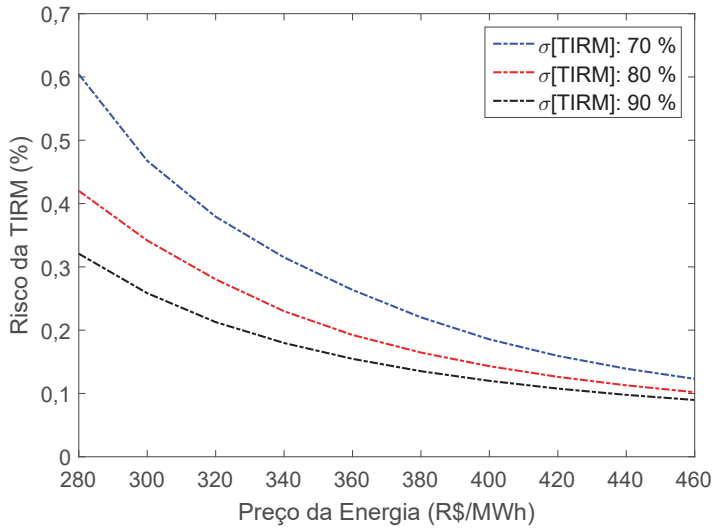

Figura 6.84 - $\sigma[TIRM]$ em função do preço da energia: Usina Solar.

6.6 Otimização multiobjetivo

Realizou-se estudos de caso considerando portfólio composto por três usinas: i) PCH fictícia instalada no Rio de Contas na localidade de Ipiaú, estado da Bahia, ii) usina eólica fictícia instalada na cidade de Caetité, estado da Bahia e iii) usina solar fotovoltaica fictícia instalada na cidade de Brumado, estado da Bahia.

Desta forma, o algoritmo de otimização determinará as composições ótimas dos portfólios e os percentuais ótimos de financiamento para cada tipo de fonte. Os resultados serão apresentados pelas fronteiras de Pareto, conforme metodologia proposta.

Para a PCH, os dados históricos da afluência foram obtidos no Sistema de Informações Hidrológicas (HidroWeb) da Agência Nacional de Águas (ANA). Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2012. A Tabela 6.41 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da variável.

Tabela 6.41 - Parâmetros estimados para afluência: Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3.

$\overline{A}$ (m^3/s)	41,53
η_A	0,84
σ_A	0,66

Para a usina eólica, os dados históricos de velocidade do vento foram obtidos no Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2010. A Tabela 6.42 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da velocidade do vento considerando a altura de $100m$.

Tabela 6.42 - Parâmetros estimados para velocidade do vento: Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3.

$\overline{V_1}$ (m/s)	7,37
η_{V_1}	1,46
σ_{V_1}	1,70

Para a usina solar, os dados históricos de irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento foram obtidos no Sistema Integrado de Dados Ambientais (SINDA) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Foram utilizados os históricos do período de janeiro de 2000 a dezembro de 2010. A Tabela 6.43 dispõe os parâmetros estimados para as modelagens da irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento considerando a altura de $10m$.

Tabela 6.43 - Parâmetros estimados para irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento: Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3.

$\overline{I}$ (W/m^2)	236,16	$\overline{Ta}$ $(°C)$	24,16	$\overline{V_2}$ (m/s)	3,54
η_I	1,75	η_{Ta}	0,93	η_{V_2}	0,78
σ_I	42,12	σ_{Ta}	1,11	σ_{V_2}	0,56

Os dados históricos do PLD foram obtidos na CCEE. Foi utilizado o histórico do período de janeiro de 2006 a maio de 2017, do submercado Nordeste. A Tabela 6.44 dispõe os parâmetros estimados para a modelagem da variável. Nesta simulação foram utilizados os limites estabelecidos pela ANEEL em 2017 e empregados nas demais simulações. Considerando simulação de 2000 cenários, período de 300 meses (vida útil das usinas) e os parâmetros estimados do mesmo histórico, o PLD médio anual obtido é R$ 235,64/MWh.

Para a decomposição de Cholesky, a correlação entre as variáveis afluência, velocidade do vento (usina eólica), irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento (usina solar) foi calculada utilizando os históricos do período de janeiro de

Tabela 6.44 - Parâmetros estimados para o PLD: Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3.

$\overline{P}$ (R\$/MWh)	236,90
η_P	0,13
σ_P	0,41
ϕ	0,39
$\overline{\kappa}$ (R\$/MWh)	224,79
γ (R\$/MWh)	222,94
Limite de salto (R\$/MWh)	229,35

2005 a dezembro de 2010.

A Tabela 6.45 dispõe as premissas a serem utilizadas pelo algoritmo de otimização para determinação dos custos de capital próprio e de terceiros para cada tipo de fonte e para cada cromossomo. Os valores da estrutura ótima de capital (nível de endividamento) serão calculadas pelo próprio algoritmo e serão fornecidas como resultado em cada solução ótima.

Tabela 6.45 - Custos de capital próprio e de terceiros: : Estudos de Caso 1, Caso 2 e Caso 3.

Custo de Capital Próprio	
Taxa livre de risco	4,59%
Prêmio de risco de Mercado	5,79%
Beta médio desalavancado (mercado de referência)	0,44
Alíquota de impostos (mercado brasileiro)	0%
Beta médio realavancado (mercado brasileiro)	1,47
Prêmio de risco país	3,52%
Inflação média EUA	2,47%
Custo de Capital de Terceiros	
Prêmio de risco de crédito	2,93%

6.6.1 Estudo de Caso 1: Investidor com interesse apenas no resultado econômico

Neste caso considera-se o investidor com interesse apenas no resultado econômico, sem demanda a ser atendida. A comercialização da energia gerada será realizada no Ambiente de Contratação Regulado. O problema multiobjetivo para este caso é definido por:

$$
\begin{aligned}
max \quad & f_1 = \sum_{j=1}^{n} E[VPL]_j \\
min \quad & f_2 = \sum_{j=1}^{n} \sigma[VPL]_j \\
\text{Sujeito a:} \quad & Pot_{hidro},\ Pot_{eol},\ Pot_{sol} \geq L^P_{min} \\
& Pot_{hidro},\ Pot_{eol},\ Pot_{sol} \leq L^P_{max} \\
& Debt_{hidro},\ Debt_{eol},\ Debt_{sol} \geq L^F_{min} \\
& Debt_{hidro},\ Debt_{eol},\ Debt_{sol} \leq L^F_{max}
\end{aligned}
$$

onde $E[VPL]_j$ é o valor esperado do VPL do fluxo de caixa da fonte j, $\sigma[VPL]_j$ é o desvio padrão do VPL do fluxo de caixa da fonte j, n é a quantidade de fontes de geração, Pot_{hidro} é a potência instalada da usina hidro, Pot_{eol} é a potência instalada da usina eólica, Pot_{sol} é a potência instalada da usina solar, $Debt_{hidro}$ é o percentual de financiamento da usina hidro, $Debt_{eol}$ é o percentual de financiamento da usina eólica e $Debt_{sol}$ é o percentual de financiamento da usina solar, L^P_{min} e L^P_{max} são os limites mínimo e máximo de potência instalada de cada fonte, respectivamente, L^F_{min} L^F_{max} são os limites mínimo e máximo de financiamento de cada fonte, respectivamente. A Tabela 6.46 dispõe o cromossomo, formado pelos genes de G_1 a G_6, com os parâmetros a serem otimizados.

Tabela 6.46 - Parâmetros a serem otimizados: Estudo de Caso 1.

G_1	G_2	G_3	G_4	G_5	G_6
P_{hidro}	P_{eol}	P_{sol}	$Debt_{hidro}$	$Debt_{eol}$	$Debt_{sol}$

Serão utilizados fluxos de caixas individuais, considerando as particularidades econômicas de cada fonte separadamente. As premissas utilizadas para cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros são dispostos na Tabela 6.45. A Tabela 6.47 dispõe as premissas técnicas e econômicas utilizadas para a PCH, a Tabela 6.48 dispõe as premissas técnicas e econômicas utilizadas para a usina eólica e a Tabela 6.49 dispõe as premissas técnicas e econômicas utilizadas para a usina solar.

A Figura 6.85 apresenta a evolução do valor máximo de f_1 ($max\ f_1$) e mínimo de f_2 ($min\ f_2$) para simulação com 104 gerações, 120 indivíduos, χ igual a 0,01% (ver

Tabela 6.47 - Premissas para PCH: Estudo de Caso 1.

Limites de potência instalada	0 – 30MW
Limites de financiamento	0 – 70%
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3%
Custo de Implantação	R$ 5 milhões/MW
Vida Útil do Projeto	25 anos
Queda Bruta	50m
Rendimento do Gerador	0,95
Rendimento da Turbina	0,90
Rendimento do Sistema de Adução	0,99
Preço da energia	R$ 207,64/MWh
Prazo de Amortização	20 anos
Prazo de Carência	2 anos
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
O&M	3% por ano do valor investido
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R$ 1,5/$kWmês$
Depreciação Linear	25 anos
Regime de tributação	Lucro Presumido

Tabela 6.48 - Premissas para Usina Eólica: Estudo de Caso 1.

Limites de potência instalada	0 – 30MW
Limites de financiamento	0 – 70%
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3%
Custo de Implantação	R$ 4,5 milhões/MW
Vida Útil do Projeto	25 anos
Altura da torre	100m
Comprimento de Rugosidade do terreno	0,8
Preço da energia	R$ 210,00/MWh
Prazo de Amortização	16 anos
Prazo de Carência	2 anos
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
O&M	1,3% do investimento inicial
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R$ 1,5/$kWmês$
Arrendamento do Terreno	1% da Receita Bruta
Depreciação Linear	25 anos
Regime de tributação	Lucro Presumido

Seção 5.5.2) e tempo de simulação de 31h54min, onde observa-se que a convergência de f_1 e f_2 ocorrem aproximadamente em 99 e 75 gerações, respectivamente.

Tabela 6.49 - Premissas para Usina Solar: Estudo de Caso 1.

Limites de potência instalada	$0 - 30MW$
Limites de financiamento	$0 - 80\%$
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3%
Custo de Implantação	R$ 4,0 milhões/MW
Vida Útil do Projeto	25 anos
Performance Ratio	85%
Redução de eficiência	0,75% por ano
Troca de inversores	R$ 0,165 milhões/MW
Ano de troca de inversores	15
Preço da energia	R$ 320,00/MWh
Prazo de Amortização	20 anos
Prazo de Carência	2 anos
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
O&M	1,5% do investimento inicial
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R$ 1,5/$kWmês$
Arrendamento do Terreno	1% da Receita Bruta
Depreciação Linear	25 anos
Regime de tributação	Lucro Presumido

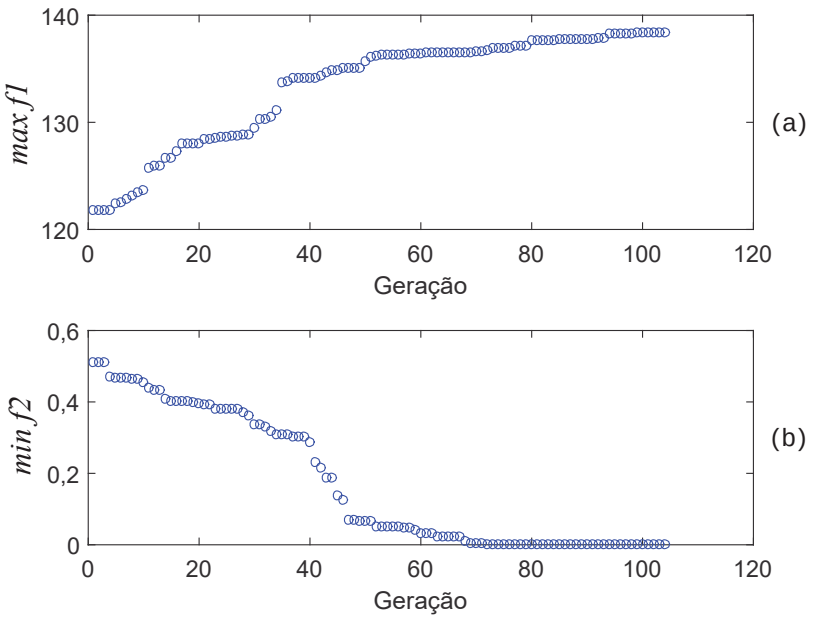

Figura 6.85 - Evolução dos valores do Estudo de Caso 1: (a) máximo de $f1$ e (b) mínimo de $f2$.

A Figura 6.86 apresenta a fronteira ótima de Pareto, considerando as funções de avaliação $f1$ e $f2$. Esta fronteira contém as soluções ótimas do problema, sendo que dada solução está associada ao cromossomo composto pela potência instalada de cada fonte e percentual de financiamento de cada fonte.

