



**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA ACERCA  
DE DIFERENTES SISTEMAS DE GERAÇÃO  
DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COM  
BASE NO PROJETO JAÍBA SOLAR**

**LUAN KRISHNA PERES BARBOSA**

**Brasília, Dezembro de 2015**

**UNIVERSIDADE DE BRASILIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA ACERCA  
DE DIFERENTES SISTEMAS DE GERAÇÃO  
DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COM  
BASE NO PROJETO JAÍBA SOLAR**

**LUAN KRISHNA PERES BARBOSA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

APROVADA POR:

---

MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB  
(ORIENTADOR)

---

RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB  
(AVALIADOR INTERNO)

---

LÁZARO SIQUEIRA, MsC., ENE/UNB  
(AVALIADOR EXTERNO)

## FICHA CATALOGRÁFICA

BARBOSA, LUAN KRISHNA PERES

Análise técnico-econômica acerca de diferentes sistemas de geração de energia solar fotovoltaica com base no projeto Jaíba Solar [Distrito Federal] 2015.

xviii, 121p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2015).

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

- |                                |  |
|--------------------------------|--|
| 1. Energia solar fotovoltaica. | 2. Energia solar fotovoltaica concentrada (CPV). |
| 3. Rastreador solar            | 4. Simulação computacional                       |
| 5. PVsyst                      | 6. Projeto Jaíba Solar                           |

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BARBOSA, L. K. P. (2015). Análise técnico-econômica acerca de diferentes sistemas de geração de energia solar fotovoltaica com base no projeto Jaíba Solar.

Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2015, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 121p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Luan Krishna Peres Barbosa.

TÍTULO: Análise técnico-econômica acerca de diferentes sistemas fotovoltaicos.

GRAU: Engenheiro Eletricista. ANO: 2015.

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Luan Krishna Peres Barbosa

SQSW 504 Bloco I apt 103 – Sudoeste

70.673-509; Brasília – DF – Brasil

*Dedico este trabalho aos meus pais, Ailton e Maria,  
os orientadores da minha vida.*

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família, especialmente aos meus pais Ailton e Maria do Socorro, aos meus irmãos Karen e Eric e minha sobrinha Lara, por todo amor, carinho e apoio incondicional.

À Haline, pelo amor, carinho e companheirismo, essenciais à minha caminhada na vida.

Ao professor Rafael Amaral Shayani, por confiar no meu trabalho e por ter proporcionado diversas oportunidades de aprofundamento no tema da energia solar fotovoltaica.

Ao Lázaro Siqueira, por sua disponibilidade e contribuição, que muito me ajudaram para que o trabalho fosse desenvolvido.

À equipe do Jafba Solar, em especial ao Luís Monteiro da empresa CEI Solar, pelas informações fornecidas sobre o projeto da usina, valiosas para a consolidação do trabalho.

Ao César Toshinori, Diretor Comercial da empresa Sun Edson, e ao Ruben Amaral, da AAP Consultoria, pelo compartilhamento dos seus conhecimentos à respeito de usinas solares fotovoltaicas.

Ao Jonas Gazoli, que além de ter sido uma referência teórica para o trabalho, foi muito prestativo no esclarecimento das minhas dúvidas.

Ao Érico, que mostrou competência ao elaborar um TCC de qualidade e que me inspirou a realizar um trabalho que fosse tão bom quanto o dele.

À equipe do Laboratório de Fontes Alternativas de Energia, em especial ao professor Edvaldo e ao Ronaldo, pelas conversas e companhia ao longo da elaboração deste trabalho.

À Empresa Junior ENETEC, por ter despertado o meu interesse pelo tema das energias renováveis e ter fomentado o meu espírito empreendedor.

A todos os amigos que estiveram comigo ao longo da graduação e que de alguma forma contribuíram para o meu trabalho.

" A lei da mente é implacável.  
O que você pensa, você cria;  
O que você sente, você atrai;  
O que você acredita  
torna-se realidade."

Sidarta Gautama (623 a.C. – 543 a.C.)

## RESUMO

São notáveis o crescimento e a importância das energias renováveis no atual contexto de abastecimento energético, marcado pela busca de recursos cada vez mais limpos e inesgotáveis. Dentre as fontes renováveis para utilização em larga escala, destacam-se as usinas solares fotovoltaicas (UFVs), que nos últimos dez anos cresceram de forma acelerada e começam a compor a matriz brasileira em maior número. O trabalho propõe métodos de análise de viabilidade técnico-econômica acerca de diferentes arranjos fotovoltaicos, baseados em sistemas presentes no projeto Jaíba Solar – UFV de 3 MW a ser instalada no município de Jaíba, ao norte de Minas Gerais. Os sistemas distinguem-se pelos tipos de tecnologia (FV ou CPV), inversor (Central ou *String*), estrutura de suporte dos módulos (fixa ou fixa com inclinação variável) e rastreadores solares (um ou dois eixos). Para o município de Jaíba, os resultados mostram que os sistemas de tecnologia FV com rastreadores solares de um e de dois eixos apresentaram as melhores relações de custo-benefício quando comparados aos sistemas FV de estrutura fixa. O sistema com concentrador solar (CPV) apresentou o pior resultado, além das variações nos parâmetros de simulação mostrarem que os seus custos ainda são altos e que a geração de energia seria melhor em outras localidades. Por fim, mostrou-se que uso de inversores de *string* é mais caro do que o de inversores centrais e que o sistema com estrutura fixa de inclinação variável tem um baixo ganho na relação de custo-benefício comparado à estrutura fixa convencional.

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1.1 – Ilustração da distribuição da potência planejada da UFV Jaíba Solar.....  | 2  |
| Figura 2.1 – Repartição da oferta interna de energia no Brasil em 2014 .....   | 8  |
| Figura 2.2 – Exemplo de Aplicação da energia solar para aquecimento de água.....   | 11 |
| Figura 2.3 – Exemplos de usinas heliotérmicas (CSP) com espelhos concentradores de estrutura plana .....   | 12 |
| Figura 2.4 – Aplicações de Energia Solar Fotovoltaica (FV). Em (a): Sistema de 12kWp instalado em fachada de prédio. Em (b): Usina de 1MWp em Taiuá, no Ceará. Em (c): Usina de CPV, com espelhos concentradores parabólicos .....                 | 12 |
| Figura 2.5 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede .....  | 20 |
| Figura 2.6 – Aparência de módulos de silício monocristalino e policristalino.....  | 21 |
| Figura 2.7 – Exemplos de sistemas CPV: Lentes de Fresnel (esquerda e meio) e espelhos parabólicos (direita).....   | 22 |
| Figura 2.8 – Célula, módulo e arranjo fotovoltaico .....   | 24 |
| Figura 2.9 – Curvas $I_xV$ e de potência de uma célula solar. Visualização do ponto de máxima potência (MPPT) .....  | 25 |
| Figura 2.10 – Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Central, String e Microinversor (da esquerda para a direita) .....   | 26 |
| Figura 2.11 – Ilustração de um sistema fotovoltaico de estrutura fixa .....  | 27 |
| Figura 2.12 – Ilustração de estrutura móvel com rastreador solar a um eixo: Norte-Sul com eixo na horizontal .....   | 27 |
| Figura 2.13 – Ilustração de um sistema fotovoltaico de estrutura fixa com inclinação variável .....  | 28 |
| Figura 2.14 – Ilustração de estrutura móvel com rastreador solar a dois eixos .....  | 28 |
| Figura 3.1 – (a) Ângulos $\theta_Z$ , $\alpha$ e $\gamma_S$ , representando a posição do Sol em relação ao plano horizontal; (b) Ângulos $\beta$ , $\gamma$ , $\gamma_S$ e $\theta$ , representando a orientação de uma superfície inclinada ..... | 31 |
| Figura 3.2 – Irradiação média anual em diferentes regiões brasileiras .....  | 34 |
| Figura 3.3 – Ilustração das diferenças na altura solar em relação às estações de verão e inverno .....   | 36 |
| Figura 3.4 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva $I_xV$ .....  | 39 |
| Figura 3.5 – Influência da irradiância sobre a curva $I_xV$ de uma célula fotovoltaica .....   | 43 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 3.6 – <i>Evolução da média de preço de módulos fotovoltaicos no mercado europeu de 2000 a 2011</i> .....                                   | 52  |
| Figura 3.7 – <i>Evolução do preços de atacado dos módulos no mercado alemão em 2015.</i>  | 52  |
| Figura 4.1 – <i>Diagrama de perdas na captação da energia solar para o sistema 6</i> .....  | 74  |
| Figura 4.2 – <i>Distribuições da quantidade de horas para cada temperatura de operação das células. (a) Sistema 1 (b) Sistema 6</i> .....         | 78  |
| Figura 4.3 – <i>Eficiência da célula versus nível de irradiância e temperatura. (a) Células de silício (b) Células de tripla junção CPV</i> ..... | 79  |
| Figura 4.4 – <i>Correções do fator de utilização do CPV, aplicadas aos valores de DNI, Massa de Ar (AM) e Temperatura</i> .....                   | 80  |
| Figura 4.5 – <i>Soma da irradiação direta normal (DNI) que incide anualmente em toda região mundial</i> .....                                     | 103 |

## LISTA DE GRÁFICOS

|   |    |
|---|----|
| Gráfico 2.1 – <i>Tendência de crescimento da demanda de consumo de energia primária no mundo, em milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep)</i> ..... | 4  |
| Gráfico 2.2 – <i>Composição da Matriz energética mundial por fonte nos anos 1973 e 2012</i> .6  | 6  |
| Gráfico 2.3 – <i>Composição da Matriz de geração elétrica mundial por fonte nos anos 1973 e 2012</i> .....  | 6  |
| Gráfico 2.4 – <i>Taxa média de crescimento anual da capacidade instalada de energias renováveis no Mundo de 2009 a 2014</i> .....                               | 7  |
| Gráfico 2.5 – <i>Composição da Matriz de geração elétrica no Brasil por fonte em 2014</i> .....   | 9  |
| Gráfico 2.6 – <i>Evolução da capacidade de geração eólica no Brasil de 2007 a 2014</i> .....  | 10 |
| Gráfico 2.7 – <i>Crescimento da capacidade total instalada de energia solar fotovoltaica no mundo de 2004 a 2014</i> .....                                      | 14 |
| Gráfico 2.8 – <i>Crescimento da capacidade instalada anual de sistemas de CPV de alta e baixa concentração, de 2002 a 2014</i> .....                            | 17 |
| Gráfico 2.9 – <i>Evolução das eficiências alcançadas em laboratório para diferentes tecnologias de células fotovoltaicas de 1992 a 2015</i> .....               | 23 |
| Gráfico 3.1 – <i>Evolução trimestral da Taxa de Juros de Longo Prazo TJLP de 2006 a 2015</i> .....  | 50 |
| Gráfico 3.2 – <i>Composição do CAPEX para sistemas FV convencionais na Alemanha</i> .....   | 55 |
| Gráfico 3.3 – <i>Divisão percentual dos custos que compõem o OPEX</i> .....   | 58 |
| Gráfico 4.1 – <i>Resultados de simulação da produtividade e comparação de ganho com o sistema 1</i> .....   | 72 |
| Gráfico 4.2 – <i>Índice de desempenho dos 6 sistemas</i> .....  | 75 |
| Gráfico 4.3 – <i>Comparação das perdas na captação da energia no plano das células para os sistemas 1, 3, 4, 5 e 6</i> .....                                    | 76 |
| Gráfico 4.4 – <i>Comparação das perdas na geração fotovoltaica</i> .....  | 77 |
| Gráfico 4.5 – <i>Comparação das perdas na energia entregue à rede</i> .....   | 81 |
| Gráfico 4.6 – <i>Sistema 1: Rendimento anual e acumulado, Payback e custo de oportunidade</i> .....   | 87 |
| Gráfico 4.7 – <i>Sistema 2: Rendimento anual e acumulado, Payback e custo de oportunidade</i> .....   | 88 |
| Gráfico 4.8 – <i>Sistema 3: Rendimento anual e acumulado, Payback e custo de oportunidade</i> .....   | 89 |

|   |     |
|---|-----|
| Gráfico 4.9 – Sistema 4: Rendimento anual e acumulado, Payback e custo de oportunidade .....                      | 90  |
| Gráfico 4.10 – Sistema 5: Rendimento anual e acumulado, Payback e custo de oportunidade .....                     | 91  |
| Gráfico 4.11 – Sistema 6: Rendimento anual e acumulado, Payback e custo de oportunidade .....                     | 92  |
| Gráfico 4.12 – Resultados do LCOE e variação em relação ao sistema 1 .....  | 93  |
| Gráfico 4.13 – Resultados do Payback e TIR para todos os sistemas .....   | 93  |
| Gráfico 4.14 – Sensibilidade do LCOE em função da variação na produtividade para os 6 sistemas.....               | 97  |
| Gráfico 4.15 – Sensibilidade da produtividade em função dos parâmetros de entrada de simulação no PVsyst.....     | 99  |
| Gráfico 4.16 – Faixa de variação do LCOE em função do melhor e pior caso de produtividade para cada sistema ..... | 100 |
| Gráfico 4.17 – Sensibilidade do LCOE em função da variação no CAPEX para os 6 sistemas .....                      | 101 |

## LISTA DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| Tabela 2.1 – <i>Ranking dos dez países com maior capacidade atual instalada de energia solar fotovoltaica e dos que mais adicionaram capacidade de 2013 a 2014</i> ..... | 15 |
| Tabela 3.1 – <i>Ângulos de inclinação e azimute recomendados para os módulos com relação à latitude geográfica do local</i> .....  | 35 |
| Tabela 3.2 – <i>Parâmetros de simulação das perdas dos sistemas abordadas no trabalho</i> ..   | 38 |
| Tabela 3.3 – <i>Modelo de fluxo de caixa adotado no trabalho</i> .....   | 47 |
| Tabela 3.4 - <i>Parcelas da taxa de juros do BNDES</i> .....   | 49 |
| Tabela 3.5 – <i>Preço dos inversores praticados no mercado alemão em 2015</i> .....  | 53 |
| Tabela 3.6 – <i>Características dos 6 sistemas estudados</i> .....   | 61 |
| Tabela 3.7 – <i>Algoritmo do método de análise técnica</i> .....   | 62 |
| Tabela 3.8 – <i>Algoritmo do método de análise econômica</i> .....   | 63 |
| Tabela 3.9 – <i>Algoritmo do método para análise de sensibilidade</i> .....  | 64 |
| Tabela 3.10 – <i>Algoritmo de simulação do projeto de SFCR no PVsyst</i> .....   | 65 |
| Tabela 4.1 – <i>Dados de coordenadas geográficas para o município Jaíba</i> .....  | 67 |
| Tabela 4.2 – <i>Dados meteorológicos mensais de GHI, DHI, temperatura e velocidade do vento para o município de Jaíba extraídos da base de dados Meteonorm 7.1</i> ..... | 68 |
| Tabela 4.3 – <i>Ângulos de inclinação e azimute para os diferentes sistemas abordados na cidade de Jaíba</i> .....   | 68 |
| Tabela 4.4 – <i>Módulos e inversores utilizados nas simulações: base de dados PVsyst</i> .....   | 69 |
| Tabela 4.5 – <i>Potência planejada e arranjo série e paralelo dos sistemas</i> .....   | 70 |
| Tabela 4.6 – <i>Parâmetros associados às perdas dos sistemas para a cidade de Jaíba</i> .....  | 70 |
| Tabela 4.7 – <i>Produtividade anual e ganho percentual em relação ao sistema 1</i> .....   | 71 |
| Tabela 4.8 – <i>Parcelas do CAPEX para cada sistema</i> .....  | 83 |
| Tabela 4.9 – <i>CAPEX e OPEX calculados para cada sistema</i> .....  | 84 |
| Tabela 4.10 – <i>Resumo dos parâmetros utilizados na montagem dos fluxos de caixa</i> .....  | 86 |
| Tabela 4.11 – <i>Sistema 1: Produtividade ao longo de 25 anos</i> .....  | 87 |
| Tabela 4.12 – <i>Sistema 1: Fluxo de caixa</i> .....   | 87 |
| Tabela 4.13 – <i>Sistema 1: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR</i> .....  | 87 |
| Tabela 4.14 – <i>Sistema 2: Produtividade ao longo de 25 anos</i> .....  | 88 |
| Tabela 4.15 – <i>Sistema 2: Fluxo de caixa</i> .....   | 88 |
| Tabela 4.16 – <i>Sistema 2: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR</i> .....  | 88 |
| Tabela 4.17 – <i>Sistema 3: Produtividade ao longo de 25 anos</i> .....  | 89 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 4.18 – Sistema 3: Fluxo de caixa.....  | 89  |
| Tabela 4.19 – Sistema 3: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR .....  | 89  |
| Tabela 4.20 – Sistema 4: Produtividade ao longo de 25 anos .....  | 90  |
| Tabela 4.21 – Sistema 4: Fluxo de caixa.....  | 90  |
| Tabela 4.22 – Sistema 4: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR .....  | 90  |
| Tabela 4.23 – Sistema 5: Produtividade ao longo de 25 anos .....  | 91  |
| Tabela 4.24 – Sistema 5: Fluxo de caixa.....  | 91  |
| Tabela 4.25 – Sistema 5: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR .....  | 91  |
| Tabela 4.26 – Sistema 6: Produtividade ao longo de 25 anos .....  | 92  |
| Tabela 4.27 – Sistema 6: Fluxo de caixa.....  | 92  |
| Tabela 4.28 – Sistema 6: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR .....  | 92  |
| Tabela 4.29 – Variação nos parâmetros de entrada de simulação no PVsyst para análise de sensibilidade da simulação.....                                     | 98  |
| Tabela 4.30 – Sensibilidade do LCOE para variações de custo da estrutura fixa com inclinação variável e rastreadores a 1 e 2 eixos – sistemas 3, 4 e 5..... | 102 |
| Tabela 4.31 – Sensibilidade do LCOE para variações de custos dos módulos e do rastreador a 2 eixos – sistema 6.....   | 102 |
| Tabela 4.32 – Ganho em produtividade do sistema 6 em relação ao sistema 1 para diferentes cidades no Brasil e no mundo .....                                | 104 |

## LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

|                     |  |
|---------------------|--|
| $A_{MC_n}$          | Aumento percentual do custo com mão de obra para manutenção corretiva do sistema $n$ ( $n = 2, 3, 4, 5, 6$ ) em relação ao sistema 1 |
| $A_{EM_n}$          | Aumento percentual no custo com estrutura de suporte do sistema $n$ ( $n = 3, 4, 5, 6$ ) em relação ao sistema 1                     |
| $I_{CC}$            | Corrente de curto-circuito   |
| $T_{\text{câmbio}}$ | Taxa de câmbio   |
| $V_{CA}$            | Tensão de circuito aberto  |
| $Y_f$               | Produtividade final – <i>Final Yield</i>   |
| $Y_r$               | Produtividade de referência – <i>Reference Yield</i>   |
| $t_a$               | Tempo de amortização do financiamento  |
| $t_{v.u.}$          | Tempo de vida útil do sistema  |
| $\gamma_s$          | Azimute solar  |
| $\theta_z$          | Ângulo zenital   |
| A                   | Ampère   |
| ABINEE              | Associação Brasileira da Indústria Eletro-eletrônica   |
| ANEEL               | Agência Nacional de Energia Elétrica   |
| BNDES               | Banco Nacional do Desenvolvimento  |
| BoS                 | Balanco do Sistema – <i>Balance of System</i>  |
| CA                  | Corrente Alternada   |
| CAPEX               | Custo de Investimento – <i>Capital Expenditure</i>   |
| CC                  | Corrente Contínua  |
| CDB                 | Certificado de Depósito Bancário   |
| CPV                 | Concentrador Fotovoltaico – <i>Concentrator Photovoltaic</i>   |
| CRESESB             | Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito   |
| c-Si                | Silício Cristalino   |
| CSP                 | Energia Heliotérmica – <i>Concentrated Solar Power</i>   |
| DHI                 | Irradiação Difusa Horizontal – <i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>  |
| DNI                 | Irradiação Direta Normal – <i>Direct Normal Irradiation</i>  |
| EPE                 | Empresa de Pesquisa Energética   |
| EPRI                | <i>Electrical Power Research Institute</i>   |

|          |  |
|----------|--|
| FV       | Fotovoltaico   |
| GC       | Geração Centralizada   |
| GD       | Geração Distribuída  |
| GHI      | Irradiação Global Horizontal – <i>Global Horizontal Irradiance</i>   |
| HCPV     | CPV de Alta Concentração – <i>High Concentrator Photovoltaic</i>     |
| I        | Corrente   |
| IEA      | <i>International Energy Agency</i>                                   |
| IGPM     | Índice Geral de Preços do Mercado                                    |
| INPE     | Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais                            |
| kW       | Quilowatt  |
| kWh      | Quilowatt-hora   |
| kWp      | Quilowatt-pico   |
| LCOE     | Custo Nivelado da Energia – <i>Levelised Cost of Energy</i>          |
| LID      | Degradação do Módulo pela Luz – <i>Light Induced Degradation</i>     |
| MPP      | Maximum Power Point  |
| MPPT     | Rastreamento da Máxima Potência – <i>Maximum Power Point Tracker</i> |
| Mt       | Mega tonelada  |
| Mtep     | Mega tonelada equivalente de petróleo ( $\cong 11.500$ GWh)          |
| MW       | Megawatt   |
| MWh      | Megawatt-hora  |
| OPEX     | Custo de Operação e Manutenção – <i>Operational Expenditure</i>      |
| PR       | Índice de Desempenho – <i>Performance Ratio</i>                      |
| R        | Resistência  |
| SFCR     | Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica                       |
| STC      | Condições Padrão de Testes – <i>Standard Test Conditions</i>         |
| SWERA    | <i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>                     |
| TIR      | Taxa Interna de Retorno  |
| TWh      | Terawatt-hora  |
| UFV      | Usina solar fotovoltaica   |
| V        | Volt   |
| W        | Watt   |
| Wp       | Watt-pico  |
| $\alpha$ | Altura solar   |
| $\beta$  | Inclinação da superfície de captação solar                           |

|            |  |
|------------|--|
| $\Omega$   | Ohm  |
| $BoS_{EF}$ | Balanço do Sistema (BoS) para sistemas de estrutura fixa         |
| $CI_{inv}$ | Custo dos inversores em referência internacional                 |
| $CI_{mód}$ | Custo dos módulos em referência internacional                    |
| $CN_{inv}$ | Custo nacional dos inversores                                    |
| $CN_{mód}$ | Custo nacional dos módulos                                       |
| $CT$       | Carga tributária   |
| $Emp$      | Percentual de empréstimo do financiamento                        |
| $OPEX_1$   | Custo anual com operação e manutenção para o sistema 1           |
| $d$        | Taxa de depreciação anual da eficiência dos módulos              |
| $j$        | Taxa de juros do financiamento                                   |
| $\gamma$   | Azimute da superfície de captação solar                          |
| $\theta$   | Ângulo de incidência da radiação solar sobre o plano de captação |