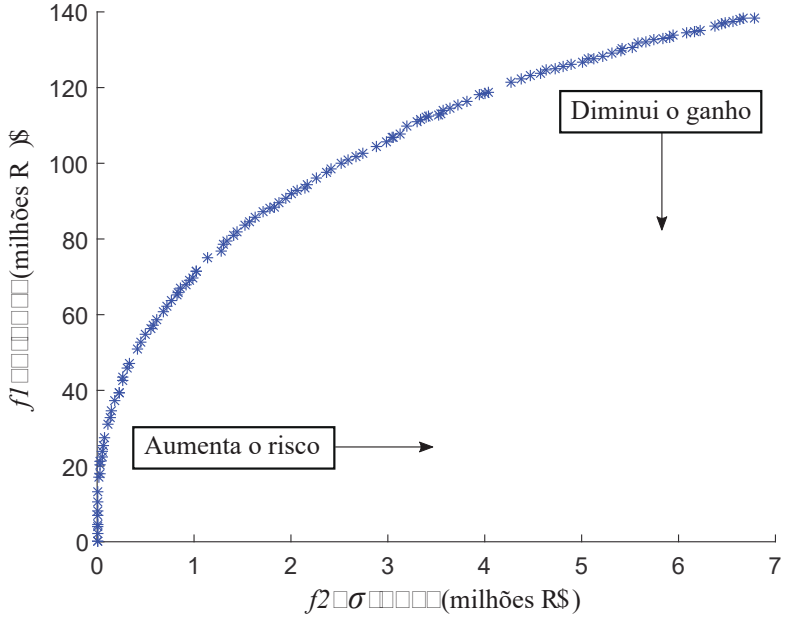

Figura 6.86 - Fronteira ótima de Pareto para $f1$ e $f2$: Estudo de Caso 1.

A Tabela 6.50 dispõe algumas soluções ótimas, escolhidas de forma a obter representatividade da variedade dos valores das funções de avaliação. Conhecendo todas as soluções ótimas, o investidor escolhe a solução adequada à sua preferência.

Tabela 6.50 - Parâmetros otimizados e funções de avaliação: Estudo de Caso 1.

Pot_{hidro} [a]	Pot_{eol} [a]	Pot_{sol} [a]	$Debt_{hidro}$ [b]	$Debt_{eol}$ [b]	$Debt_{sol}$ [b]	$f1$ [c]	$f2$ [c]
15,76	30,00	30,00	0	0	3,87	138,76	6,81
10,75	8,17	29,95	0	0	10,30	109,01	3,02
2,83	0,10	0,20	8,04	0	40,74	30,85	0,10
0,86	0	0	56,94	-	-	7,09	0
5,16	0,02	6,38	0	0	35,23	57,31	0,56
6,62	2,41	20,62	0	0	29,30	75,75	1,21

[a] (MW)
[b] (%)
[c] (Milhões R$)

6.6.2 Estudo de Caso 2: Autoprodutor do Grupo A4 e tarifação horosazonal verde

Neste caso, considerou-se autoprodutor, do Grupo A4 (2,3kV a 25kV) e tarifação horosazonal verde, com interesse no resultado econômico e também com demanda de 5MW a ser atendida. Será considerado perfil de consumo de 80% fora de ponta e 20% na ponta.

A potência total para atendimento da demanda será dada pela soma das potências geradas por cada tipo de fonte: hidro, eólica e solar. A demanda será considerada sendo do tipo *flat* durante toda a vida útil das usinas. O cromossomo com os parâmetros a serem otimizados é disposto na Tabela 6.46. O problema multiobjetivo para este caso é definido por:

$$
\begin{aligned}
&max && f_1 = \sum_{j=1}^{n} E[VPL]_j \\
&min && f_2 = \sum_{j=1}^{n} \sigma[VPL]_j \\
&min && f_3 = \sum_{i=1}^{v} |E[pot]_i - \mathcal{D}_i| \\
&min && f_4 = \sum_{i=1}^{v} \sigma[pot]_i \\
&\text{Sujeito a:} && Pot_{hidro},\ Pot_{eol},\ Pot_{sol} \geq L^P_{min} \\
& && Pot_{hidro},\ Pot_{eol},\ Pot_{sol} \leq L^P_{max} \\
& && Debt_{hidro},\ Debt_{eol},\ Debt_{sol} \geq L^F_{min} \\
& && Debt_{hidro},\ Debt_{eol},\ Debt_{sol} \leq L^F_{max}
\end{aligned}
$$

onde $E[VPL]_j$ é o valor esperado do VPL do fluxo de caixa da fonte j, $\sigma[VPL]_j$ é o desvio padrão do VPL do fluxo de caixa da fonte j, n é a quantidade de fontes de geração, v é a vida útil, $E[pot]_i$ é o valor esperado da potência total, dada pela soma das potências de todas as fontes, no período i, $\mathcal{D}_i$ é a demanda no período i, Pot_{hidro} é a potência instalada da usina hidro, Pot_{eol} é a potência instalada da usina eólica, Pot_{sol} é a potência instalada da usina solar, $Debt_{hidro}$ é o percentual de

financiamento da usina hidro, $Debt_{eol}$ é o percentual de financiamento da usina eólica e $Debt_{sol}$ é o percentual de financiamento da usina solar, L^P_{min} e L^P_{max} são os limites mínimo e máximo de potência instalada de cada fonte, respectivamente, L^F_{min} L^F_{max} são os limites mínimo e máximo de financiamento de cada fonte, respectivamente.

Será utilizado fluxo de caixa único para as três fontes, considerando as particularidades técnicas e econômicas de cada uma delas. A receita bruta será composta por quatro partes: 1) Economia de energia: valor da energia economizada com a geração própria. Para valoração desta energia será considerado o sistema de tarifação horosazonal da concessionária (ponta e fora de ponta); 2) Venda de excedentes: a energia excedente será comercializada no ACL por meio de contrato bilateral; 3) Déficit de geração: a energia destinada ao uso da reserva de capacidade será adquirida no ACL por meio de contrato bilateral, conforme está previsto no Art. 51 da Resolução ANEELl nº 506, de 4 de setembro de 2012; 4) Custo de disponibilidade: valor pago à concessionária para custeio das despesas necessárias para manter a energia elétrica à disposição do autoprodutor, independente da sua efetiva utilização.

Os impostos PIS, COFINS, CSLL e IR só serão aplicados na parte da receita bruta obtida pela venda da energia excedente. A Tabela 6.51 dispõe os preços considerados na composição da receita bruta.

Tabela 6.51 - Premissas de preços da energia: Estudo de Caso 2.

Consumo fora de ponta (R$/$kWh$)	0,32
Consumo na ponta (R$/$kWh$)	1,14
Venda no ACL (R$/$MWh$)	200,00
Compra no ACL (R$/$MWh$)	210,00
Custo de disponibilidade (R$/$kW$)	10,07

A Tabela 6.52 dispõe as premissas técnicas e econômicas utilizadas neste estudo de caso. Para o cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros, os dados estão dispostos na Tabela 6.45.

Como existem três usinas com diferentes alavancagens, optou-se calcular a taxa de desconto do VPL através da média ponderada do custo de capital próprio das usinas, de acordo com o valor do investimento de cada uma. Em (6.1) tem-se o cálculo da taxa de desconto r_{total} a ser aplicada no VPL, onde r_{PCH} é o custo de capital próprio da PCH, r_{EOL} é o custo de capital próprio da usina eólica, r_{SOL} é o custo de capital

Tabela 6.52 - Premissas técnicas e econômicas: Estudo de Caso 2.

GERAL	
Regime de tributação	Lucro Presumido
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Prazo de Carência	2 anos
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)	R$ 1,5/$kWmês$
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3%
Vida Útil	25 anos
Depreciação Linear	25 anos
Arrendamento de Terreno	0,5% da Receita Bruta
Demanda contratada	$5MW$
PCH	
Limites de potência instalada	0 – $30MW$
Limites de financiamento	0 – 70%
Custo de Implantação	R$ 5,0 milhões/MW
Queda Bruta	$50m$
Rendimento do Gerador	0,95
Rendimento da Turbina	0,90
Rendimento do Sistema de Adução	0,99
Prazo de Amortização	20 anos
O&M	3% por ano do valor investido
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
EÓLICA	
Limites de potência instalada	0 – $30MW$
Limites de financiamento	0 – 70%
Custo de Implantação	R$ 4,5 milhões/MW
Altura da torre	$100m$
Comprimento de Rugosidade do terreno	0,8
Prazo de Amortização	16 anos
O&M	1,3% do investimento inicial
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
SOLAR	
Limites de potência instalada	0 – $30MW$
Limites de financiamento	0 – 80%
Custo de Implantação	R$ 4,0 milhões/MW
Performance Ratio	85%
Redução de eficiência	0,75% por ano
Troca de inversores	R$ 0,165 milhões/MW
Ano de troca de inversores	15
Prazo de Amortização	20 anos
O&M	1,5% do investimento inicial
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido

próprio da usina solar, I_{PCH} é o investimento inicial de implantação da PCH, I_{EOL}

é o investimento inicial de implantação da usina eólica, I_{SOL} é o investimento inicial de implantação da usina solar.

$$r_{total} = \frac{r_{PCH} \cdot I_{PCH} + r_{EOL} \cdot I_{EOL} + r_{SOL} \cdot I_{SOL}}{I_{PCH} + I_{EOL} + I_{SOL}} \tag{6.1}$$

A Figura 6.87 de (a) a (d) apresenta a evolução do valor máximo de f_1 ($max\ f_1$), mínimo de f_2 ($min\ f_2$), mínimo de f_3 ($min\ f_3$) e mínimo de f_4 ($min\ f_4$) para simulação com 215 gerações, 120 indivíduos, χ igual a 0,01% (ver Seção 5.5.2) e tempo de simulação de 58h01min, onde observa-se que a convergência de f_1, f_2, f_3 e f_4 ocorrem aproximadamente em 100, 200, 205 e 190 gerações, respectivamente.

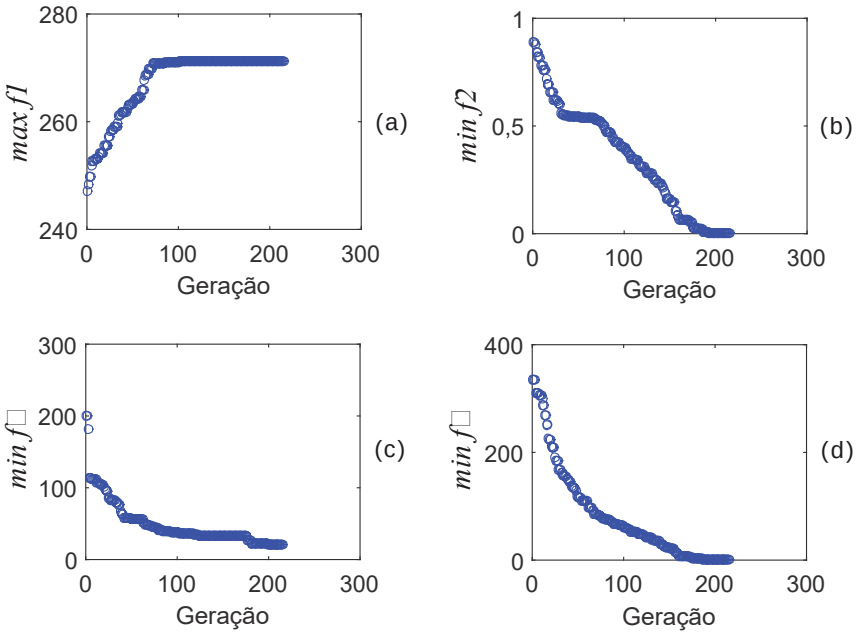

Figura 6.87 - Evolução dos valores do Estudo de Caso 2: (a) máximo de $f1$, (b) mínimo de $f2$, (c) mínimo de $f3$ e (d) mínimo de $f4$.

A Figura 6.88 apresenta a fronteira ótima de Pareto considerando as funções $f1$ e $f2$. Estas funções representam a parte econômica do modelo, sendo $f1$ representando o valor esperado do VPL do fluxo de caixa e $f2$ representando o risco deste VPL. Observa-se na Figura 6.88 que a fronteira de Pareto não é comportada, pois neste caso existem conflitos com outras funções objetivo que também são consideradas no modelo. Contudo, pode ser observado que o comportamento da fronteira

é semelhante ao caso em que somente as funções $f1$ e $f2$ são consideradas no modelo. Percebe-se que o comportamento de maximização de $f1$ e minimização de $f2$, oferece diversas alternativas ótimas para suporte à decisão.

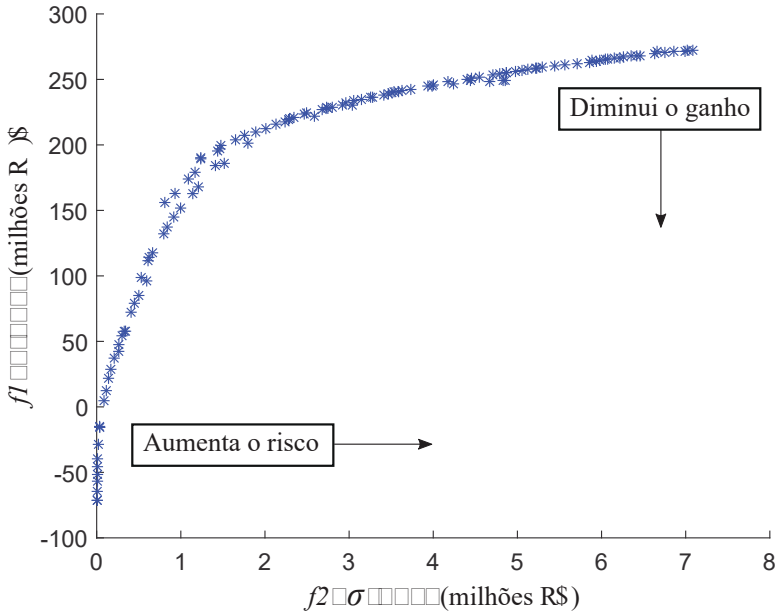

Figura 6.88 - Fronteira ótima de Pareto para $f1$ e $f2$: Estudo de Caso 2.