# SUMÁRIO

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>   | <b>1</b>  |
| <b>2</b> | <b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>                                      | <b>4</b>  |
| 2.1      | MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL E O CRESCIMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS ..... | 4         |
| 2.2      | MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA .....                                      | 8         |
| 2.3      | TIPOS DE GERAÇÃO SOLAR .....  | 11        |
| 2.4      | INDÚSTRIA E MERCADO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....                 | 13        |
| 2.4.1    | Tecnologia fotovoltaica.....  | 13        |
| 2.4.2    | Tecnologia de Concentradores Fotovoltaicos (CPV).....                   | 16        |
| 2.5      | SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE .....                          | 18        |
| 2.5.1    | Usinas Solares Fotovoltaicas (UFV) .....                                | 18        |
| 2.5.2    | Componentes Principais .....  | 20        |
| <b>3</b> | <b>MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>  | <b>29</b> |
| 3.1      | RECURSO SOLAR .....   | 29        |
| 3.2      | ÂNGULOS DA GEOMETRIA SOAR .....   | 30        |
| 3.3      | PRODUTIVIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....                           | 31        |
| 3.3.1    | Localização e dados meteorológicos.....                                 | 33        |
| 3.3.2    | Orientação dos módulos .....  | 35        |
| 3.3.3    | Arranjo fotovoltaico .....  | 37        |
| 3.3.4    | Perdas do sistema .....   | 38        |
| 3.3.5    | CPV e eficiência das células .....                                      | 45        |
| 3.4      | CUSTO DA ENERGIA E INVESTIMENTO A LONGO PRAZO .....                     | 46        |
| 3.4.1    | Tempo de vida útil e degradação de eficiência dos módulos .....         | 48        |
| 3.4.2    | Financiamento, carga tributária e taxa de câmbio.....                   | 49        |
| 3.4.3    | CAPEX.....  | 51        |
| 3.4.4    | OPEX .....  | 57        |
| 3.4.5    | Venda de energia (receita).....   | 60        |

|          |   |            |
|----------|---|------------|
| 3.4.6    | Payback, TIR e Custo de Oportunidade, .....                             | 60         |
| 3.5      | MÉTODOS .....   | 61         |
| 3.5.1    | Sistemas fotovoltaicos abordados no trabalho .....                      | 61         |
| 3.5.2    | Método de análise técnica .....   | 62         |
| 3.5.3    | Método de análise econômica .....                                       | 62         |
| 3.5.4    | Método de análise de sensibilidade .....                                | 64         |
| 3.6      | MATERIAIS .....   | 64         |
| 3.6.1    | PVSyst e Excel.....   | 64         |
| 3.6.2    | Algoritmo de simulação .....  | 65         |
| <b>4</b> | <b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>                                    | <b>67</b>  |
| 4.1      | RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA JAÍBA .....                                | 67         |
| 4.1.1    | Parâmetros de entrada .....   | 67         |
| 4.1.2    | Produtividade anual.....  | 71         |
| 4.1.3    | Ganho na captação da irradiação solar .....                             | 72         |
| 4.1.4    | Índice de desempenho e perdas .....                                     | 74         |
| 4.2      | ANÁLISE ECONÔMICA.....  | 81         |
| 4.2.1    | Resumo dos parâmetros estimados.....                                    | 81         |
| 4.2.2    | CAPEX e OPEX.....   | 83         |
| 4.2.3    | Fluxos de caixa, indicadores econômicos e análises de investimento..... | 86         |
| 4.3      | ANÁLISE DE SENSIBILIDADE .....  | 96         |
| 4.3.1    | LCOE x Produtividade .....  | 96         |
| 4.3.2    | LCOE x CAPEX .....  | 100        |
| 4.3.3    | Produtividade do sistema de CPV aplicado a outras cidades .....         | 103        |
| <b>5</b> | <b>CONCLUSÕES.....</b>  | <b>106</b> |
|          | <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>                                 | <b>109</b> |
|          | <b>APÊNDICE .....</b>   | <b>111</b> |
|          | <b>A) ENTRADA DE DADOS NO PVSYST .....</b>                              | <b>112</b> |

# 1 INTRODUÇÃO

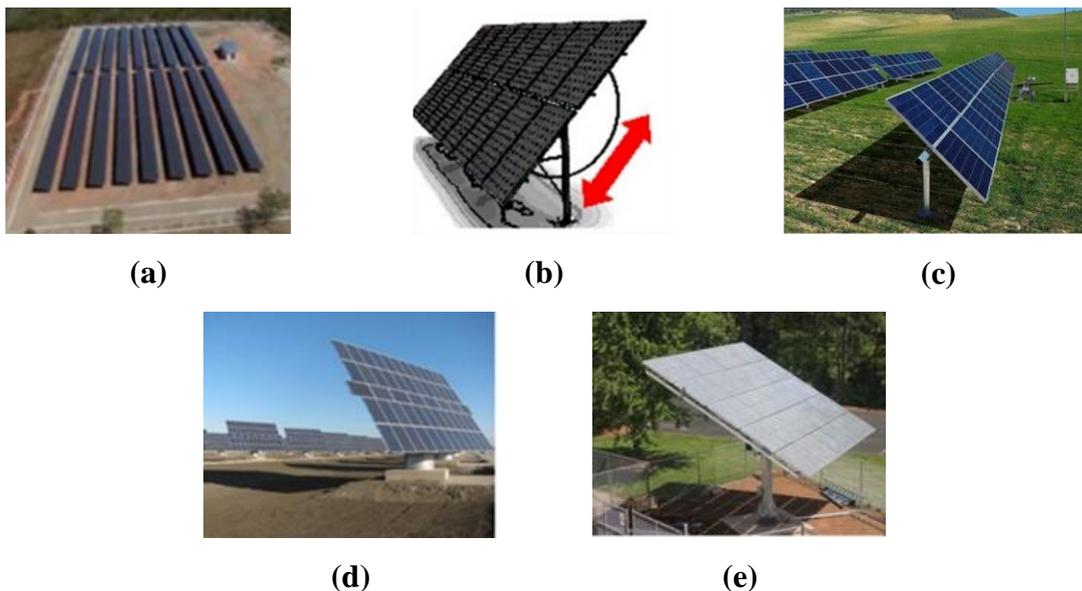
O contexto energético mundial tem evidenciado um grande aumento no consumo de energia, atrelado principalmente ao crescimento populacional e ao desenvolvimento econômico das sociedades. Tal conjuntura tem mostrado que será preciso investir em mais e mais fontes novas de energia, para continuar abastecendo a necessidade de energia.

O abastecimento de energia atual no mundo tem sido feito majoritariamente pela queima de combustíveis fósseis, que apesar de ter impulsionado grandes crescimentos econômicos no passado, tem trazido à tona problemas ambientais e de esgotamento da fonte para um futuro não muito longe. Diante dessa situação, aumenta-se a importância do investimento em fontes menos poluidoras e não esgotáveis, como é o caso das energias renováveis, que agregam fontes como a solar, eólica e biomassa.

Muitos países como a Alemanha, China e os EUA têm investido na geração por energia solar fotovoltaica, onde se observa um crescimento acelerado da capacidade instalada ano a ano. No Brasil, esse tipo de geração começou a se intensificar apenas nos últimos anos, impulsionado pelo aumento na tarifa de energia elétrica por conta do alto despacho de usinas termelétricas.

O tema abordado neste trabalho tem como base um projeto de usina solar fotovoltaica (UFV) a ser instalada no município de Jaíba, ao norte de Minas Gerais. O projeto intitula-se Jaíba Solar, e foi idealizado a partir de um projeto de pesquisa e desenvolvimento proposto por Furnas à ANEEL. O projeto objetiva inserir diferentes arranjos de geração fotovoltaica na matriz brasileira e analisá-los desde a sua etapa de projeto até a etapa de operacionalização da usina, passando por estudos de custo x benefício entre os arranjos. Conta com as entidades executoras CEI Solar, FINATEC (Universidade de Brasília), FDTE (Universidade de São Paulo) e o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) da Eletrobrás, além de mais 16 outras empresas cooperadas, incluindo as concessionárias Cemig, Light e Taesa.

A usina contará uma potência total instalada de 3 MW, dividida entre diferentes tecnologias fotovoltaicas instaladas em distintos tipos de estrutura de suporte, conforme a Figura 1.1.



- a) **2,4 MW**: Módulos c-Si; Estruturas metálicas com inclinação fixa (Sistema Convencional);
- b) **100 kW**: Módulos c-Si; Estrutura fixa com ângulo de inclinação ajustável;
- c) **100 kW**: Módulos c-Si; Rastreadores solares de um eixo;
- d) **100 kW**: Módulos c-Si; Rastreadores solares de dois eixos;
- e) **300 kW**: Módulos CPV, multijunção e lentes de Fresnel; Rastreadores solares de dois eixos;

**Fontes:** [1] Projeto Jaíba Solar. Disponível em: <[www.jaibasolar.com.br/tecnologias/](http://www.jaibasolar.com.br/tecnologias/)> (a) UFV Tauá (CE); (b) e (d) NREL; (e) CPV Semprius. [2] Mecasolar. Disponível em: <[www.mecasolar.com](http://www.mecasolar.com)> (c) Seguidor 1 eixo horizontal Mecasolar. Acesso em 04 dez 2015

Figura 1.1 – Ilustração da distribuição da potência planejada da UFV Jaíba Solar

Os sistemas ainda diferem com relação ao uso de inversores, onde 2,3 MW utilizam inversores de maior potência e que englobam grande quantidade de painéis (Inversores centrais), e o resto dos 700 kW utilizam inversores de menor potência, sendo normalmente utilizados por cada fileira de módulos (Inversores de *string*).

O objetivo geral deste trabalho é o de apresentar métodos capazes de estimar a produção de energia e os custos envolvidos com diferentes sistemas fotovoltaicos com base nos arranjos do Projeto Jaíba Solar, a fim de avaliar o custo benefício e a atratividade de investimento à longo prazo entre eles. Como objetivo específico, procura-se estudar diferentes cenários de produtividade, custo de investimento e locais de instalação, com o intuito de avaliar mudanças na competitividade técnico-econômica entre os sistemas abordados.

No Capítulo 2 deste trabalho é apresentada a revisão bibliográfica do tema, abordando com números e tendências o atual contexto energético mundial e brasileiro, evidenciando a

necessidade das energias renováveis e o crescimento do uso da fonte de geração solar fotovoltaica à nível mundial. É feita uma abordagem sobre UFVs e os principais componentes em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

O Capítulo 3 contém os métodos capazes de calcular a energia produzida e os custos envolvidos no investimento e operação de sistemas fotovoltaicos com diferentes estruturas de suporte e inclinações, diferentes potências de inversores e sistemas com concentrador solar. São apresentados os algoritmos utilizados para a implementação de cada método, bem como os materiais utilizados para a implementação e utilização dos mesmos. Um terceiro método e o seu algoritmo são também apresentados para uma análise de sensibilidade dos resultados, quanto à variação dos principais parâmetros estimados no estudo. Os métodos de análise técnico-econômica são aplicados apenas ao município de Jaíba, enquanto que uma parte da análise de sensibilidade testa também outras cidades.