A Figura 6.89 apresenta a fronteira ótima de Pareto considerando as funções $f3$ e $f4$. Estas funções representam a parte técnica do modelo, sendo $f3$ representando o somatório dos desvios de geração em relação à curva de demanda e $f4$ representando o risco de geração. Observa-se na Figura 6.89 que a fronteira de Pareto não apresenta o formato convencional quando da minimização de duas funções objetivo. Este comportamento se deve aos conflitos com outras funções objetivo da modelagem. Contudo, pode ser observado que o resultado oferece diversas opções com mínimos desvios de geração ($f3$) e mínimos riscos de geração ($f4$), localizados na parte inferior e esquerda do gráfico.

A Figura 6.90 apresenta a fronteira ótima de Pareto considerando as funções $f2$ e $f4$. Estas funções representam a parte de risco do modelo, sendo $f2$ representando o risco financeiro e $f4$ representando o risco técnico de geração. Observa-se na Figura 6.90 que a fronteira de Pareto não apresenta o formato convencional quando da minimização de duas funções objetivo. Este comportamento se deve aos confli-

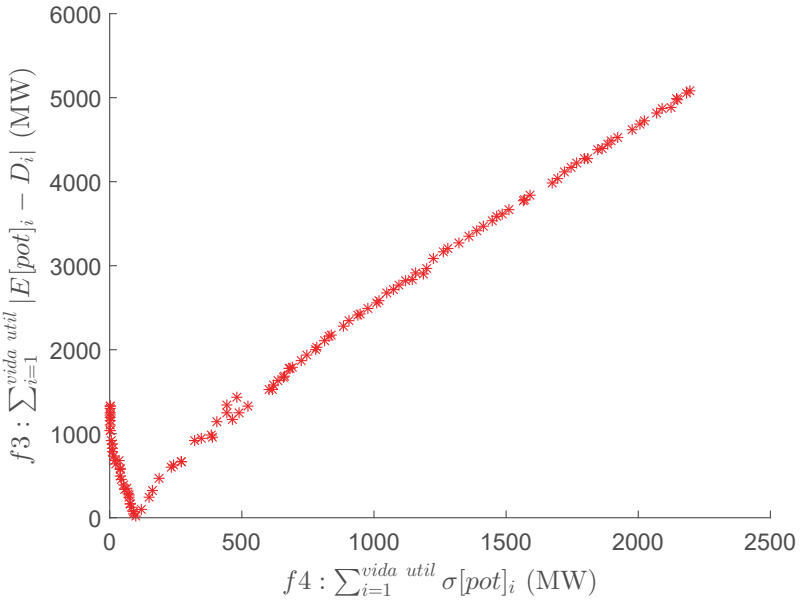

Figura 6.89 - Fronteira ótima de Pareto para $f3$ e $f4$: Estudo de Caso 2.

tos com outras funções objetivo da modelagem. Contudo, pode ser observado que o resultado oferece diversas opções de mínimo risco financeiro ($f2$) e mínimo risco de geração ($f4$), localizados na parte inferior e esquerda do gráfico.

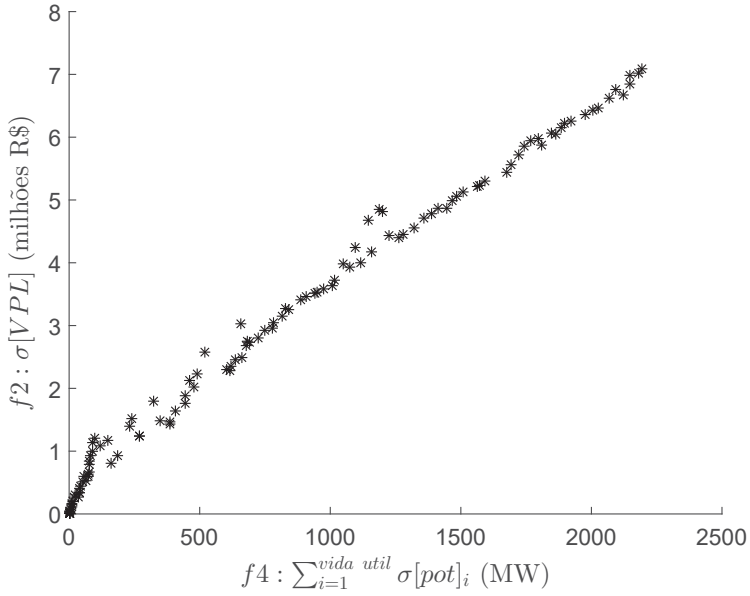

Figura 6.90 - Fronteira ótima de Pareto para $f2$ e $f4$: Estudo de Caso 2.

A Figura 6.91 apresenta a fronteira ótima de Pareto considerando as funções $f1$, $f2$ e $f3$. Esta representação não inclui somente a parte de risco de geração $f4$. Nesta imagem é apresentada outra perspectiva de visualização da otimização, onde observa-se o comportamento da fronteira de Pareto para três funções objetivo simultaneamente. Esta visualização favorece a escolha da solução ótima por parte do investidor.

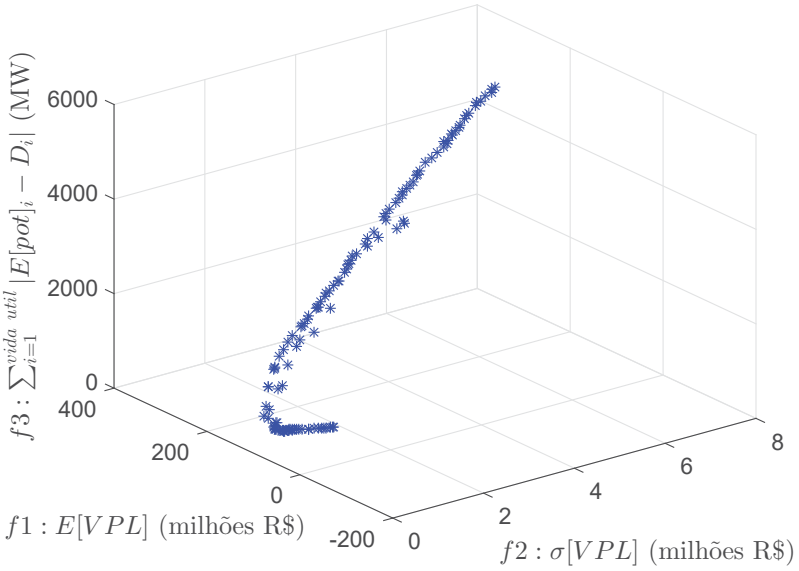

Figura 6.91 - Fronteira ótima de Pareto para $f1$, $f2$ e $f3$: Estudo de Caso 2.

Escolheu-se aleatoriamente uma solução, dentre o conjunto de soluções ótimas, para apresentar o comportamento de alguns aspectos da geração. A solução escolhida é disposta na Tabela 6.53. Os aspectos de geração desta solução são ilustrados nas Figura 6.92, Figura 6.93 e Figura 6.94.

Tabela 6.53 - Parâmetros otimizados e funções de avaliação: Estudo de Caso 2.

Pot_{hidro} (MW)	4,54	$Debt_{sol}$ (%)	63,47
Pot_{eol} (MW)	0,40	$f1$ (milhões R$)	126,30
Pot_{sol} (MW)	2,93	$f2$ (milhões R$)	1,01
$Debt_{hidro}$ (%)	59,48	$f3$ (MW)	22,37
$Debt_{eol}$ (%)	43,41	$f4$ (MW)	97,98

A Figura 6.92 apresenta o valor esperado da potência de cada fonte, onde pode-se observar o comportamento da geração de cada fonte separadamente e a geração total, dada pelo somatório da geração de todas as fontes. Observa-se que o comportamento da potência total é beneficiado pela complementaridade entre as fontes, pois a volatilidade da geração se torna menor.

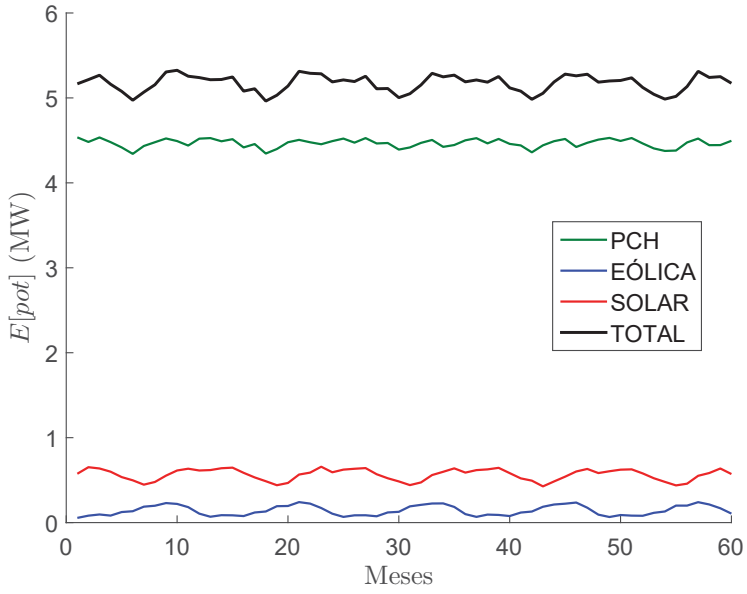

Figura 6.92 - Valor esperado da potência de cada usina: Estudo de Caso 2.

A Figura 6.93 apresenta o risco da potência de cada fonte, onde pode-se observar o comportamento do risco de geração de cada fonte separadamente e o risco total de geração, dado pelo somatório dos riscos de todas as fontes. Observa-se que a volatilidade do risco total ao longo dos meses é menor que a volatilidade do risco de algumas fontes quando analisadas separadamente. Este benefício é devido à complementaridade existente entre as fontes.

A Figura 6.94 apresenta o comportamento da geração total e a curva de demanda. Neste caso, observa-se que o déficit de geração é pequeno e ocorre apenas em curto período de cada ano (quando ocorre). Assim, a demanda é atendida pela geração própria e quase não se recorre à compra de energia no ACL. Observa-se que o excesso de geração não é expressivo, de forma que pouca energia é vendida no ACL. Portanto, considerando os aspectos técnicos, esta solução ótima atende à demanda

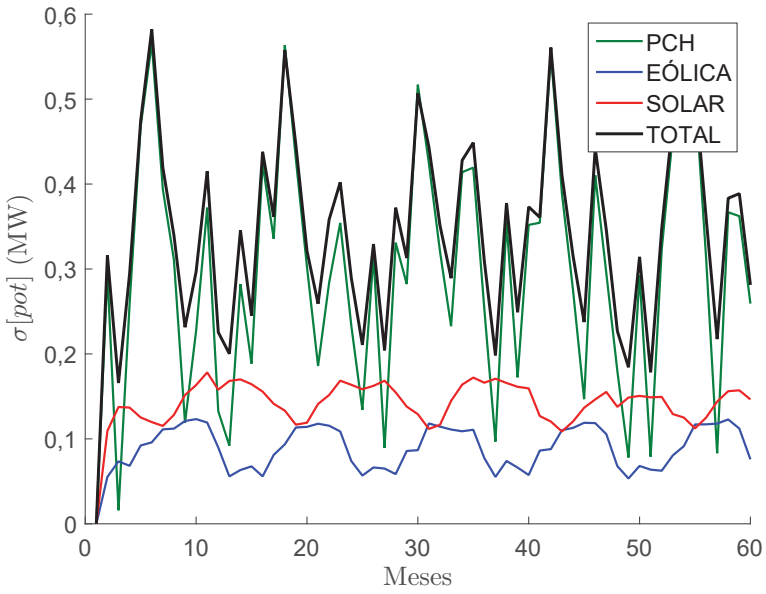

Figura 6.93 - Risco da potência de cada usina: Estudo de Caso 2.

com eficiência.

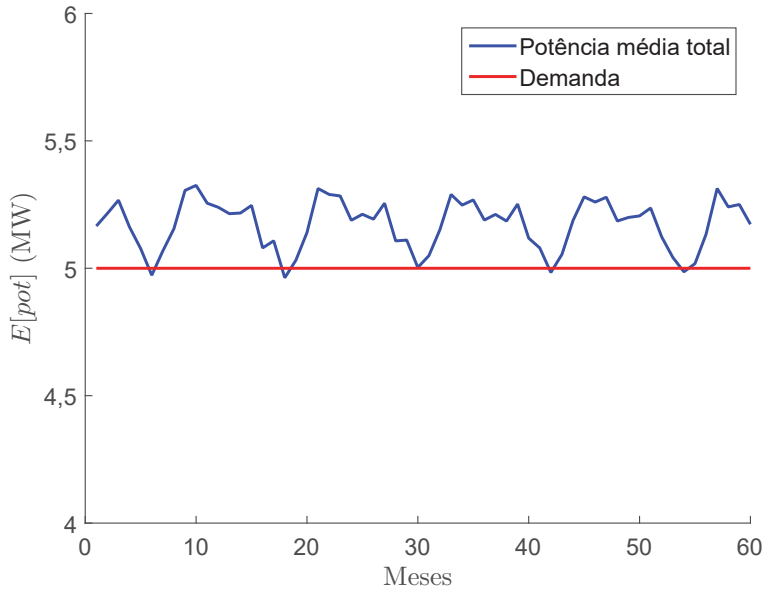

Figura 6.94 - Comparação entre geração e demanda: Estudo de Caso 2.

Conhecendo todas as soluções ótimas, como disposto na Tabela 6.53, o investidor escolhe a solução que seja mais adequada às suas preferências, considerando tanto características técnicas quanto econômicas.

6.6.3 Estudo de Caso 3: Autoprodutor cadastrado no Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Neste caso considera-se o autoprodutor cadastrado no Sistema de Compensação de Energia Elétrica, conforme Resolução nº 482 de 17 de abril de 2012. Esta resolução passou por atualização e as novas regras passaram a vigorar a partir de 1º de março de 2016. Neste sistema é permitido a participação de qualquer fonte renovável, com as seguintes denominações: microgeração distribuída com potência instalada até $75kW$ e minigeração distribuída com potência maior que $75kW$ e menor ou igual a $5MW$ (sendo $3MW$ para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição através de instalações de unidades consumidoras.

Nesta configuração, o excesso de geração gera créditos de energia que podem ser utilizados para abatimento na fatura nos meses subsequentes. A validade dos créditos é de até 60 meses, e serão expirados caso não sejam utilizados. Os créditos também podem ser usados para abater o consumo de outras unidades consumidoras do mesmo titular em outra localidade, desde que dentro da área de cobertura da mesma distribuidora (autoconsumo remoto). Os créditos não podem ser convertidos em dinheiro, apenas em consumo.

O abatimento é realizado apenas na parcela de energia da fatura, o custo de disponibilidade é cobrado normalmente. Para os consumidores do grupo A (alta tensão), paga-se a demanda contratada sem alterações de valor.

Portanto, para este estudo de caso considera-se o autoprodutor, do Grupo A4 (2,3kV a 25kV) e tarifação horosazonal verde, com interesse no resultado econômico e com demanda de $4MW$ a ser atendida. Considera-se perfil de consumo de 80% fora de ponta e 20% na ponta. A potência total para atendimento da demanda será dada pela soma das potências geradas por cada tipo de fonte: hidro, eólica e solar. A demanda será considerada sendo do tipo *flat* durante toda a vida útil das usinas. O problema multiobjetivo é o mesmo descrito na Seção 6.6.2 e o cromossomo com os parâmetros a serem otimizados é disposto na Tabela 6.46.

Como não há comercialização de energia por parte do autoprodutor, só será conside-

rado o encargo setorial de fiscalização da ANEEL. Os impostos PIS, COFINS, CSLL e IR não serão considerados. A receita bruta será formada pelo benefício econômico obtido pela economia de energia na fatura. A energia economizada será valorada pelo preço que o consumidor pagaria caso não tivesse autoprodução.

Utiliza-se fluxo de caixa único para as três fontes, considerando as particularidades técnicas e econômicas de cada uma delas. A Tabela 6.54 dispõe os preços considerados na composição da receita bruta.

Tabela 6.54 - Premissas de tarifas cobradas pela distribuidora: Estudo de Caso 3.

Consumo fora de ponta (R$/$kWh$)	0,32
Consumo na ponta (R$/$kWh$)	1,14
Custo de disponibilidade (R$/$kW$)	10,07

A Tabela 6.55 dispõe as premissas técnicas e econômicas utilizadas neste estudo de caso. Para o cálculo dos custos de capital próprio e de terceiros, os dados estão dispostos na Tabela 6.45. A taxa de desconto utilizada no cálculo do VPL é dada por (6.1).

A Figura 6.95 de (a) a (d) apresenta a evolução do valor máximo de f_1 ($max\ f_1$), mínimo de f_2 ($min\ f_2$), mínimo de f_3 ($min\ f_3$) e mínimo de f_4 ($min\ f_4$) para simulação com 86 gerações, 120 indivíduos, χ igual a 0,01% (ver Seção 5.5.2) e tempo de simulação de 23h12min. Observa-se na Figura 6.95 de (a) a (d) que a convergência de f_1, f_2, f_3 e f_4 ocorrem aproximadamente em 81, 30, 27 e 23 gerações, respectivamente.

A Figura 6.96 apresenta a fronteira ótima de Pareto considerando as funções $f1$ e $f2$. Estas funções representam a parte econômica do modelo, sendo $f1$ representando o valor esperado do VPL do fluxo de caixa e $f2$ representando o risco deste VPL. Observa-se na Figura 6.96 a formação de diversas fronteiras ótimas de Pareto, pois neste caso existem conflitos com outras funções objetivo. Contudo, pode ser observado que o comportamento da fronteira é semelhante ao caso em que somente as funções $f1$ e $f2$ são consideradas no modelo. Percebe-se que o comportamento de maximização de $f1$ e minimização de $f2$ oferece diversas alternativas ótimas para suporte à decisão.

Tabela 6.55 - Premissas técnicas e econômicas: Estudo de Caso 3.

GERAL	
Regime de tributação	Lucro Presumido
Sistema de Amortização	Sistema de Amortização Constante (SAC)
Prazo de Carência	2 anos
Perdas na Transmissão e Consumo Interno	3%
Vida Útil	25 anos
Depreciação Linear	25 anos
Arrendamento de Terreno	0,5% da Receita Bruta
Fiscalização da Aneel (TFSEE)	0,5% da Receita Bruta
Demanda contratada	$4MW$
PCH	
Limites de potência instalada	0 – $3MW$
Limites de financiamento	0 – 70%
Custo de Implantação	R$ 5,0 milhões/MW
Queda Bruta	$20m$
Rendimento do Gerador	0,95
Rendimento da Turbina	0,90
Rendimento do Sistema de Adução	0,99
Prazo de Amortização	20 anos
O&M	3% por ano do valor investido
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
EÓLICA	
Limites de potência instalada	0 – $5MW$
Limites de financiamento	0 – 70%
Custo de Implantação	R$ 4,5 milhões/MW
Altura da torre	$100m$
Comprimento de Rugosidade do terreno	0,8
Prazo de Amortização	16 anos
O&M	1,3% do investimento inicial
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido
SOLAR	
Limites de potência instalada	0 – $5MW$
Limites de financiamento	0 – 80%
Custo de Implantação	R$ 4,0 milhões/MW
Performance Ratio	85%
Redução de eficiência	0,75% por ano
Troca de inversores	R$ 0,165 milhões/MW
Ano de troca de inversores	15
Prazo de Amortização	20 anos
O&M	1,5% do investimento inicial
Seguro da Usina	0,3% por ano do valor investido

A Figura 6.97 apresenta a fronteira ótima de Pareto considerando as funções $f3$ e $f4$. Estas funções representam a parte técnica do modelo, sendo $f3$ representando o somatório dos desvios de geração em relação à curva de demanda e $f4$ representando

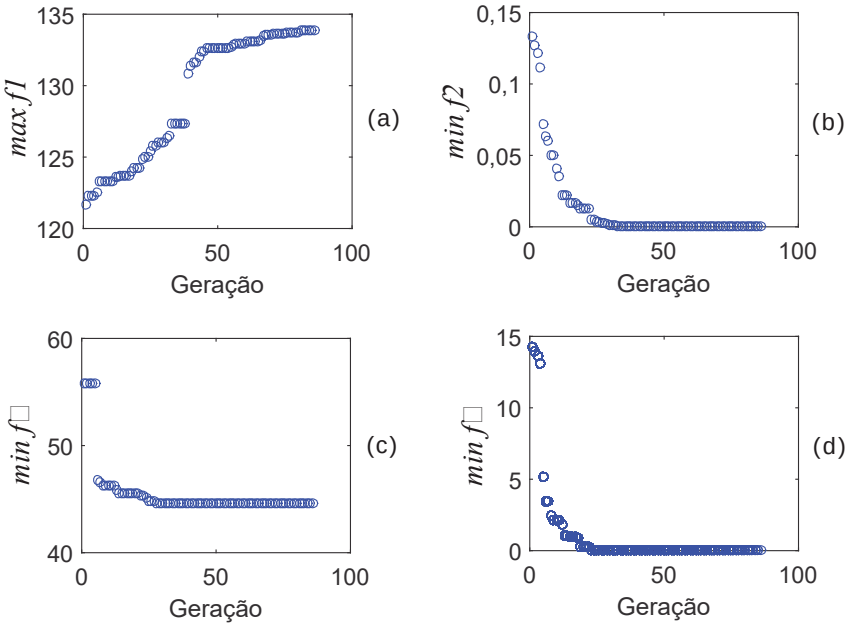

Figura 6.95 - Evolução dos valores do Estudo de Caso 3: (a) máximo de $f1$, (b) mínimo de $f2$, (c) mínimo de $f3$ e (d) mínimo de $f4$.

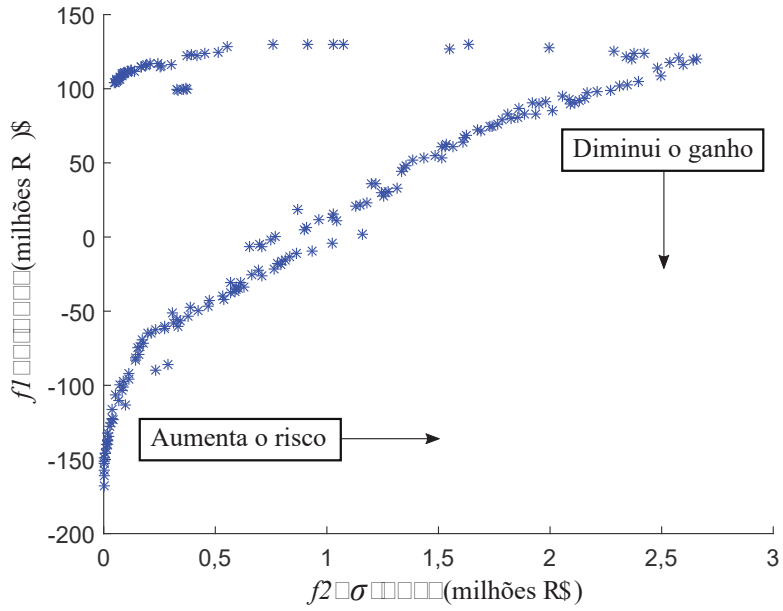

Figura 6.96 - Fronteira ótima de Pareto para $f1$ e $f2$: Estudo de Caso 3.

o risco de geração. Observa-se na Figura 6.97 que a fronteira de Pareto apresenta o

formato convencional quando da minimização de duas funções objetivo. O resultado oferece diversas opções com mínimos desvios de geração ($f3$) e mínimos riscos de geração ($f4$).

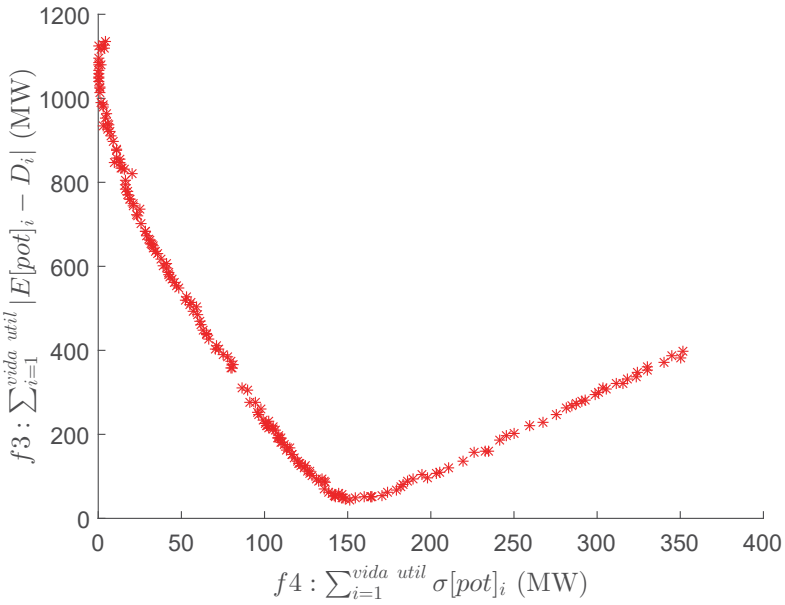

Figura 6.97 - Fronteira ótima de Pareto para $f3$ e $f4$: Estudo de Caso 3.

A Figura 6.98 apresenta a fronteira ótima de Pareto considerando as funções $f2$ e $f4$. Estas funções representam a parte de risco do modelo, sendo $f2$ representando o risco financeiro e $f4$ representando o risco técnico de geração. Observa-se na Figura 6.98 que a fronteira de Pareto não apresenta o formato convencional quando da minimização de duas funções objetivo. Este comportamento se deve aos conflitos com outras funções objetivo da modelagem. Contudo, pode ser observado que o resultado oferece diversas opções de mínimo risco financeiro ($f2$) e mínimo risco de geração ($f4$), localizados na parte inferior e esquerda do gráfico.

A Figura 6.99 apresenta a fronteira ótima de Pareto considerando as funções $f1$, $f2$ e $f3$. Esta representação não inclui somente a parte de risco de geração $f4$. Nesta imagem é apresentada outra perspectiva de visualização da otimização, onde observa-se o comportamento da fronteira de Pareto para três funções objetivo simultaneamente.