O Capítulo 4 reúne os resultados da aplicação dos métodos propostos no Capítulo 3. Tecnicamente, avalia-se a produtividade dos sistemas e faz-se uma comparação do ganho percentual em relação ao sistema convencional (módulo de silício, inversor central, estrutura e inclinação fixas) investigando separadamente o desempenho na captação da irradiação solar e as perdas associadas quanto à geração fotovoltaica e à entrega da energia à rede. Economicamente, apresentam-se os custos de investimento e de operação e manutenção para cada sistema, comparando os aumentos percentuais em relação ao sistema convencional e aprofundando a análise por meio dos indicadores econômico-financeiros LCOE, Payback e TIR. Os resultados da análise visam mostrar variações do LCOE para a produtividade e para o custo de investimento, investigando pontos críticos onde um sistema poderia ser mais vantajoso que outro, além de variações de produtividade do sistema de CPV em relação ao sistema convencional aplicado à 18 cidades diferentes, incluindo 6 cidades brasileiras e 12 estrangeiras.

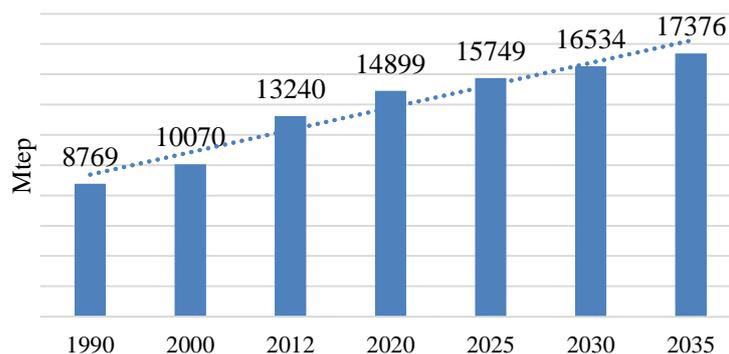
Finalmente, o Capítulo 5 faz uma síntese dos resultados e discussões obtidos ao longo do estudo, propondo trabalhos futuros para a continuação do aprofundamento acerca do tema abordado.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL E O CRESCIMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS

A sobrevivência e o desenvolvimento da sociedade humana estão atrelados à capacidade de manusear e utilizar os recursos energéticos da natureza. Na pré-história, o uso do fogo trouxe-nos o poder do aquecimento, do cozimento, da iluminação e da proteção contra predadores. Com o advento de modernas máquinas a vapor na revolução industrial do século XVIII, tornou-se possível a produção em larga escala e a consequente multiplicação rápida, constante e ilimitada tanto de homens quanto de mercadorias e serviços (Hobsbawm, 1962). A população mundial de hoje registra aproximadamente 7,3 bilhões, e espera-se que ela cresça a uma média de 1% ao ano até 2050, totalizando 9,8 bilhões de pessoas no final desse período (Population Reference Bureau, 2015)

Como consequência do aumento populacional, tem-se um aumento expressivo no consumo de energia. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2014), o consumo de energia mundial está previsto para aumentar em um terço até 2035, com uma taxa média de crescimento de 1,2% ao ano, como mostra o Gráfico 2.1 (IEA: World Energy Outlook, 2014).



**Fonte:** IEA - *World Energy Investment Outlook*, 2014. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications>>.

Acesso em: 02 out 2015 (modificado).

Gráfico 2.1 – *Tendência de crescimento da demanda de consumo de energia primária no mundo, em milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep)*

Esse cenário tem gerado desafios no aumento da capacidade de fornecimento de energia, que vem sendo agravado por outras questões, como a previsão de escassez de fontes não-renováveis no curto prazo.

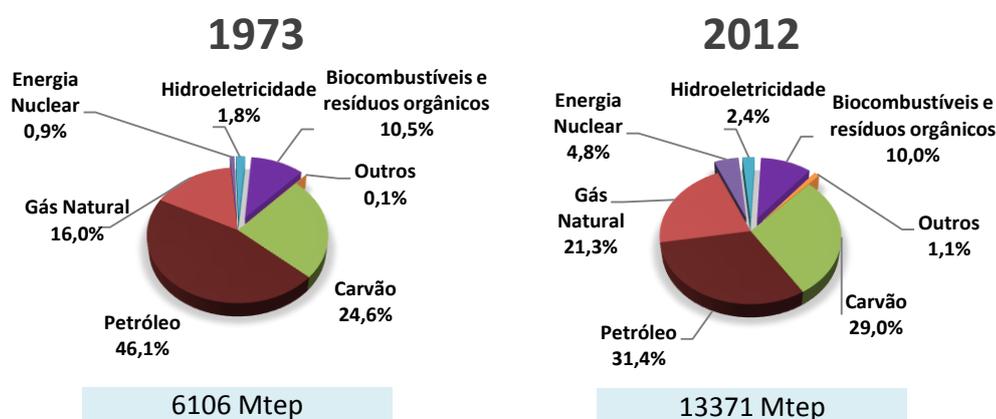
As energias não-renováveis são aquelas consideradas finitas para os padrões humanos de utilização. Tais energias demoram milhões de anos para se recompor, como é o caso dos combustíveis fósseis: carvão, gás natural, petróleo e outros derivados. Caso o consumo de energia continue na velocidade atual, estima-se que os combustíveis fósseis citados não durem juntos mais do que 200 anos (Shafiee & Topal, 2008).

Outra questão alarmante quanto ao uso das fontes não-renováveis é o impacto ambiental que elas têm causado. A poluição gerada pela queima de combustíveis fósseis tem gerado problemas de desequilíbrio ambiental, que põe em risco a sustentabilidade do planeta e, conseqüentemente, a própria sobrevivência do homem.

Nesse contexto, fica mais evidente a importância das energias renováveis como solução ao abastecimento energético sustentável do planeta. Entendem-se por fontes renováveis de energia aquelas que podemos usar continuamente sem que elas se esgotem, pois sempre se renovam. São exemplos dela a energia solar, eólica, biomassa e a hidroelétrica. Dentro da questão ambiental, tais fontes de energia são também consideradas limpas, por gerarem impactos ambientais reduzidos e por não emitirem praticamente nenhum resíduo ou emissão de poluentes (Villalva & Gazoli, 2012).

A energia primária fornecida no mundo é dada predominantemente para os fins de geração de energia elétrica, transporte, aquecimento, indústria e preparo de alimentos. Dados do IEA mostram que o mundo consumiu em 2012 o equivalente a 13371 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). Desse total, cerca de 81,7% da energia primária consumida no mundo veio de combustíveis fósseis, seguida de 13,5% das energias renováveis e 4,8% de energia nuclear. Das renováveis, mais da metade vem apenas da biomassa tradicional, usada principalmente para cozimento e aquecimento em áreas remotas e rurais de países em desenvolvimento. A outra metade corresponde a fontes alternativas de energia renováveis, com as maiores parcelas referentes à hidroeletricidade e ao aquecimento solar. As tecnologias de energia solar, eólica e geotermal correspondem juntas a uma parcela de apenas 1,1% do total de energia consumida no mundo. O Gráfico 2.2 ilustra os dados mencionados para o ano de 2012, fazendo um comparativo com o ano de 1973. Pelo gráfico,

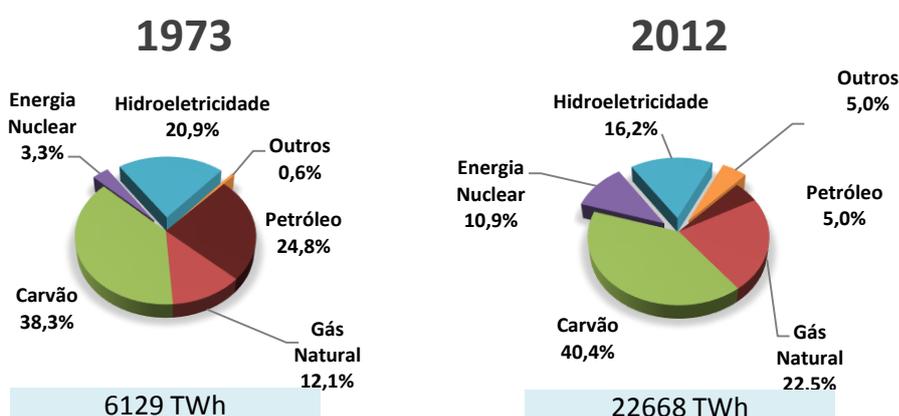
percebe-se que os países têm buscado ampliar a participação percentual de fontes renováveis em suas matrizes, reduzindo a quase total dependência dos combustíveis de antigamente.



**Fonte:** IEA – International Energy Agency. Key World Energy Statistics (KWES) – 2014. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 24 set. 2015. (modificado).

Gráfico 2.2 – Composição da Matriz energética mundial por fonte nos anos 1973 e 2012

Em termos de geração de energia elétrica, gerou-se em 2012 cerca de 22,7 mil TWh de energia no ano. Do total, 78,8% proveio de combustíveis fósseis e energia nuclear, enquanto 21,2% veio das energias renováveis, com maior parcela da hidroeletricidade (16,2%), como mostra o Gráfico 2.3.

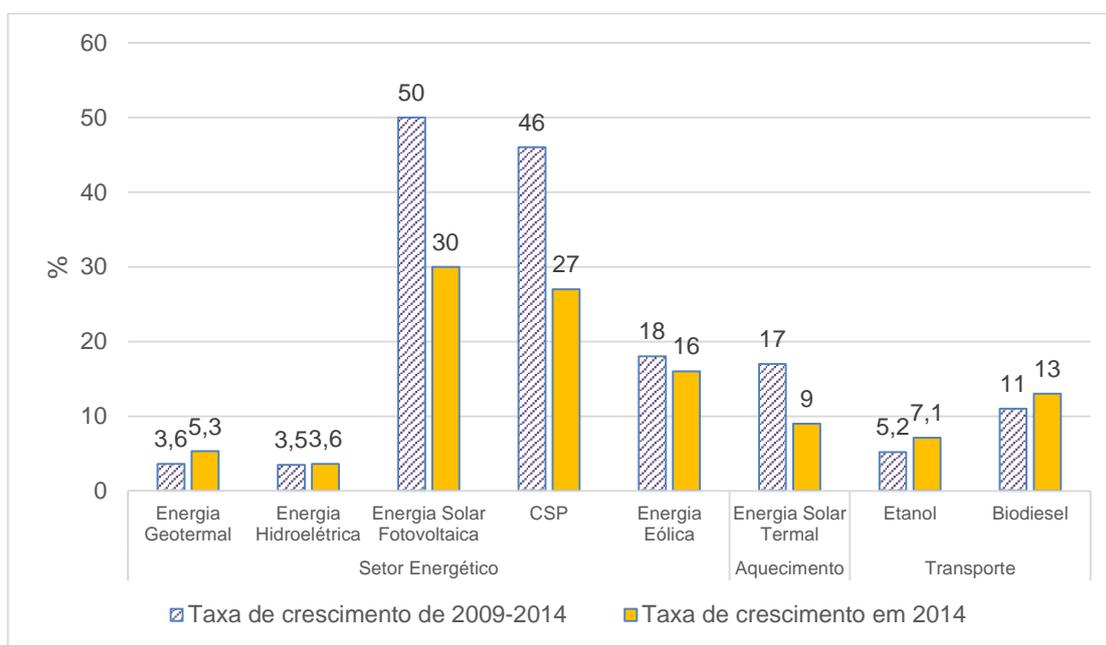


**Fonte:** IEA – International Energy Agency. Key World Energy Statistics (KWES) – 2014. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 24 set. 2015. (modificado).

Gráfico 2.3 – Composição da Matriz de geração elétrica mundial por fonte nos anos 1973 e 2012

Em relação a 1973, houve uma diminuição de 7,3% no uso de combustíveis fósseis no ano base de 2012, notado pelo aumento em 4,4% no uso de fontes renováveis alternativas (solar, eólica, geotermal, etc). Apesar do consumo de combustíveis fósseis ter aumentado em valores absolutos ao longo dos anos, nota-se que as fontes renováveis têm ganhado espaço no cenário energético.

Dentre a parcela de 5% das energias renováveis alternativas na matriz mundial, a solar fotovoltaica compreende somente 0,9%. Entretanto, dados mostram que desde o final de 2009 essa tecnologia é a que mais vem crescendo em capacidade instalada dentre as renováveis, se comparados os setores de energia, aquecimento e transporte, como mostra o Gráfico 2.4 (REN21, 2015).



**Fonte:** REN21 – *Renewables 2015: Global Status Report – 2015*. Disponível em: <www.ren21.net>. Acesso em: 02 set. 2015. (modificado).

Gráfico 2.4 – Taxa média de crescimento anual da capacidade instalada de energias renováveis no Mundo de 2009 a 2014

## 2.2 MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A energia total demandada no Brasil em 2014 atingiu 305,6 Mtep<sup>1</sup>, do qual 39,4% foi ofertado por energias renováveis e 60,6% por não renováveis, como mostra a Figura 2.1 (EPE, 2015).

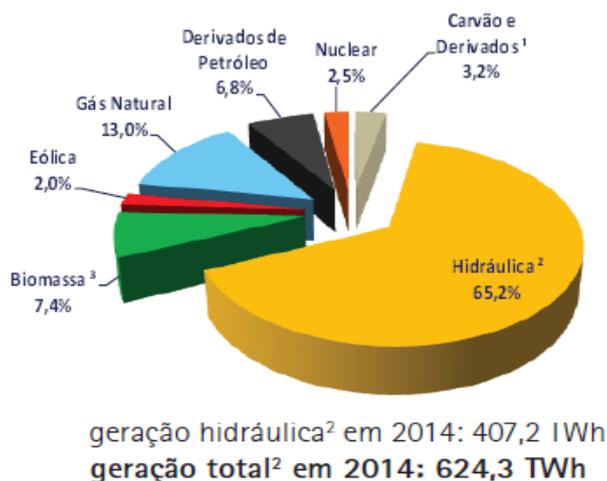


**Fonte:** EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço energético nacional (BEN)* – 2015. Brasília: EPE, 2015. Disponível em: <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em: 02 out. 2015.

Figura 2.1 – *Repartição da oferta interna de energia no Brasil em 2014*

Em termos da matriz elétrica, o país contou com uma participação de 74,6% de energias renováveis em 2014, de um total de 624,3 TWh, composta majoritariamente pelas energias: hidráulica, eólica e biomassa, como mostra o Gráfico 2.5.

<sup>1</sup> Mtep: Unidade de medida de energia, megatop (Milhões de toneladas equivalente de petróleo)



**Fonte:** EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço energético nacional (BEN)* – 2015. Brasília: EPE, 2015. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: 02 out. 2015.

Gráfico 2.5 – *Composição da Matriz de geração elétrica no Brasil por fonte em 2014*

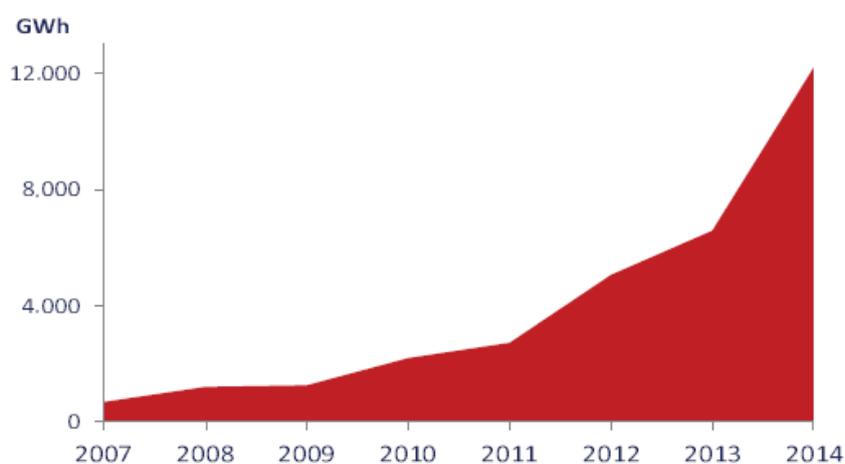
Dos dados apresentados, é possível notar que o Brasil dispõe de um alto índice de uso das fontes renováveis em sua matriz elétrica, com destaque para a geração hidráulica, com 65,2% da oferta interna. Como mostrado anteriormente, a participação das energias renováveis na matriz elétrica mundial em 2012 estava próxima a 21,2%, o que comprova que o Brasil se encontra em uma posição privilegiada quanto ao uso das energias renováveis.

Apesar do cenário nacional ser favorável, desde 2012 a Empresa de Pesquisa energética vem apontando uma redução da oferta de energia hidráulica, juntamente com o aumento na oferta do gás natural e do petróleo e seus derivados. Tal redução está associada à drástica queda no nível dos reservatórios das hidrelétricas nos últimos anos e a problemas de gestão governamentais, o que levou as concessionárias de energia a despacharem usinas térmicas para cobrirem a demanda de energia. De 2013 a 2014, houve um crescimento em 18% na participação de geração térmica. (EPE, 2015)

Diante desse cenário, vem-se baixando proporcionalmente a participação das energias renováveis na matriz brasileira. Em 2011, a participação das energias renováveis era de 88,9%, baixando continuamente até atingir o valor de 74,6% em 2014 (EPE).

Em contrapartida, a participação da energia eólica vem crescendo de forma acentuada na matriz nacional, como mostra o Gráfico 2.6. De 2013 a 2014 foi registrado a maior aumento histórico da capacidade anual da fonte no Brasil de 85,4%. A perspectiva é de que, assim

como a energia eólica, outras fontes renováveis alternativas aumentem a sua participação na matriz.



**Fonte:** EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balço energético nacional (BEN)* – 2015. Brasília: EPE, 2015. Disponível em: <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em: 02 out. 2015.

Gráfico 2.6 – *Evolução da capacidade de geração eólica no Brasil de 2007 a 2014*

Segundo o último plano decenal de expansão de energia lançado pela EPE (2014), até 2023 é esperado que a participação das energias solar e eólica aumentem juntas de 1,8% para 13,6% na matriz elétrica brasileira, totalizando um aumento na capacidade instalada de 25,5 GW. Em um cenário ainda mais longínquo, estudos otimistas apontam que em 2050 a matriz elétrica brasileira contará com 91,9% da sua produção vinda de energias renováveis, com uma participação crescente e expressiva das fontes alternativas: eólica, solar fotovoltaica, solar térmica (CSP) e biomassa (Greenpeace, 2013).

A situação atual de fornecimento energético, no Brasil e no mundo, tem reforçado o papel da diversificação das fontes de geração, levando em conta a sustentabilidade ambiental e a segurança de fornecimento a longo prazo. Nesse sentido, é imprescindível o contínuo investimento em energias renováveis, que trazem à tona um modelo de geração de energia limpo e inesgotável, diferente do atual dependente em recursos fósseis, poluentes e esgotáveis.

## 2.3 TIPOS DE GERAÇÃO SOLAR

Dentre as fontes renováveis citadas, a energia solar vem ganhando amplo espaço no cenário energético mundial. A energia solar pode ser utilizada para geração de energia térmica ou elétrica.

No primeiro caso, utiliza-se a radiação solar para o aquecimento de água por meio de coletores solares instalados nos telhados de residências ou de prédios. A água aquecida circula espontaneamente por convecção dentre tubos presentes nos coletores, indo em direção a um reservatório, comumente chamado de *boiler*, onde fica armazenada para o uso conforme a necessidade, como mostra a Figura 2.2.



**Fonte:** ABINEE – *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira* – 2012. Disponível em: <[www.abinee.org.br](http://www.abinee.org.br)>. Acesso em: 16 set. 2015.

Figura 2.2 – *Exemplo de Aplicação da energia solar para aquecimento de água.*

Para a produção de energia elétrica, é possível utilizar a energia solar pelo efeito fotovoltaico ou pelo efeito heliotérmico.

Na energia solar heliotérmica, a energia solar é convertida indiretamente em energia elétrica. O processo passa pela concentração da radiação solar por espelhos, que aquecem um fluido (gás ou líquido pressurizado) que produz vapor e aciona uma turbina acoplada a um gerador elétrico. A energia heliotérmica é também conhecida pela sigla CSP (em inglês: *Concentrated Solar Power*). A Figura 2.3 contém exemplos de usinas heliotérmicas.



**Fonte:** ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira – 2012*. Disponível em: <[www.abinee.org.br](http://www.abinee.org.br)>. Acesso em: 16 set. 2015.

Figura 2.3 – Exemplos de usinas heliotérmicas (CSP) com espelhos concentradores de estrutura plana

No efeito fotovoltaico, a luz solar é convertida diretamente em energia elétrica, por meio de células compostas de materiais semicondutores que produzem uma diferença de potencial em seus terminais ao serem expostas à luz solar (fótons) (CRESESB, 2014). O seu agrupamento dá origem aos módulos fotovoltaicos, que podem ser usados em diversas aplicações, como em telhados de residências e edifícios, visando o consumo próprio de energia, ou na construção de usinas para geração e oferta de energia elétrica.

Dentre as tecnologias atuais de energia solar fotovoltaica, existe ainda a energia solar fotovoltaica concentrada, chamada comumente pela sigla CPV (em inglês: *Concentrated Photovoltaics*). Tal tecnologia, assim como na tecnologia de CSP, utilizam-se espelhos e lentes concentradoras de radiação solar. Nesse caso, porém, foca-se a radiação concentrada em células fotovoltaicas menores e mais eficientes que as convencionais, convertendo energia solar diretamente em energia elétrica. A Figura 2.4 mostra aplicações de sistemas fotovoltaicos.



(a)



(b)



(c)

**Fontes:** [1] CRESESB – *Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos – 2014*. Disponível em: <[www.cresesb.cepel.br](http://www.cresesb.cepel.br)>. [2] Fraunhofer & NREL – *Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology – 2015*. Disponível em: <[www.ise.fraunhofer.de/en](http://www.ise.fraunhofer.de/en)>. Acessos em: 02 out. 2015.

Figura 2.4 – Aplicações de Energia Solar Fotovoltaica (FV). Em (a): Sistema de 12kWp instalado em fachada de prédio. Em (b): Usina de 1MWp em Taiuá, no Ceará. Em (c): Usina de CPV, com espelhos concentradores parabólicos

## **2.4 INDÚSTRIA E MERCADO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Neste capítulo, aborda-se um pouco do histórico e do estado atual de mercado e de indústria para dois tipos de tecnologia: a fotovoltaica (convencional, com células de silício) e a de CPV (com células modernas de terceira geração). A diferença das células entre as duas tecnologias é tratada na seção 2.5.2 - Componentes Principais.

### **2.4.1 Tecnologia fotovoltaica**

A indústria fotovoltaica nasceu no ramo das telecomunicações em meados da década de 50, com o intuito de fornecer energia para locais remotos. Impulsionados pela corrida espacial, em 1958 os Estados Unidos lançaram o primeiro satélite no mundo a usar energia solar, o Vanguard 1, e desde então essa tecnologia passou a ser a mais aceita para aplicações em satélites.