Escolheu-se aleatoriamente uma solução, dentre o conjunto de soluções ótimas, para

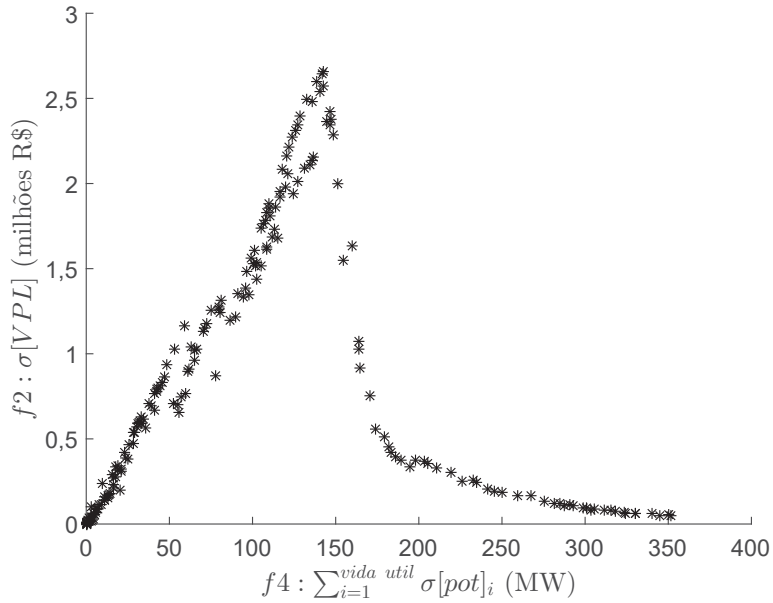

Figura 6.98 - Fronteira ótima de Pareto para $f2$ e $f4$: Estudo de Caso 3.

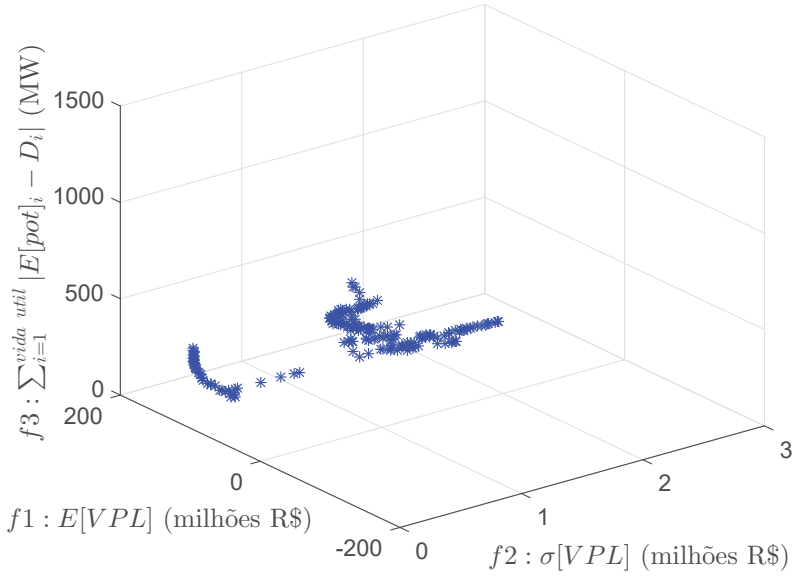

Figura 6.99 - Fronteira ótima de Pareto para $f1$, $f2$ e $f3$: Estudo de Caso 3.

apresentar o comportamento de alguns aspectos da geração. A solução escolhida é disposta na Tabela 6.56. Os aspectos de geração desta solução são ilustrados nas Figura 6.100, Figura 6.101 e Figura 6.102.

Tabela 6.56 - Parâmetros otimizados e funções de avaliação: Estudo de Caso 3.

Pot_{hidro} (MW)	2,95	$Debt_{sol}$ (%)	1,63
Pot_{eol} (MW)	1,07	$f1$ (milhões R$)	125,49
Pot_{sol} (MW)	5,00	$f2$ (milhões R$)	2,28
$Debt_{hidro}$ (%)	0	$f3$ (MW)	47,07
$Debt_{eol}$ (%)	7,65	$f4$ (MW)	148,51

A Figura 6.100 apresenta o valor esperado da potência de cada fonte, onde pode-se observar o comportamento da geração de cada fonte separadamente e a geração total. Observa-se que o comportamento da potência total é beneficiado pela complementaridade entre as fontes, pois a volatilidade da geração se torna menor.

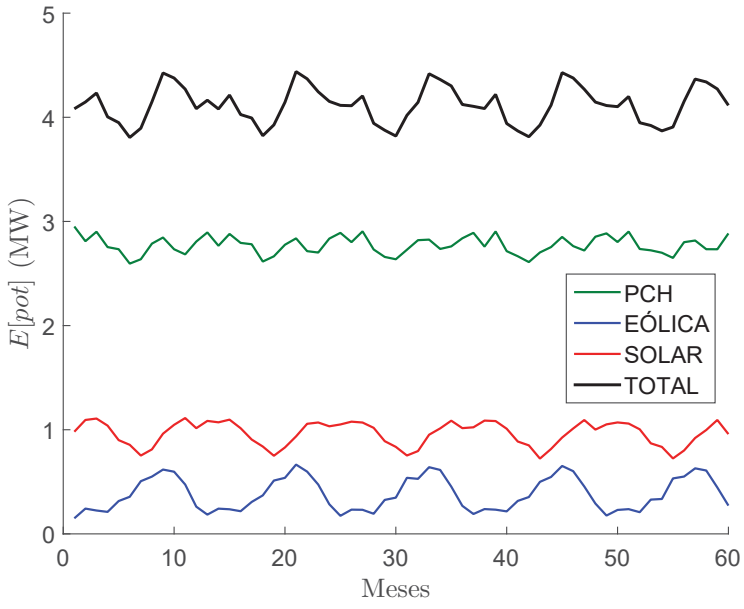

Figura 6.100 - Valor esperado da potência de cada usina: Estudo de Caso 3.

A Figura 6.101 apresenta o risco da potência de cada fonte, onde pode-se observar o comportamento do risco de geração de cada fonte separadamente e o risco total de geração. Observa-se que a volatilidade da PCH causa maior influência na volatilidade do risco total, enquanto que as volatilidades das usinas eólica e solar causam menor influência.

A Figura 6.102 apresenta o comportamento da geração total e a curva de demanda.

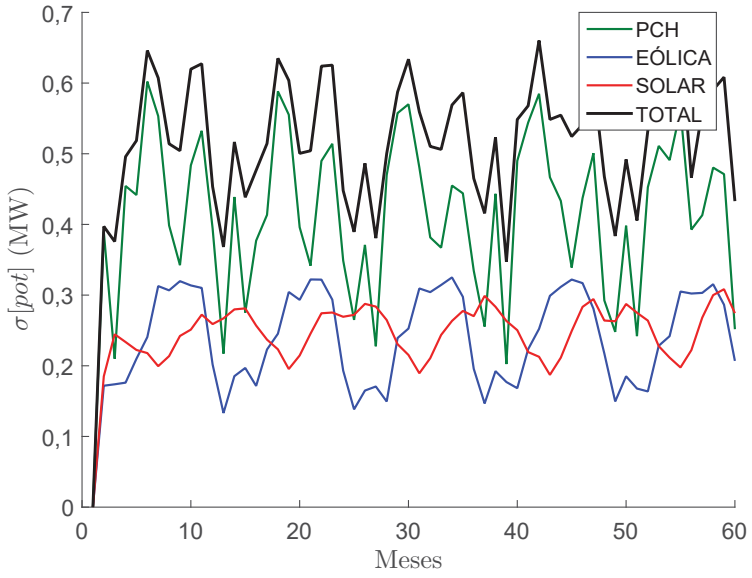

Figura 6.101 - Risco da potência de cada usina: Estudo de Caso 3.

Neste caso, observa-se que durante cada ano o excesso de geração é sempre maior que o déficit de geração. Assim, os déficits são supridos pelos créditos de energia oriundos do sistema de compensação, beneficiando a viabilidade econômica do investimento.

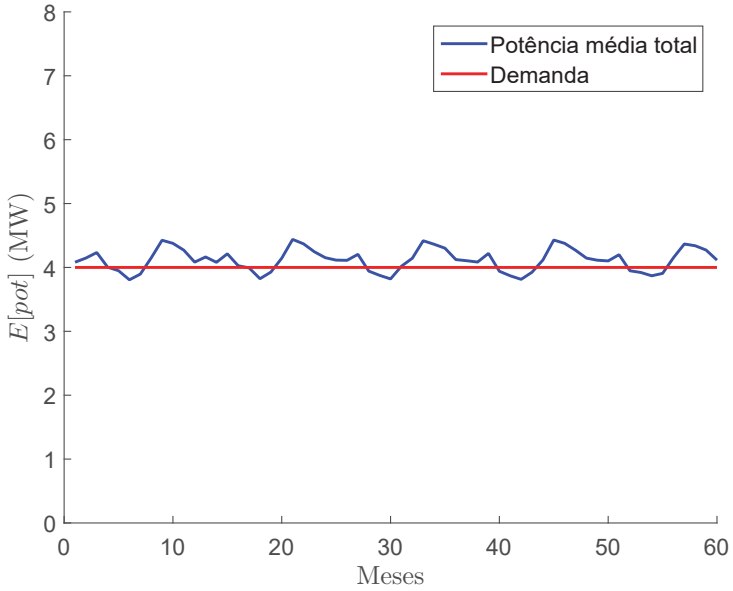

Figura 6.102 - Comparação entre geração e demanda: Estudo de Caso 3.

Conhecendo todas as soluções ótimas, como disposto na Tabela 6.56, o investidor escolhe a solução que seja mais adequada às suas preferências, considerando tanto características técnicas quanto econômicas.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÃO

Este trabalho desenvolveu novas metodologias para análise de risco e otimização multiobjetivo aplicadas à análise de investimento em geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis como hidrelétrica (UHE e PCH), eólica e solar fotovoltaica. Foram considerados o desempenho de indicadores econômicos e o perfil de demanda do investidor, além de aspectos de comercialização, tributação e legislação do setor elétrico.

As metodologias de análise de risco propostas para as usinas PCH, eólica e solar fotovoltaica forneceram como resultados as condições técnicas e econômicas que levam estas usinas a apresentarem viabilidade econômica no ACL e no ACR. Adicionalmente, o comportamento dos indicadores econômicos em condições de risco foi apresentado e analisado.

Para cada tipo de fonte, as variáveis aleatórias foram identificadas e modeladas com o objetivo de gerar séries sintéticas ao longo da vida útil das usinas. As variáveis consideradas foram: afluência, velocidade do vento, irradiância solar, temperatura do painel, capacidade média de geração do MRE e PLD. Os resultados demostraram que os modelos estocásticos propostos representam de forma satisfatória as características de reversão à média, volatilidade, sazonalidade e picos, no caso do PLD, apresentando precisão suficiente para a aplicação em estudos de viabilidade.

A análise com fluxo de caixa mensal permitiu capturar os efeitos da produção sazonal de energia, principalmente no que diz respeito à complementaridade entre as fontes de geração. A viabilidade técnica e econômica depende das premissas adotadas na elaboração do fluxo de caixa, do tipo de projeto, do local de instalação e principalmente do perfil do investidor.

Na prática, a realocação de energia no MRE é realizada semanalmente e é separada em três níveis de carga (leve, média e pesada) e, posteriormente, é agrupada para formar a média mensal. Para os propósitos deste trabalho, o MRE foi modelado em base mensal e considerando único nível de carga, dado pela soma dos três níveis. Desta forma, a média mensal de geração e a receita bruta mensal da hidrelétrica (UHE) não foram alteradas.

Como o objetivo da modelagem desenvolvida para o MRE é calcular apenas o fluxo de caixa da Hidrelétrica de Xingó (não importando conhecer o fluxo de caixa de cada usina participante do MRE), os quatro submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) foram considerados como usina hidrelétrica equivalente. Assim, calculou-se o fluxo de energia entre a Hidrelétrica de Xingó e a usina hidrelétrica equivalente. Esta consideração não alterou o fluxo de energia dentro do MRE e, portanto, não foi necessário modelar individualmente cada hidrelétrica participante do MRE. Os resultados demostraram que o MRE reduz significativamente o risco econômico e aumenta o retorno financeiro.

Novas hidrelétricas entrarão em operação durante o período (vida útil) de análise do fluxo de caixa, alterando a geração do MRE e reduzindo o risco hidrológico. A modelagem apresentada neste trabalho não captura este efeito, o que pode ser realizado em estudos futuros.

O principal objetivo da análise de sensibilidade realizada para as usinas PCH, eólica e solar fotovoltaica é fornecer informação do ponto de equilíbrio de viabilidade econômica, ou seja, fornecer o valor limite do parâmetro analisado que torna o projeto economicamente viável. Adicionalmente, a análise fornece informação importante do comportamento do risco do projeto perante variações nos parâmetros chave. Desta forma, a análise de sensibilidade apresentada agrega subsídios importantes para o processo de tomada de decisão.

Para a usina PCH, a análise de sensibilidade apresentou o comportamento do $E[NPV]$, do $\sigma[NPV]$, do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$ de acordo com variações nos seguintes parâmetros chave: i) Custo Unitário de Implantação, ii) Financiamento, iii) Vida Útil, iv) Montante Contratado e v) Preço da Energia definido no contrato. Com base nos resultados, verificou-se que os parâmetros de maior sensibilidade, ou seja, aqueles que tornam o projeto viável (ou inviável) rapidamente, são o custo unitário de implantação e o preço de venda da energia definido no contrato.

Para a usina eólica, a análise de sensibilidade apresentou o comportamento do $E[NPV]$, do $\sigma[NPV]$, do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$ de acordo com variações nos seguintes parâmetros chave: i) *Performance Ratio*, ii) Custo Unitário de Implantação, iii) Financiamento, iv) Vida Útil, v) Montante Contratado e vi) Preço da Energia definido no contrato. Através desta análise, o custo unitário de geração para diferentes alturas da torre foi calculado, e os valores obtidos estão dentro da faixa de valores

apresentadas em relatórios internacionais. Com base nos resultados, verificou-se que o parâmetro de maior sensibilidade é o custo unitário de implantação. Apesar do custo unitário de implantação ser maior para torres mais altas, a maior produção de energia fornece melhores resultados econômicos.