No caso das aplicações terrestres, a queda do preço por watt dos módulos nos anos 70 permitiu que a energia solar fotovoltaica se tornasse competitiva em situações onde precisava-se de energia longe da rede elétrica, servindo principalmente para o atendimento em áreas rurais. Os sistemas solares começavam a se mostrar mais em conta em termos de instalação e manutenção do que soluções com combustíveis à gás ou petróleo<sup>2</sup>.

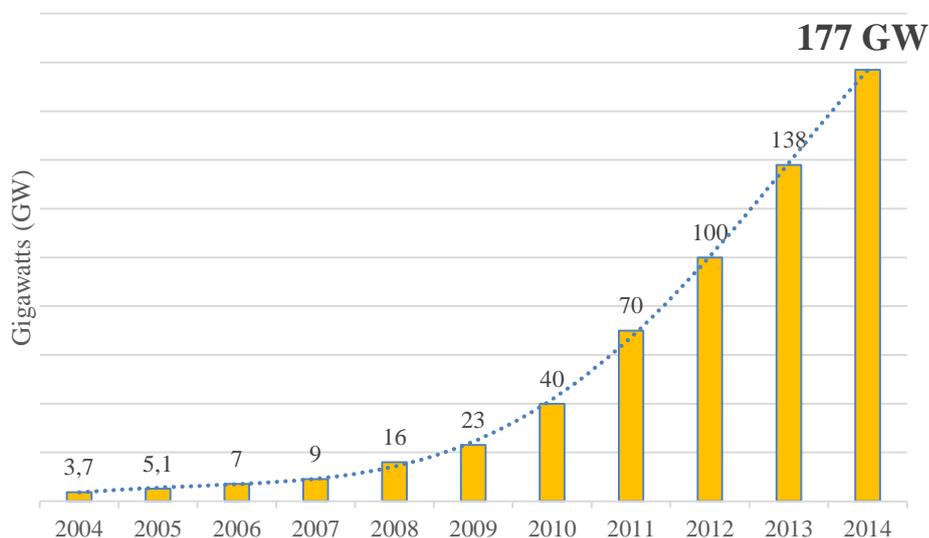
Dos anos 90 até hoje, incentivos em pesquisa e desenvolvimento no setor fotovoltaico têm reduzido substancialmente o custo de fabricação das células, além de ter aumentado a sua eficiência. Esse fato, comparado ao aumento dos custos das demais fontes de energia e aliado ao compromisso de nações com a redução dos impactos ambientais, tem proporcionado um ambiente cada vez mais competitivo para o mercado fotovoltaico em muitos países.

A capacidade total instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo cresceu de forma acelerada nos últimos dez anos, como pode ser visto no Gráfico 2.7. De 2004 para 2014, houve um

---

<sup>2</sup> California Solar Center – *Passive Solar History*. Informação disponível em: <<http://californiasolarcenter.org/history-pv/>>. Acesso em: 04 set. 2015.

crescimento de 3,7 GW para 177 GW, totalizando um aumento em quase 50 vezes nesse período. Desse total, mais de 60% da capacidade instalada atual foi adicionada nos últimos dois anos (REN21, 2015). Isso demonstra que o mercado fotovoltaico está aquecido.



**Fonte:** REN21 – *Renewables 2015: Global Status Report* – 2015. Disponível em: <[www.ren21.net](http://www.ren21.net)>. Acesso em: 02 set. 2015. (modificado).

Gráfico 2.7 – *Crescimento da capacidade total instalada de energia solar fotovoltaica no mundo de 2004 a 2014*

A Tabela 2.1 mostra um ranking dos dez países com maior capacidade atual instalada e os que mais adicionaram capacidade de 2013 a 2014. Nota-se no topo do ranking alguns países como a Alemanha, Itália, e Espanha, que têm um histórico de incentivos governamentais para energias fotovoltaicas desde os anos 90. Além destes, têm crescido a participação de países asiáticos, que desde metade dos anos 2000 têm mostrado políticas favoráveis, baixos preços dos módulos fotovoltaicos e programas de eletrificação rural em larga escala (CRESESB, 2014).

A China tem sido o país que mais tem investido atualmente, com incentivos governamentais e políticas agressivas de produção e exportação de células e módulos fotovoltaicos, contando atualmente com 64% da produção mundial. Além da China, o Japão e os Estados Unidos seguem investindo fortemente no mercado fotovoltaico.

Tabela 2.1 – Ranking dos dez países com maior capacidade atual instalada de energia solar fotovoltaica e dos que mais adicionaram capacidade de 2013 a 2014

|   |                | 2013       | Adicionado<br>2013-2014 | 2014       |
|---|----------------|------------|-------------------------|------------|
| <b>GW</b>   |                |            |                         |            |
| <b>Países que mais adicionaram capacidade instalada</b> |                |            |                         |            |
| 1°  | China          | 17.5       | 10.6                    | 28.2       |
| 2°  | Japão          | 13.6       | 9.7                     | 23.3       |
| 3°  | Estados Unidos | 12.1       | 6.2                     | 18.3       |
| 4°  | Reino Unido    | 3.4        | 2.4                     | 5.2        |
| 5°  | Alemanha       | 36.3       | 1.9                     | 38.2       |
| 6°  | França         | 4.7        | 0.9                     | 5.7        |
| 7°  | Austrália      | 3.2        | 0.9                     | 4.1        |
| 8°  | Coréia do Sul  | 1.5        | 0.9                     | 2.4        |
| 9°  | África do Sul  | 0.1        | 0.8                     | 0.9        |
| 10°   | Índia          | 2.5        | 0.7                     | 3.2        |
| <b>Países com maior capacidade atual instalada</b>      |                |            |                         |            |
| 1°  | Alemanha       | 36.3       | 1.9                     | 38.2       |
| 2°  | China          | 17.5       | 10.6                    | 28.2       |
| 3°  | Japão          | 13.6       | 9.7                     | 23.3       |
| 4°  | Itália         | 18.1       | 0.4                     | 18.5       |
| 5°  | Estados Unidos | 12.1       | 6.2                     | 18.3       |
| 6°  | França         | 4.7        | 0.9                     | 5.7        |
| 7°  | Espanha        | 5.3        | ~0                      | 5.4        |
| 8°  | Reino Unido    | 2.8        | 2.4                     | 5.2        |
| 9°  | Austrália      | 3.2        | 0.9                     | 4.1        |
| 10°   | Índia          | 2.5        | 0.7                     | 3.2        |
| <b>Total no Mundo:</b>                                  |                | <b>138</b> | <b>40</b>               | <b>177</b> |

Fonte: REN21 – *Renewables 2015: Global Status Report* – 2015. Disponível em: <www.ren21.net>. Acesso em: 02 set. 2015. (modificado).

Junto ao avanço do uso da tecnologia fotovoltaica, preocupações com a qualidade de algumas instalações e componentes tem crescido nos últimos anos. Na China, vários painéis fabricados para uso nacional foram descobertos com defeitos, prejudicando a geração estimada de usinas solares fotovoltaicas. Já em países em desenvolvimento, incertezas sobre o rendimento energético de sistemas fotovoltaicos têm criado resistências ao fornecimento de financiamento, atrasando o desenvolvimento do setor, a exemplo do Brasil (REN21, 2015).

Apesar da matriz brasileira já ser um exemplo mundial quanto ao uso de fontes renováveis por conta do uso de energia hidráulica, a mesma tem tido dificuldades na construção de

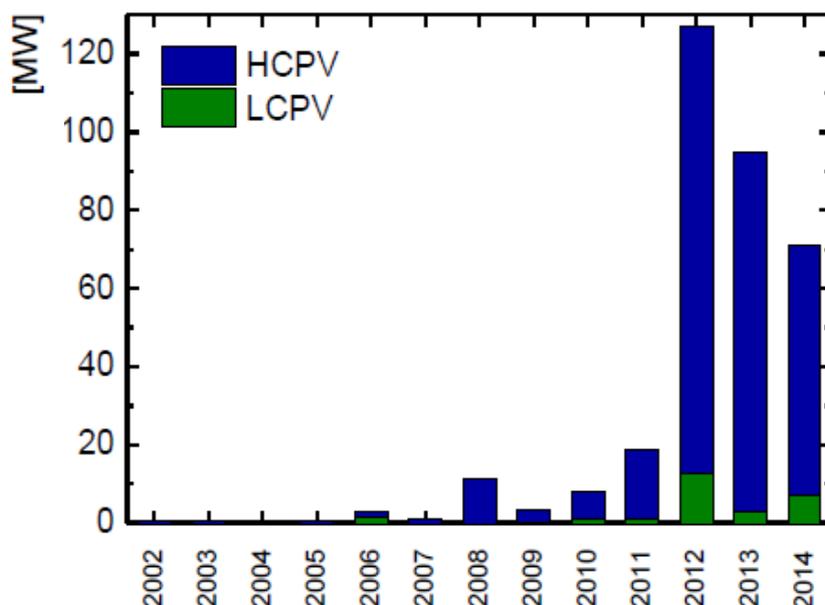
novas usinas e na própria garantia de geração, decorrentes de problemas climáticos relativos aos regimes de chuva. Recentemente, foram necessárias as ativações de usinas termelétricas para atender à demanda de energia, gerando elevados custos e diminuindo a oferta de energias com menores índices de poluição à matriz.

Esse cenário tem reforçado o investimento atual no setor fotovoltaico como uma das alternativas de suprimento energético, juntamente com outras fontes renováveis como a Eólica e a Biomassa, que já usufruem de vantagens competitivas no mercado devido à investimentos e programas de incentivos feitos no passado, como o PROINFA – Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – criado em 2004.

Recentemente, o Brasil presenciou dois leilões de reserva de energia específicos para energia solar fotovoltaica, um em agosto de 2015 e o outro em outubro de 2014, sendo que o último resultou na contratação de 30 projetos, com capacidade total de aproximadamente 1 GW, contabilizando investimentos da ordem de 4 bilhões. Essas iniciativas têm contribuído para diminuir o custo da energia solar fotovoltaica e torná-la competitiva com outras fontes em território nacional.

#### **2.4.2 Tecnologia de Concentradores Fotovoltaicos (CPV)**

A tecnologia de concentradores solares fotovoltaicos entrou no mercado mundial apenas em meados dos anos 2000, com a primeira usina com mais de 1 MW instalada na Espanha em 2006. Desde então, um número crescente de usinas comerciais na faixa dos MW tem sido instalado, sendo a maioria de tecnologia de alta concentração (HCPV: *High Concentrated Photovoltaics*), e a minoria de baixa concentração (LCPV: *Low Concentrated Photovoltaics*) O Gráfico 2.8 mostra a evolução da capacidade instalada anual de CPV no mundo.



**Fonte:** Fraunhofer Institute for Solar Energy ISE – *Photovoltaics Report* – 2015. Disponível em: <[www.ise.fraunhofer.de/en](http://www.ise.fraunhofer.de/en)> (modificado). Ambos com acesso em: 18 out. 2015.

Gráfico 2.8 – *Crescimento da capacidade instalada anual de sistemas de CPV de alta e baixa concentração, de 2002 a 2014*

O mercado de concentradores fotovoltaicos ainda é incipiente e continua baixo, possuindo atualmente uma capacidade total instalada de aproximadamente 330 MW (mais de 500 vezes abaixo da tecnologia fotovoltaica convencional). O setor tem encontrado alguns desafios, e um deles tem sido a competição com a queda dos preços da tecnologia convencional fotovoltaica, que tem impossibilitado o CPV de atingir uma economia de escala, apesar de possuir células altamente eficientes. (REN21, 2015).