Para a usina solar fotovoltaica, a análise de sensibilidade apresentou o comportamento do $E[NPV]$, do $\sigma[NPV]$, do $E[TIRM]$ e do $\sigma[TIRM]$ de acordo com variações nos seguintes parâmetros chave: i) *Performance Ratio*, ii) Custo Unitário de Implantação, iii) Financiamento, iv) Vida Útil, v) Montante Contratado e vi) Preço da Energia definido no contrato. Com base nos resultados, verificou-se que a viabilidade econômica é mais sensível ao custo unitário de implantação, ou seja, pequenas variações neste parâmetro provocam grandes alterações nos indicadores econômicos. Desta forma, o custo unitário de implantação é parâmetro decisivo para definir se o projeto é viável ou não. Neste sentido, existe a necessidade de mais políticas públicas para incentivar a produção em cadeia no sentido de diminuir o custo desta tecnologia.

A metodologia de otimização multiobjetivo proposta fornece as fronteiras de Pareto formadas por soluções ótimas as quais contém informações de potência instalada e percentual de financiamento adequados a cada tipo de fonte: PCH, eólica e solar fotovoltaica. A partir desta metodologia foi possível analisar quatro funções de avaliação, conflitantes entre si, formadas por parâmetros técnicos e econômicos advindos da metodologia de análise de risco proposta para cada fonte. Diante dos resultados obtidos, o investidor pode escolher a solução que seja mais adequada às suas preferências e objetivos.

As metodologias propostas são específicas para o Brasil, pois levam em consideração as condições políticas e econômicas nacionais, mas podem facilmente ser adaptadas para outros países. A adaptação pode ser realizada através de mudanças no modelo de fluxo de caixa, especificamente no que diz respeito à forma de comercialização da energia (obtenção da receita bruta), às políticas de incentivo e aos impostos e taxas inerentes ao sistema de tributação local.

Portanto, este trabalho oferece ferramenta de auxílio à tomada de decisão em condições de risco, encorajando investimentos em fontes renováveis e contribuindo com o planejamento energético do país.

7.1 Contribuições do trabalho

As principais contribuições deste trabalho podem assim ser descritas:

- Modelos estocásticos propostos para geração de séries sintéticas das variáveis aleatórias velocidade do vento, irradiância solar, temperatura do painel, capacidade média de geração do MRE e PLD;
- Metodologia proposta para análise de risco de investimento em usina hidrelétrica com participação no MRE;
- Metodologia proposta para análise de risco de investimento em PCH;
- Metodologia proposta para análise de risco de investimento em usina eólica;
- Metodologia proposta para análise de risco de investimento em usina solar fotovoltaica;
- Metodologia proposta de otimização multiobjetivo para análise de risco de investimento, fornecendo portfólios ótimos, com fontes PCH, eólica e solar fotovoltaica, considerando o perfil técnico e econômico do investidor.

7.2 Publicações

Artigos em revista:

[1] D. Pinheiro Neto, E. G. Domingues, A. Paulo Coimbra, A. T. de Almeida, A. J. Alves, and W. P. Calixto, **Portfolio Optimization of Renewable Energy Assets Composed by Hydro, Wind and Photovoltaic in the Regulated Market in Brazil**. *Energy Economics* vol. 64 pp. 238-250, 2017.

[2] D. Pinheiro Neto, E. G. Domingues, A. J. Alves , and W. P. Calixto, **Methodology of investment risk analysis for wind power plants in the Brazilian free market**. *Electric Power Components and Systems*. ID = UEMP-2016-1049. (em processo de revisão)

[3] D. Pinheiro Neto, E. G. Domingues, A. Paulo Coimbra, A. T. de Almeida, A. J. Alves, and W. P. Calixto, **Stochastic sensitivity analysis using risk analysis methodology for investment assessment in photovoltaic power plants in Brazil**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. (em processo de revisão)

Artigos em congresso:

[4] D. Pinheiro Neto, E. G. Domingues, W. P. Calixto, A. J. Alves, R. A. Lima, **Investment Risk Analysis for Eolic Power Plants in the Free Contracting Environment**, in Proc. 2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), Sevile, Spain, pp. 2783-2788.

[5] D. Pinheiro Neto, E. G. Domingues, A. Paulo Coimbra, A. T. de Almeida, W. P. Calixto, **Investment Risk Analysis for Solar Photovoltaic Power Plant in the Free Contracting Environment**, in Proc. 2015 IEEE Internacional Conference on the European Energy Market (EEM), Lisbon, Portugal.

[6] D. Pinheiro Neto, E. G. Domingues, A. J. Alves , W. P. Calixto, **Investment Risk Analysis for Small Hydro Power Plants in the Short Term Market in Brazil**, IEEE CHILECON 2017, Pucón, Chile.

7.3 Sugestões para trabalhos futuros

Como trabalho futuro é possível indicar o melhoramento das metodologias propostas, especificamente nos aspectos descritos a seguir:

a) Modelar/prever a entrada de novas hidrelétricas no MRE;

b) Modelar/prever e analisar eventos esporádicos de grande impacto no PLD.

c) Inserir os Mecanismos de *Hedging* Financeiro nos contratos bilaterais.

d) Desenvolver metodologia para obtenção do grau de aversão ao risco do investidor.

ANEXO A

Conceitos básicos de econometria

Este Anexo apresenta alguns conceitos básicos de econometria para auxiliar o entendimento das modelagens estocásticas desenvolvidas nesta Tese.

A.1 Processo estocástico estacionário

O processo estocástico é dito ser estacionário, ou auto-regressivo (AR), se sua média e variância são constantes ao longo do tempo e o valor da covariância entre dois períodos quaisquer depende somente da distância (*lag*) entre esses dois períodos (GUJARATI; PORTER, 2011). Desta forma, as propriedades média, variância e covariância são invariantes no tempo. Adicionalmente, esse tipo de processo é também chamado de reversão à média, pois os valores tendem a retornar para a média e a flutuarem, de acordo com a variância, em torno desta média. Se a série temporal não apresenta as características descritas anteriormente, então a mesma é chamada de série não-estacionária.

O processo estocástico estacionário que apresenta média *zero*, variância constante σ^2 e não possui correlação serial é chamado de ruído branco. Este processo é utilizado para representar o termo de erro ε_t em modelos de regressão linear, sendo independentemente e identicamente distribuído, ou seja, $\varepsilon_t \sim \text{IIDN}(0, \sigma^2)$ (GUJARATI; PORTER, 2011).

De forma geral, o processo x_t é chamado auto-regressivo (estacionário) de ordem p, denotado por AR(p), se

$$x_t = \phi_0 + \phi_1 \cdot x_{t-1} + \ldots + \phi_p \cdot x_{t-p} + \varepsilon_t, \tag{A.1}$$

sendo $\phi_0, \phi_1, \ldots, \phi_p$ parâmetros reais. Assim, processos AR podem ser utilizados como modelos se for razoável supor que o valor atual da série depende do valor passado imediato mais um erro aleatório (GUJARATI; PORTER, 2011).

A.2 Processo estocástico não-estacionário

O exemplo clássico de série temporal não-estacionária é o chamado passeio aleatório, sendo dividido basicamente em dois tipos: i) passeio aleatório sem deslocamento e

ii) passeio aleatório com deslocamento.

A.2.1 Passeio aleatório sem deslocamento

A série é dita ser passeio aleatório sem deslocamento se

$$x_t = x_{t-1} + \varepsilon_t. \tag{A.2}$$

No modelo apresentado, o valor de x no instante t é igual ao seu valor em $t-1$ mais um choque randômico. A variância deste modelo é igual a $t \cdot \sigma^2$, ou seja, cresce indefinidamente com o tempo e, consequentemente, contraria uma das condições de estacionariedade (GUJARATI; PORTER, 2011).

A.2.2 Passeio aleatório com deslocamento

A série é dita ser passeio aleatório com deslocamento se

$$x_t = a + x_{t-1} + \varepsilon_t, \tag{A.3}$$

sendo a conhecido como parâmetro de deslocamento (*drift*).

A série x_t movimenta-se para cima e para baixo dependendo se o parâmetro a for positivo ou negativo, respectivamente. A variância deste modelo também é igual a $t \cdot \sigma^2$, ou seja, cresce indefinidamente com o tempo e, consequentemente, contraria uma das condições de estacionariedade (GUJARATI; PORTER, 2011).

A.3 Processo de raiz unitária

Considere o modelo:

$$x_t = b \cdot x_{t-1} + \varepsilon_t, \quad -1 \leq b \geq 1. \tag{A.4}$$

Subtraindo x_{t-1} de ambos os lados tem-se:

$$x_t - x_{t-1} = (b-1) \cdot x_{t-1} + \varepsilon_t, \quad -1 \leq b \geq 1. \tag{A.5}$$

Se $b = 1$, o modelo torna-se um passeio aleatório sem deslocamento ou processo de raiz unitária, cujo nome se deve ao fato de que $b = 1$ (raiz). Assim, os termos não-estacionário, passeio aleatório e raiz unitária são tratados como sinônimos. Se, contudo, $|b| \leq 1$, pode ser demonstrado que a série x_t torna-se estacionária[1] (GUJARATI; PORTER, 2011).

A.4 Tendência determinística e estocástica

A distinção entre estacionariedade e não-estacionariedade exerce papel de grande importância para determinar quando a tendência da série é determinística ou estocástica. Se a tendência é completamente previsível e não variável, então é chamada de determinística, mas se a tendência não é previsível, então é chamada de estocástica (GUJARATI; PORTER, 2011).

Considere o seguinte modelo de série temporal:

$$x_t = \beta_1 + \beta_2 \cdot t + \beta_3 \cdot x_{t-1} + \varepsilon_t. \tag{A.6}$$

A partir deste modelo tem-se as seguintes possibilidades:

Passeio aleatório puro: Se $\beta_1 = 0$, $\beta_2 = 0$ e $\beta_3 = 1$ tem-se

$$x_t = x_{t-1} + \varepsilon_t, \tag{A.7}$$

sendo passeio aleatório sem deslocamento e, portanto, não-estacionário.

Passeio aleatório com deslocamento: Se $\beta_1 \neq 0$, $\beta_2 = 0$ e $\beta_3 = 1$ tem-se

$$x_t = \beta_1 + x_{t-1} + \varepsilon_t, \tag{A.8}$$

sendo, portanto, não-estacionário. Esta série exibirá tendência positiva ($\beta_1 > 0$) ou negativa ($\beta_1 < 0$), sendo chamada de tendência estocástica.

[1] Considerando, na expressão (A.4), que o valor inicial de x (x_0) seja *zero*, $|b| \leq 1$ e que ε_t seja o ruído branco, então o valor esperado E[x_t]=0 e a variância $var(x_t) = 1/(1 - b^2)$. Uma vez que ambas propriedades são constantes, então x_t é estacionário.

Tendência determinística: Se $\beta_1 \neq 0$, $\beta_2 \neq 0$ e $\beta_3 = 0$ tem-se

$$x_t = \beta_1 + \beta_2 \cdot t + \varepsilon_t, \tag{A.9}$$

sendo chamado processo com tendência estacionária, ou seja, a tendência é previsível.

Passeio aleatório com deslocamento e tendência determinística: Se $\beta_1 \neq 0$, $\beta_2 \neq 0$ e $\beta_3 = 1$ tem-se

$$x_t = \beta_1 + \beta_2 \cdot t + x_{t-1} + \varepsilon_t. \tag{A.10}$$

Reescrevendo esta equação como

$$\Delta x_t = \beta_1 + \beta_2 \cdot t + \varepsilon_t, \tag{A.11}$$

verifica-se que x_t é processo é não-estacionário.

Tendência determinística com componente estacionário AR(1): Se $\beta_1 \neq 0$, $\beta_2 \neq 0$ e $\beta_3 < 1$ tem-se

$$x_t = \beta_1 + \beta_2 \cdot t + \beta_3 \cdot x_{t-1} + \varepsilon_t, \tag{A.12}$$

sendo processo estacionário em torno de tendência determinística.

A Figura A.1 apresenta comparação de processos com tendência determinística e estocástica.

Verifica-se na Figura A.1 que no caso da tendência determinística, os desvios da linha de tendência (que representa a média não-estacionária) são puramente aleatórios e cessam rapidamente, eles não contribuem para o desenvolvimento a longo prazo da série temporal. Já no caso da tendência estocástica, o componente aleatório ε_t afeta o curso de longo prazo da série x_t.

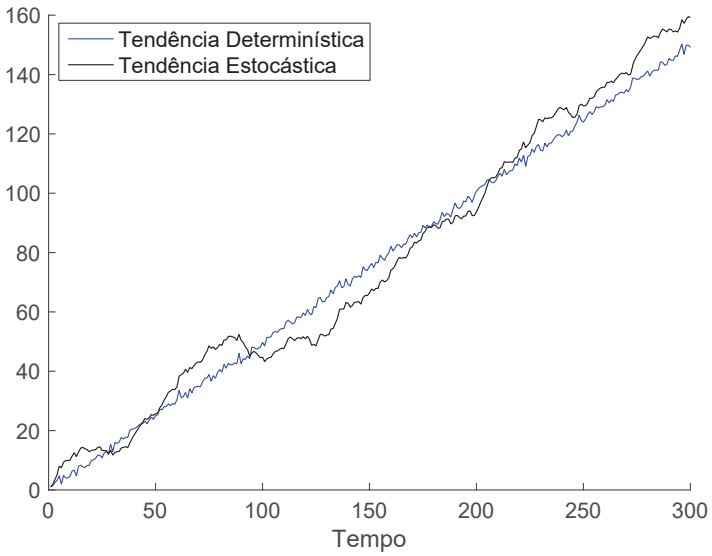

Figura A.1 - Tendência determinística *versus* tendência estocástica.