Entretanto, existe o interesse de alguns nichos de mercado em locais onde há grande incidência de radiação solar normal direta e baixa umidade, o que teoricamente maximiza o custo benefício da tecnologia.

Segundo pesquisa do instituto Fraunhofer-NREL, (*Current Status of Concentrator Photovoltaics* (CPV), 2015), ainda há hoje uma grande incerteza quanto ao desenvolvimento futuro de mercado do CPV. A pesquisa mostra, porém, que o CPV tem potencial para reduzir o preço por kWh da tecnologia e se mostrar competitiva com a tecnologia convencional por volta de 2030, caso continuem investindo e instalando esses sistemas até lá.

## **2.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**

Existem duas categorias principais de sistemas fotovoltaicos: sistemas isolados (ou autônomos) e sistemas conectados à rede.

Os sistemas autônomos normalmente se aplicam a lugares não atendidos pela rede elétrica, como zonas rurais ou ilhas, podendo ser aproveitados de diversas maneiras em outras aplicações, que variam de pequenos aparatos eletrônicos a satélites.

Já os sistemas conectados à rede (SFCR) são aqueles em que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é injetada diretamente à rede elétrica de energia, dispensando o uso de baterias para o acúmulo de energia (CRESESB, 2014). Conectando-se o sistema à rede, objetiva-se consumir localmente o que foi gerado de eletricidade, podendo ainda fornecer energia para abastecer a rede pública.

### **2.5.1 Usinas Solares Fotovoltaicas (UFV)**

Tipicamente, existem dois tipos de geração por sistemas fotovoltaicos conectados à rede: distribuída e centralizada.

A geração distribuída é aquela em que a geração é realizada junto ao próprio consumidor, dispensando perdas de transmissão em sistemas elétricos. Para sistemas de até 1 MW, a ANEEL regulamenta o sistema de compensação de créditos de energia<sup>3</sup>, permitindo ao usuário que a energia excedente possa ser repassada à rede e utilizada como um crédito para ser abatido em futuras contas de energia.

A geração centralizada, diferente da geração distribuída, injeta em um ponto da rede uma grande quantidade de energia, que necessita da rede de transmissão em média ou alta tensão

---

<sup>3</sup> Resolução normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, entre outras providências.

para atender a diferentes locais de consumo. A geração centralizada contempla as usinas solares fotovoltaicas (UFV), sendo projetada para a produção e venda de energia elétrica.

A maioria das usinas de energia solar no mundo são construídas sobre o solo. A construção pode ser feita sobre estruturas fixas ou estruturas móveis, como os rastreadores solares. Os rastreadores acompanham o movimento do sol a fim de aumentar a produção de energia elétrica, embora seja necessário avaliar também o aumento no custo de operação e manutenção adicionais desses sistemas. Essas diferenças são melhor tratadas na seção 2.5.2.4 - Estruturas de suporte e rastreadores solares.

Tem-se notado um notável crescimento das UFVs a nível mundial, inclusive nos últimos anos. A maior usina solar atual, a Solar Star, encontra-se nos Estados Unidos, no estado da Califórnia, e conta com uma capacidade instalada de aproximadamente 580 MW, o que equivale a 23 vezes a capacidade total instalada de UFVs no Brasil.

O Brasil conta atualmente com 27 usinas fotovoltaicas em operação, contabilizando uma capacidade total instalada de aproximadamente 25 MW. De acordo com o banco de informações de geração da ANEEL (BIG), está previsto para os próximos anos a construção de mais 40 empreendimentos, aumentando 1,1 GW de energia solar na matriz elétrica brasileira nos próximos anos.

Um desses empreendimentos é o projeto da usina Jaíba Solar, objeto de estudo deste trabalho, que contará com uma potência instalada de 3 MW. O Jaíba Solar será melhor detalhado em Materiais e Métodos.

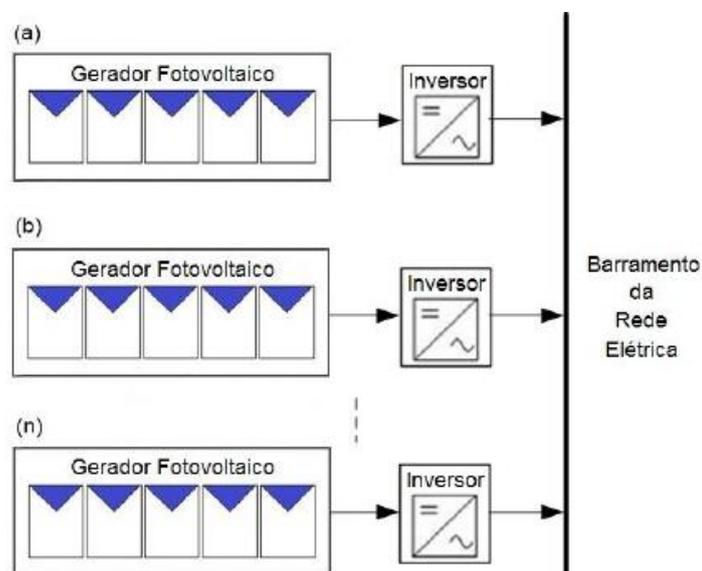
A resolução normativa nº 481 de 2012 da ANEEL também foi um marco importante no incentivo ao crescimento de empreendimentos de UFVs no Brasil. Tal resolução estipulou procedimentos de desconto nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para a geração por energia solar com potências iguais ou abaixo de 30 MW, o que facilitou o surgimento de diversos empreendimentos desse tipo no país. A exemplo desse incentivo, foi inaugurada recentemente no Brasil a usina de maior potência instalada, com 3 MW, na cidade de Tubarão no sul de Santa Catarina.

Apesar dos atuais incentivos, nota-se que o Brasil ainda se encontra atrasado no emprego de usinas solares fotovoltaicas, se comparado com os países que mais investem nessa tecnologia, como os Estados Unidos, a China e a Alemanha.

## 2.5.2 Componentes Principais

Um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) utiliza módulos fotovoltaicos como fonte geradora de energia, que são compostos por células solares. A energia produzida pelos módulos é transmitida a um inversor, que inverte a potência de saída em corrente contínua dos módulos para uma potência em corrente alternada, compatível com a rede elétrica. A Figura 2.5 exemplifica um esquema básico de um SFCR, demonstrando os principais elementos desse sistema.

Em um SFCR, junto aos dois principais componentes citados, ainda se fazem necessários: estruturas de suporte e fixação de módulos, rastreadores solares, cabos, medidores, caixas de junção (*string boxes*), dispositivos de proteção e chaveamento, proteção contra descargas atmosféricas, e placas de sinalização (GSES, 2010). Em sistemas de concentradores solares, são usados também elementos ópticos, como espelhos e lentes, responsáveis pela concentração da radiação solar nas células de alta eficiência. Para o escopo deste trabalho, serão abordados os seguintes equipamentos: células solares, módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de suporte de módulos e rastreadores solares.



**Fonte:** CRESESB – *Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos* – 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 02 out. 2015.

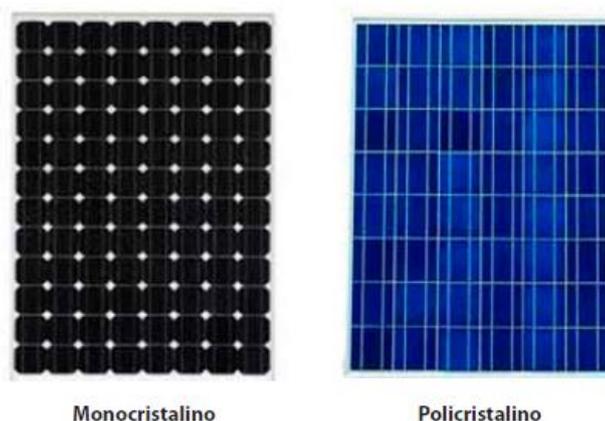
Figura 2.5 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede

### 2.5.2.1 Células fotovoltaicas

A célula funciona baseada no princípio fotovoltaico, gerando corrente elétrica e uma diferença de potencial em seus terminais ao ser exposta à radiação solar. Basicamente, quando a luz solar brilha sobre a célula, elétrons dos átomos de certo material semiconductor liberam-se e ficam disponíveis para se mover ao longo de um circuito elétrico fechado, que contenha alguma carga.

Atualmente, a maioria das células solares disponíveis comercialmente são compostas por lâminas de silício monocristalino e policristalino, correspondendo a mais de 80% da produção mundial (CRESESB, 2014).

O silício é um material abundante, não tóxico e o processo de fabricação das células usando esse material é mais simples e barato do que outras tecnologias, o que, apesar de não oferecer as melhores eficiências de célula, o favorece em relação a outros materiais (Villalva & Gazoli, 2012). A diferença entre o silício mono e policristalino tem a ver com o processo de fabricação das células, onde a primeira alcança maiores eficiências que a segunda, tendo em contrapartida um custo maior. A Figura 2.6 ilustra a diferença na aparência dos módulos de silício mono e policristalino.



**Fonte:** ABINEE – *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira* – 2012. Disponível em: <[www.abinee.org.br](http://www.abinee.org.br)>. Acesso em: 16 set. 2015. (modificado)

Figura 2.6 – *Aparência de módulos de silício monocristalino e policristalino*

Existem diversas outras tecnologias disponíveis atualmente, com destaque para as de filmes finos de Telureto de Cádmio (CdTe) e para as recentes células fotovoltaicas multijunção de alta eficiência, empregadas nos módulos de concentradores fotovoltaicos (CPV).

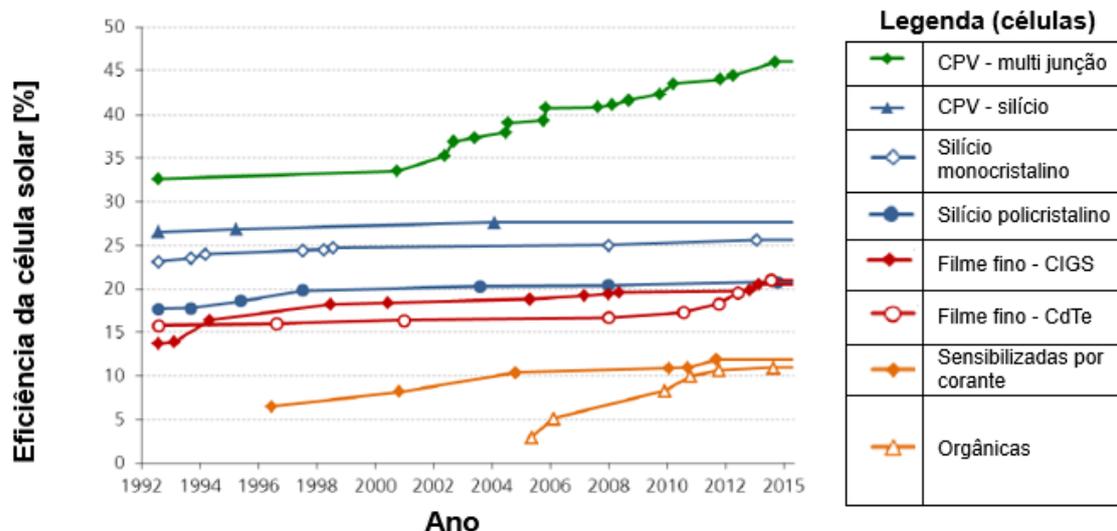
No caso da tecnologia de CPV, usam-se elementos ópticos, como lentes e espelhos, para concentrar a radiação solar em células de alta eficiência, de forma a se aproveitar melhor a radiação que incidente, utilizando uma área menor de célula fotovoltaica. Juntamente com os elementos ópticos, utilizam-se também dispositivos de rastreamento solar, que buscam reposicionar os módulos constantemente para direcionarem as suas superfícies em perpendicular à componente direta da radiação, proporcionando o funcionamento otimizado dos sistemas de CPV. Existem duas categorias de concentração: baixa, com concentração de 2 a 300 vezes a radiação incidente; e alta, com concentração superior a 300 vezes (ABINEE, 2012). A Figura 2.7 ilustra diferentes sistemas de CPV.