ANEXO B

Estimação de parâmetros para o processo de reversão à média aritmético

A estimação de parâmetros para o processo de reversão à media aritmético segue metodologia apropriada que pode ser encontrada em (DIXIT; PINDICK, 1994; SCHWARTZ, 1997; PINTO, 2009).

Primeiramente escreve-se o processo em termos do intervalo temporal discreto Δt, conforme B.1, onde ε_t é o erro da série (ruído branco).

$$x_t - x_{t-1} = \overline{x}(1 - e^{-\eta\Delta t}) + (e^{-\eta\Delta t} - 1)x_{t-1} + \varepsilon_t \tag{B.1}$$

Fazendo:

$a = \overline{x}(1 - e^{-\eta\Delta t})$

$(b - 1) = (e^{-\eta\Delta t} - 1)$

Tem-se:

$$x_t - x_{t-1} = a + (b - 1)x_{t-1} + \varepsilon_t \tag{B.2}$$

Em seguida, realiza-se a regressão linear sobre as séries x_t considerando B.2.

Calcula-se, então, os parâmetros a partir dos estimadores obtidos da regressão utilizando B.3, B.4, B.5, onde σ_ε é o erro padrão da regressão.

$$\eta = \frac{-ln(b)}{\Delta t} \tag{B.3}$$

$$\overline{x} = -\frac{a}{(b - 1)} \tag{B.4}$$

$$\sigma = \sigma_\varepsilon \sqrt{\frac{2ln(b)}{(b^2 - 1)\Delta t}} \tag{B.5}$$

ANEXO C

Estimação de parâmetros para o processo de reversão à média geométrico

A estimação de parâmetros para o processo de reversão à media geométrico segue metodologia apropriada que pode ser encontrada em (DIXIT; PINDICK, 1994; SCHWARTZ, 1997; PINTO, 2009).

Primeiramente escreve-se o processo em termos do intervalo temporal discreto Δt, conforme C.1, onde ε_t é o erro da série (ruído branco).

$$x_t - x_{t-1} = \overline{x}(1 - e^{-\eta \Delta t}) + (e^{-\eta \Delta t} - 1)x_{t-1} + \varepsilon_t \tag{C.1}$$

Substituindo $x_t = ln(P_t)$ e $\overline{x} = ln(\overline{P}) - \sigma^2/2\eta$ [1] e re-arrumando:

$$ln(P_t/P_{t-1}) = (1 - e^{-\eta \Delta t})(ln(\overline{P}) - \sigma^2/2\eta) + (e^{-\eta \Delta t} - 1)ln(P_{t-1}) \tag{C.2}$$

Fazendo:

$a = (1 - e^{-\eta \Delta t})(ln(\overline{P}) - \sigma^2/2\eta)$

$(b - 1) = (e^{-\eta \Delta t} - 1)$

Tem-se:

$$ln(P_t/P_{t-1}) = a + (b - 1)ln(P_{t-1}) \tag{C.3}$$

Em seguida, realiza-se a regressão linear sobre as séries P_t considerando C.3.

Calcula-se, então, os parâmetros a partir dos estimadores obtidos da regressão utilizando C.4, C.5, C.6, onde σ_ε é o erro padrão da regressão.

$$\eta = \frac{-ln(b)}{\Delta t} \tag{C.4}$$

[1] Uma demonstração minuciosa desta expressão pode ser encontrada em (PINTO, 2009)

$$\overline{P} = exp\left[\frac{a}{1-b} + \frac{\sigma_{\varepsilon}^2}{(1-b^2)}\right] \tag{C.5}$$

$$\sigma = \sigma_{\varepsilon}\sqrt{\frac{2ln(b)}{(b^2-1)\Delta t}} \tag{C.6}$$

ANEXO D

Deflacionamento do PLD

O processo de deflacionamento de preços ocorre em três etapas (MENDES; JUNIOR, 2007), sendo:

1) Padronização da moeda: conversão de qualquer padrão monetário vigente anteriormente para a moeda atual, em reais (R$). Como, neste trabalho, utiliza-se valores monetários posteriores a julho de 1994 (período de instalação do Plano Real), tal etapa pode ser dispensada.

2) Mudança da base do índice deflator: mudar a base do índice deflator, trazendo todos os índices do passado para um referencial próximo que permita a comparação no tempo. Escolhe-se um mês dito base (base 100) ou mês referencial com o qual todos os outros preços serão comparados. O valor do índice deflator na base nova pode ser calculado por (D.1).

$$Inova_t = \frac{I_t}{I_{ref}} \cdot 100 \tag{D.1}$$

Em (D.1), $Inova_t$ é o valor do índice deflator na base nova no mês t, I_t é o índice deflator na base antiga no mês t e I_{ref} é o índice deflator na base antiga no mês escolhido como referência.

3) Correção de valores nominais para valores reais: Após o cálculo da base nova, procede-se a correção dos preços nominais (com inflação) para os preços reais (sem inflação) utilizando (D.2).

$$Vr_t = \frac{Inova_{ref}}{Inova_t} \cdot Vn_t \tag{D.2}$$

Em (D.2), Vr_t é o valor real do preço no tempo t deflacionado na base nova, $Inova_{ref}$ é o valor do índice deflator na base nova no mês escolhido como referência e Vn_t é o valor nominal do preço no tempo t.

Neste trabalho, o PLD foi deflacionado utilizando como deflator o Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI), com base 100 em maio de 2017.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFANASYEVA, S.; SAARI, J.; KALKOFEN, M.; PARTANEN, J.; PYRHÖNEN, O. Technical, economic and uncertainty modelling of a wind farm project. **Energy Conversion and Management**, v. 107, p. 22–33, 2016. 42

AHRENS, C. D. **Meteorology Today: An Introduction to Weather, Climate, and the Environment**. 8. ed. United States: Thomson Brooks/Cole, 2006. 537 p. 68

ANDRONIS, L.; BARTON, P.; BRYAN, S. Sensitivity analysis in economic evaluation: an audit of nice current practice and a review of its use and value in decision-making. **Health Technology Assessment**, v. 13, n. 29, 2009. 81

ARMSTRONG, S.; HURLEY, W. G. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. **Applied Thermal Engineering**, v. 30, p. 1488–1495, 2010. 69

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINEE). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. São Paulo, 2012. 176 p. 185

BASTIAN-PINTO, C.; BRANDÃO, L.; HAHN, W. J. Flexibility as a source of value in the production of alternative fuels: The ethanol case. **Energy Economics**, v. 31, p. 411–422, 2009. 54

BERNAL-AGUSTÍN, J.; DUFO-LÓPEZ, R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 2111–2118, 2009. 44

BHATTACHARYA, A.; KOJIMA, S. Power sector investment risk and renewable energy: A japanese case study using portfolio risk optimization method. **Energy Policy**, v. 40, p. 69–80, 2012. 43

BOLINGER, M.; SEEL, J. **Utility-Scale Solar 2014: An Empirical Analysis of Project Cost, Performance, and Pricing Trends in the United States**. Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory, sep. 2015. 49 p. 185

BONOMO, M. A. C. **Finanças Aplicadas ao Brasil**. 2. ed. Rio de Janeiro: FGV, 2004. 484 p. 95

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 76/2012-SRE/ANEEL**. Brasília, 2012. 27 p. 75

_____. **Nota Técnica nº 49/2013-SRE/ANEEL**. Brasília, 2013. 24 p. 77

_____. **Custo de Capital da Geração**: Submódulo 12.6. Brasília, 2014. 7 p. 76, 77

_____. **Nota Técnica nº 89/2014-SRE/ANEEL**. Brasília, 2014. 22 p. 78, 142

BRASIL, H. G. **Avaliação Moderna de Investimentos**. 1. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2002. 222 p. 78, 79, 80, 81

BRASIL. MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA. INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos, 2006. 60 p. 128

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Tecnologias de Energias Renováveis - Soluções Energéticas para Amazônia**. Brasília, 2008. 213 p. 39, 40

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CÂMERA DE COMERCIALIZACÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Mecanismo de Realocação de Energia. Versão 2017.1.0.2017**. São Paulo, 2017. 56 p. 70, 71

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRA S.A. (ELETROBRÁS). **Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidroelétricas**. Rio de Janeiro, 2000. 458 p. 64, 154

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007. 412 p. 39

_____. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, mai. 2012. 64 p. 108, 185

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Rio de Janeiro, 2015. 467 p. 40

BRASIL. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Geração de Cenários de Afluências a Partir dos Ruídos das Séries Históricas**: Ons nt 085/2008. Rio de Janeiro, 2008. 19 p. 61, 62

BRENNAN, M.; SCHWARTZ, E. Evaluating natural resource investment. **Journal of Business**, v. 58, n. 2, p. 135–157, 1985. 52

CABELLO, A.; POMPERMAYER, F. **Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico**: Texto para discussão nº 1812. Brasília: IPEA, 2013. 52 p. 185

CALIXTO, W. P.; COIMBRA, A. P.; MOTA, J. C.; WU, M.; SILVA, W. G.; ALVARENGA, B.; BRITO, L. C.; ALVES, A. J.; DOMINGUES, E. G.; PINHEIRO NETO, D. Troubleshooting in geoelectrical prospecting using real-coded genetic algorithm with chromosomal extrapolation. **International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices and Fields**, v. 28, p. 78–95, 2015. 83

CAMPOSILVAN, D. M. **Uma Contribuição à Avaliação de Contratos Bilaterais de Suprimento de Energia Elétrica**. 115 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003. 39, 73, 75

CARAPELLUCCI, R.; GIORDANO, L.; PIERGUIDI, F. Techno-economic evaluation of small-hydro power plants: Modelling and characterisation of the Abruzzo region in Italy. **Renewable Energy**, v. 75, p. 395–406, 2015. 63

CARTEA, A.; FIGUEROA, M. G. Pricing in electricity markets: A mean reverting jump diffusion model with seasonality. **Applied Mathematical Finance**, v. 12, n. 4, p. 313–335, 2005. 73

CHAN, K. F.; GRAY, P.; CAMPEN, B. V. A new approach to characterizing and forecasting electricity price volatility. **Int J Forecast**, v. 24, p. 728–743, 2008. 104

CLEWLOW, L.; STRICKLAND, C.; KAMINSKI, V. Jumping the gaps. **Energy and Power Risk Management Magazine, Risk Waters Group**, v. 5, n. 10, p. 26–27, 2000. 73, 74, 104, 105

_____. Extending mean-reversion jump diffusion. **Energy and Power Risk Management Magazine, Risk Waters Group**, p. 30–31, 2001. 74

COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE (CONSERN). **Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte**. Rio Grande do Norte, 2003. 47 p. 125

DAMODARAN, A. **Applied Corporate Finance**. 3. ed. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2010. 752 p. 74, 75, 76, 78, 79, 80

_____. **Avaliação de investimentos – Ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2010. 1056 p. 75, 110

DAVID, S. M. G. R. **Geração de Energia Elétrica no Brasil: Uma Visão Legal-Regulatória sobre Riscos para o Desenvolvimento da Atividade e Mecanismos de Incentivo Estabelecidos pelo Poder Público**. 160 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013. 75

DEB, K. **Multi-objective optimization using evolutionary algorithms**. New York: John Wiley & Sons, 2001. 518 p. 84, 86

DEB, K.; AGARWAL, R. B. Simulated binary crossover for continuous search space. **Complex Systems**, v. 9, p. 115–148, 1995. 91

DEB, K.; PRATAP, A.; AGARWAL, S.; MEYARIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 6, n. 2, p. 182–197, 2002. 84, 86, 88, 112

DELARUE, E.; JONGHE, C. D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Applying portfolio theory to the electricity sector: Energy versus power. **Energy Economics**, v. 33, p. 12–23, 2011. 43

DEUS, F. L. D. **Geração de Cenários de Energia Natural Afluente Através da Adoção da Metodologia do Hipercubo Latino**. 122 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Planejamento Energético) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. 61, 62

DIAS, M. A. G.; ROCHA, K. Petroleum concessions with extendible options using mean reversion with jumps to model oil prices. In: REAL OPTION CONFERENCE, 3., 1999, Wassenaar, Leiden. **Anals...** Wassenaar, Leiden: Netherlands Institute for Advanced Studies, 1999. p. 1–27. 73

DICKEY, D. A.; FULLER, W. A. Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. **Journal of the American Statistical Association**, v. 74, p. 427–431, 1979. 95

DIXIT, A. K.; PINDICK, R. S. **Investment Under Uncertainty**. 1. ed. Princeton, New Jersey: Princeton University Press, 1994. 467 p. 49, 51, 52, 54, 55, 57, 63, 73, 99, 106, 118, 119, 237, 239

DOMINGUES, E. G. **Análise de Risco para Otimizar Carteiras de Ativos Físicos em Geração de Energia Elétrica**. 204 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003. 39, 40, 42, 45, 60, 61, 62, 63, 73, 75, 96

DOUGLAS, A. P.; BREIPOHL, A. M.; LEE, F. N.; R., A. Risk due to load forecast uncertainty in short term power system planning. **IEEE Power Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 4, p. 1493–1499, 1998. 40

DUFO-LÓPEZ, R.; BERNAL-AGUSTÍN, J.; YUSTA-LOYO, J.; DOMÍNGUEZ-NAVARRO, J.; LUJANO, R.; ASO, I. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone pv-wind-diesel systems with batteries storage. **Applied Energy**, v. 88, p. 4033–4041, 2010. 44

ELTON E. J. ANS GRUBER, M. J.; BROWN, S. J.; GOETZMANN, W. N. **Moderna Teoria de Carteiras e Anélise de Investimentos**. 8. ed. Rio de Janeiro: Eusevier-Campus, 2012. 725 p. 76

FADAEE, M.; RADZI, M. Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 3364–3369, 2012. 44

FAZLOLLAHI, S.; MANDEL, P.; BECKER, G.; MARÉCHAL, F. Methods for multi-objective investment and operating optimization of complex energy systems. **Energy**, v. 45, p. 12–22, 2012. 44

FISHMAN, G. S. **Monte Carlo - Concepts, Algorithms and Applications**. 1. ed. New York: IE-Springer-Verlag, 1996. 698 p. 60

FONTOURA, C. F. V. T. **Avaliação de Projeto de Investimento em Usina Termelétrica à Capim-Elefante: Uma Abordagem Pela Teoria de Opções Reais**. 86 f. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresas) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. 73, 105

FRANCÉS, G. E.; MARÍ-QUEMADA, J. M.; GONZÁLEZ, S. M. E. Res and risk: Renewable energy's contribution to energy security. a portfolio-based approach.

Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 26, p. 549–559, 2013. 40, 43, 45

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS - ISE. **Recent Facts about Photovoltaics in Germany**. Germany. 88 p. 186

FREUND, J. E. **Estatística Aplicada: Economia, Administração e Contabilidade**. 11. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006. 536 p. 57, 58, 59

FUENTES, M.; NOFUENTES, G.; AGUILERA, J.; TALAVERA, D. L.; CASTRO, M. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon pv modules in Mediterranean climates. **Solar Energy**, v. 81, p. 1396–1408, 2007. 70

FULLER, W. A. **Introduction to Statistical Time Series**. 2. ed. Iowa State University: Wiley, 1996. 728 p. 56

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV). **Custo de Capital para Geração de Energia hídrica no Brasil por Meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50 MW no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Londrina, 2010. 28 p. 78

GUJARATI, D. N.; PORTER, D. C. **Econometria Básica**. 5. ed. New York: Mc Graw Hill, 2011. 920 p. 55, 56, 231, 232, 233

HARVEY, A.; BROWN, A. **Micro-Hydro Design Manual: A Guide to Small-Scale Water Power Schemes**. 1. ed. London: Intermediate Technology Publications, 1993. 374 p. 64

HINES, W. W.; MONTGOMERY, D. C.; GOLDSMAN, D. M.; BORROR, C. M. **Probabilidade e Estatística na Engenharia**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011. 604 p. 59

HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, v. 49, p. 612–617, 2014. 41

HONGXING, Y.; WEI, Z.; CHENGZHI, L. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system. **Applied Energy**, v. 86, p. 163–169, 2009. 44

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and Choice in Electricity**. 1. ed. Chichester: Wiley, 1996. 252 p. 40

HURST, R. L.; KNOP, R. Algorithm 425: Generation of random correlated normal variables [G5]. **Association for Computing Machinery (ACM).**, v. 15, n. 5, p. 355–357, 1972. 60

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable Power Generation Costs in 2014**. United Arab Emirates, jan. 2015. 164 p. 185

JONG, P. D.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 725–739, 2015. 41

KALDELLIS, J. K.; VLACHOU, D. S.; KORBAKIS, G. Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis. **Energy Policy**, v. 33, p. 1969–1985, 2005. 81

KARAKATSANI, N. V.; BUNN, D. W. Forecasting electricity prices: The impact of fundamentals and time-varying coeficients. **Int J Forecast**, v. 24, p. 764–785, 2008. 104

KARLIS, A. D.; PAPADOPOULOS, D. P. The contribution of small hydro power stations to the electricity generation in Greece: Technical and economic considerations. **Renewable Energy**, v. 20, p. 253–262, 2000. 81

KASHI, B. Risk management and the stated investment costs by independent power producers. **Energy Economics**, v. 49, p. 660–668, 2015. 45

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVILL, J. A. **Photovoltaic Array Performance Model**: Sand2004-3535 (Sandia Report). California, 2004. 43 p. 69

KONAK, A.; COIT, D.; SMITH, A. Multi-objective optimization using genetic algorithms: a tutorial. **Reliability Engineering and System Safety**, v. 91, p. 992–1007, 2006. 45

KROHN, S. **Guided Tour on Windy Energy**: Danish Wind Turbine Manufacturers Association. Copenhagen, 2001. 65

LACCHINI, C.; RÜTHER, R. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in pv systems located in different climatic zones in Brazil. **Renewable Energy**, v. 83, p. 786–798, 2015. 41

LACCHINI, C.; SANTOS, J. C. V. Photovoltaic energy generation in Brazil - cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy**, v. 52, p. 183–189, 2013. 185

LARIVE INTERNATIONAL. **Market study: Wind energy in Brazil**. Netherlands, mar. 2014. 46 p. 41

LEE, K.; EL-SHARKAWI, M. **Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems**. 1. ed. Wiley: IEEE Press Series on Power Engineering, 2008. 616 p. 83

LEITE, A. D. **A Energia do Brasil**. 2. ed. Rio de Janeiro: Eusevier-Campus, 2007. 664 p. 39

LIMA, L. de A.; BEZERRA FILHO, C. Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo – Pernambuco, Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, p. 2705–2713, 2010. 41

_____. Wind resource evaluation in São João do Cariri (SJC) – Paraíba, Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, p. 474–480, 2012. 41

LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos – Uma Importante Ferramenta da Inteligência Computacional**. 3. ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2012. 428 p. 83

LOSEKANN, L.; MARRERO, G. A.; RAMOS-REAL, F. J.; ALMEIDA, E. L. F. Efficient power generating portfolio in Brazil: Conciliating cost, emissions and risk. **Energy Policy**, v. 62, p. 301–314, 2013. 40, 43

MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection. **Journal of Finance**, New York, p. 77–91, 1952. 40, 42

MASSACHUSETS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). **The Future of Solar Energy: An Interdisciplinary MIT Study**. Massachusets, 2015. 356 p. 185

MASTERS, G. M. **Renewable and effecient electric power systems**. 1. ed. New Jersey: Wiley-Intercience, 2004. 654 p. 69

MENDES, J. T. G.; JUNIOR, J. B. P. **Agronegócio: Uma abordagem econômica**. 1. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007. 384 p. 241

MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy**, v. 49, p. 688–694, 2012. 41

MOURA, P.; ALMEIDA, A. D. Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 1461–1468, 2010. 43

MUÑOZ, J.; SÁNCHEZ, N.; CONTRERAS, J.; BERNAL-AGUSTÍN, J. Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case. **Energy Policy**, v. 37, p. 5273–5284, 2009. 42

OLMO, F.; VIDA, J.; FOYO, I.; CASTRO-DIEZ, Y.; ALADOS-ARBOLEDAS. Prediction of global irradiance on inclined surfaces from horizontal global irradiance. **Energy**, v. 24, p. 689–704, 1999. 67, 68, 101

OSTERWALD, C. R. Translation of device performance measurements to reference conditions. **Solar Cells**, v. 18, p. 269–279, 1986. 70

OZORIO, L. M.; BASTIAN-PINTO, C. L.; BAIDYA, T. K. N.; BRANDÃO, L. E. T. Reversão à média com tendência e opções reais na siderurgia. **Revista Brasileira de Finanças**, v. 10, p. 215–241, 2012. 73

PANNELL, D. J. Sensitivity analysis of normative economic models: theoretical framework and practical strategies. **Agricultural Economics**, v. 16, p. 139–152, 1997. 81

PEREIRA, A.; COSTA, R.; COSTA, C.; MARRECO, J.; ROVERE, E. L. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 49–59, 2013. 40

PEREIRA, A.; PEREIRA, A.; ROVERE, E. L.; BARATA, M.; VILLAR, S.; PIRES, S. Strategies to promote renewable energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 681–688, 2011. 41

PEREIRA, E.; PINHO, J.; GALHARDO, M.; MACÊDO, W. Methodology of risk analysis by monte carlo method applied to power generation with renewable energy. **Renewable Energy**, v. 69, p. 347–355, 2014. 42, 185

PILIPOVIC, D. **Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives**. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2007. 512 p. 54, 62, 73

PINEDA, S.; CONEJO, A. J. Managing the financial risks of electricity producers using options. **Energy Economics**, v. 34, p. 2216–2227, 2012. 45

PINTO, C. L. B. **Modelagem de Opções Reais com Processos de Reversão à Média em Tempo Discreto: Uma Aplicação na Indústria Brasileira de Etanol**. 164 f. Tese (Doutorado em Administração de Empresas) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. 51, 53, 54, 55, 57, 73, 118, 119, 237, 239

PIOLI, M.; VIANA, A. N. C. Estudos energéticos da central hidráulica de geração Armando Barbosa. **Revista Hidro & Hidro**, Itajubá-MG, v. 56, n. 1, p. 36–41, 2013. 64

RAGHUWANSHI, M. M.; KAKDE, O. G. Survey on multiobjective evolutionary and real coded genetic algorithms. In: ASIA PACIFIC SYMPOSIUM OF INTELLIGENT AND EVOLUTIONARY SYSTEMS, 8., 2004, Cairns, Australia. **Proceedings...** Cairns, Australia: Monash University, 2004. p. 150–161. 91

REN, H.; GAO, W.; RUAN, Y. Economic optimization and sensitivity analysis of photovoltaic system in residential buildings. **Renewable Energy**, v. 34, p. 883–889, 2009. 81

REN, H.; ZHOU, W.; NAKAGAMI, K.; GAO, W.; WU, Q. Multi-objective optimization for the operation of distributed energy systems considering economic and environmental aspects. **Applied Energy**, v. 87, p. 3642–3651, 2010. 44

ROCHA, K.; GUTIERREZ, M. B. G. P. S.; HAUSER, P. A. **Remuneração dos Investimentos em Energia Renovável no Brasil – uma Proposta Metodológica ao Benchmark da UNFCCC para o Brasil**: Texto para discussão nº 1701. Rio de Janeiro: IPEA, 2012. 33 p. 76, 78

ROQUES, F.; HIROUX, C.; SAGUAN, M. Optimal wind power deployment in Europe – a portfolio approach. **Energy Policy**, v. 38, p. 3245–3256, 2010. 43

SALLES, A. C. N.; MELO, A. C. G.; LEGEY, L. F. L. Risk analysis methodologies for financial evaluation of wind energy power generation projects in the Brazilian system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROBABILISTIC METHODS APPLIED TO POWER SYSTEMS, 8., 2004, Ames, Iowa. **Proceedings...** Ames, Iowa: Iowa State University, 2004. p. 457–462. 41

SAVIK, D. Single-objective vs. multiobjective optimisation for integrated decision support. In: BIENNIAL MEETING OF THE INTERNATIONAL ENVIRONMENTAL MODELLING AND SOFTWARE SOCIETY, 1., 2002, Lugano, Switzerland. **Proceedings...** Lugano, Switzerland: Rizzoli, A.E., and Jakeman, A.J. (eds) iEMSs 2002 International Congress, 2002. p. 7–12. 45

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. An optimal mix of solar pv, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable Energy**, v. 85, p. 137–147, 2016. 43, 45

SCHWARTZ, E. S. The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. **The Journal of Finance**, v. 52, n. 3, p. 923–973, 1997. 54, 73, 237, 239

SCHWARTZ, E. S.; SMITH, J. E. Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices. **Management Science**, v. 7, n. 46, p. 893–911, 2000. 73

SECURATO, J. R. **Decisões Financeiras em Condições de Risco**. 2. ed. São Paulo: Saint Paul Editora, 2007. 264 p. 40

SILVA, F. B. **Risk management in non-financial companies – An application in a Brazilian wind farm project**: The Minerva Program. Washington, DC: The George Washington University, 2014. 49 p. 42

SILVA, J. L. **Estudo sobre as políticas públicas de eletrificação rural: a ausência de planejamento como obstáculo a sustentabilidade social e ambiental**. 212 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento e Gestão Ambiental) — Universidade Católica de Brasília, Brasília, 2006. 39

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, p. 23–29, 2009. 69

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, p. 614–624, 2009. 70

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. **Technical information Perfratio-UEN100810**. Germany. 9 p. 186

SRINIVAS, N.; DEB, K. Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms. **Evolutionary Computation**, v. 2, n. 3, p. 221–248, 1994. 112

TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic module thermal-wind performance: Long-term monitoring and model development for energy rating. In: NATIONAL CENTER FOR PHOTOVOLTAICS AND SOLAR PROGRAM REVIEW MEETING, 2003, Denver, Colorado. **Proceedings...** Denver, Colorado: National Renewable Energy Laboratory (U.S.). Researcher, 2003. p. 936–939. 69

TOLMASQUIM, M. T. **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005. 198 p. 39

TOMAZONI, T.; MENEZES, E. A. Estimativa do custo de capital de empresas brasileiras de capital fechado (sem comparáveis de capital aberto). **Revista de Administração**, São Paulo, v. 37, n. 4, p. 38–48, 2002. 76

WERON, R. Electricity price forecasting : A review of the state-of-the-art with a look into the future. **Int J Forecast**, v. 30, p. 1030–1081, 2014. 104

WOOLDRIDGE, J. M. **Introductory Econometrics: A Modern Approach**. 5. ed. Michigan: South-Western College Publishing, 2012. 912 p. 55, 99, 106, 118

ZHU, L.; FAN, Y. Optimization of China's generating portfolio and policy implications based on portfolio theory. **Energy**, v. 35, p. 1391–1402, 2010. 43