**Fonte:** *Fraunhofer Institute for Solar Energy ISE & National Renewable Energy Laboratory NREL – Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology – 2015.* Disponível em: <[www.ise.fraunhofer.de/en](http://www.ise.fraunhofer.de/en)> (modificado). Ambos com acesso em: 02 out. 2015.

Figura 2.7 – *Exemplos de sistemas CPV: Lentes de Fresnel (esquerda e meio) e espelhos parabólicos (direita)*

A título de exemplo, existem registros atuais de células de CPV em laboratório com até 46% de eficiência (Franhoufer NREL, 2015). O Gráfico 2.9 mostra a evolução das eficiências alcançadas em laboratório para diferentes tecnologias de células fotovoltaicas.



**Fonte:** Fraunhofer Institute for Solar Energy ISE – *Photovoltaics Report* – 2015. Disponível em: <[www.ise.fraunhofer.de/en](http://www.ise.fraunhofer.de/en)> (modificado). Ambos com acesso em: 18 out. 2015.

Gráfico 2.9 – *Evolução das eficiências alcançadas em laboratório para diferentes tecnologias de células fotovoltaicas de 1992 a 2015*

### 2.5.2.2 Módulo Fotovoltaico

O módulo, ou painel fotovoltaico, é o conjunto de várias células solares, montadas sobre uma estrutura rígida e ligadas eletricamente.

A estrutura do painel é feita para aguentar as mais diversas condições climáticas, como chuva, tempestade e granizo. Por isso, as células contam com lâminas de plástico e de suporte, molduras de alumínio e vidro na sua parte superior, para que as mesmas consigam ter uma vida útil duradoura e resistente. Normalmente, os fabricantes garantem uma vida útil de 25 anos para os módulos, significando que eles chegam ao final desse período com ao menos 80% da sua potência inicial.

Uma célula comercial de silício cristalino gera algo em torno de 0,5 a 0,6 volt, que é considerado uma faixa de tensão pequena para aplicações práticas. Por isso, faz-se um

arranjo em série das células<sup>4</sup> para se atingir valores práticos de tensão de aproximadamente 30 V, constituindo-se um módulo.

A depender da finalidade e tipo de sistema, ajusta-se a quantidade de módulos em um arranjo série e paralelo, definindo-se potência, tensão e corrente desejadas. A Figura 2.8 ilustra a hierarquia célula-módulo-arranjo.

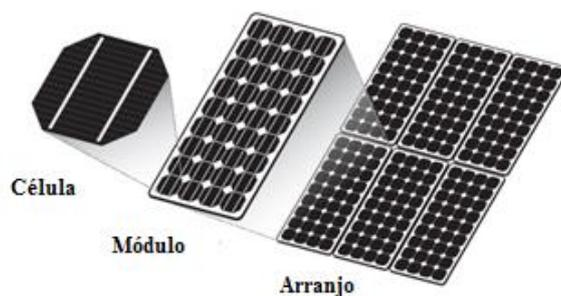


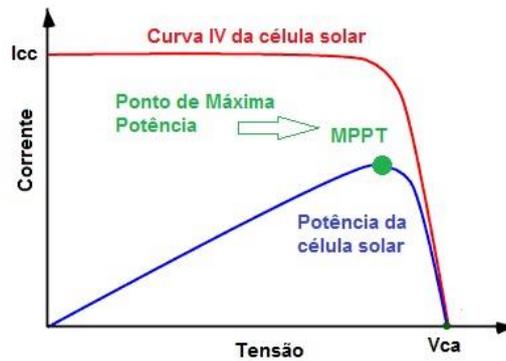
Figura 2.8 – Célula, módulo e arranjo fotovoltaico

A corrente e a tensão de saída são ditadas pela carga do circuito. Em situação de circuito-aberto, é medida a tensão de circuito aberto,  $V_{CA}$  que é máxima para uma corrente nula. Já em uma situação de curto-circuito, é medida a corrente  $I_{CC}$ , para uma tensão nula. Em nenhum desses dois casos a célula irá gerar a sua máxima potência, pois em ambos os casos a corrente ou a tensão são nulas.

O módulo atinge o seu ponto de máxima potência quando a resistência interna do mesmo se iguala a resistência da carga (GSES, 2010). Analisando as curvas características de corrente por tensão ( $I \times V$ ) e de potência ( $P = I \times V$ ) de um módulo, nota-se que o ponto de máxima potência (MPP: Maximum Power Point) ocorre no “joelho” da curva, onde a corrente passa a decair mais rapidamente, como mostra a Figura 2.9.

---

<sup>4</sup> Alguns modelos utilizam células tanto em série quanto em paralelo, para atingir características de tensão e corrente desejadas no módulo.



**Fonte:** Photovoltaic Education Network. Disponível em: <<http://pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/open-circuit-voltage>>. Acesso em: 04 out. 2015. (adaptado).

Figura 2.9 – Curvas  $I \times V$  e de potência de uma célula solar. Visualização do ponto de máxima potência (MPPT)

### 2.5.2.3 Inversores

Os inversores são dispositivos para converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), fornecendo uma potência de saída com tensão, frequência e demais parâmetros devidamente adequados à rede elétrica. No caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, os inversores trabalham como fontes de corrente, injetando na rede uma corrente senoidal sincronizada com a tensão local.

Além de possibilitar a conversão da geração solar para corrente alternada, os inversores conectados à rede ainda podem ser equipados com sistemas de rastreamento do ponto de máxima potência, comumente abreviado pela sigla MPPT (em inglês: *Maximum Power Point Tracking*). O MPPT possibilita elevar ao máximo a potência fornecida pelos módulos, fazendo-os sempre operar no seu ponto de máxima potência, independente das condições externas que prejudicam o rendimento dos módulos. Seguindo essa ideia, inversores que possuem mais de uma entrada de MPPT podem otimizar a produção total do sistema de modo independente para diferentes conjuntos de módulos (Villalva & Gazoli, 2012). Isso evita, por exemplo, que a perda de rendimento de uma fileira de módulos impacte as que estão conectadas a outro sistema de MPPT.

Em termos de potência de trabalho, segundo o CRESESB (2014), os inversores conectados à rede podem se classificar como:

- **Centrais:** inversores trifásicos alimentados por um grande número de módulos, com potências que variam de centenas de kW a MW;
- **Multistring:** inversores trifásicos ou monofásicos com mais de uma entrada de MPPT para conexão de *strings* (fileiras de painéis). Configuram-se em potências na faixa de dezenas de kW.
- **String:** inversores monofásicos com apenas uma entrada de MPPT, para microgeração de até 10 kW.
- **Microinversores:** inversores de baixa potência, compatíveis para trabalhar com um único módulo fotovoltaico.

Na Figura 2.10, se encontram exemplos de inversores para diferentes potências de trabalho.



**Fonte:** *O Portal Solar*. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>>. Acesso em: 04 out. 2015. (adaptado).

Figura 2.10 – *Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Central, String e Microinversor (da esquerda para a direita)*

#### 2.5.2.4 Estruturas de suporte e rastreadores solares

Os arranjos fotovoltaicos são normalmente montados sobre estruturas metálicas, de material de inox ou alumínio anodizado. Essas estruturas tem a possibilidade de serem fixas ou terem movimento em um ou dois eixos. A Figura 2.11 ilustra um sistema com estrutura fixa.

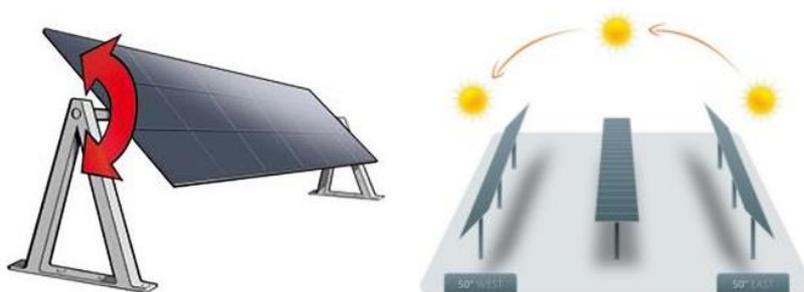


**Fonte:** [www.ambienteenergia.com.br](http://www.ambienteenergia.com.br). Acesso em: 28 de nov. de 2015.

Figura 2.11 – *Ilustração de um sistema fotovoltaico de estrutura fixa*

Em alguns casos, como em usinas de maior porte, os suportes podem estar acoplados a mecanismos projetados para acompanhar o movimento aparente do sol no céu, a fim de maximizar a produção de energia. Entretanto, o ganho econômico decorrente do aumento na produção de energia deve ser superior ao incremento nos custos com instalação e operação e manutenção do sistema com eixos móveis (ABINEE, 2012).

Em estruturas móveis com de um eixo de rotação, existem normalmente duas possibilidades. Uma delas é a utilização de rastreadores solares para ajustar a direção do painel de leste a oeste ao longo do dia (Figura 2.12), ou o ajuste manual de inclinação dos painéis para o norte ou sul, que objetiva acompanhar as diferenças sazonais da posição do Sol no céu (Figura 2.13). Para a estrutura de ajuste manual, pode-se ajustar a orientação dos painéis ao longo do ano, de acordo com o ideal para cada época. Normalmente são feitos entre 2 e 4 ajustes anuais.



**Fonte:** *Altenerymag*. Disponível em: <<http://www.altenerymag.com/article/2015/10/energy-production-in-motion-the-advantages-of-single-axis-solar-tracking-systems/21625>>. Acesso em: 04 out. 2015.

Figura 2.12 – *Ilustração de estrutura móvel com rastreador solar a um eixo: Norte-Sul com eixo na horizontal*



Figura 2.13 – *Ilustração de um sistema fotovoltaico de estrutura fixa com inclinação variável*

No caso de estruturas móveis com rastreadores de dois eixos, a característica principal é a capacidade de ajuste da inclinação dos painéis tanto no eixo norte-sul quanto no eixo leste-oeste, buscando acompanhar o sol nos seus movimentos sazonais (ao longo do ano) e diários, como ilustrado na Figura 2.14.

A utilização de rastreadores de dois eixos é imprescindível aos sistemas de CPV, haja visto que esse tipo de tecnologia só funciona corretamente quando a irradiância incide perpendicularmente ao plano dos seus painéis.



**Fonte:** *Solar Choice*. Disponível em: <<http://www.solarchoice.net.au/blog/solar-trackers/>>.

Acesso em: 04 out. 2015.

Figura 2.14 – *Ilustração de estrutura móvel com rastreador solar a dois eixos*

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

Neste capítulo, são propostos alguns métodos para se calcular a energia produzida por um arranjo fotovoltaico, o custo de produção da energia e a rentabilidade à longo prazo para arranjos fotovoltaicos com diferentes inversores, inclinações dos módulos, rastreadores e concentradores solares. As hipóteses adotadas e os materiais utilizados para a aplicação dos métodos também são apresentados.

#### **3.1 RECURSO SOLAR**

Estima-se que a radiação solar incidente na atmosfera anualmente seja da ordem de um bilhão e meio TWh de energia, o suficiente para abastecer em 10.000 vezes o consumo atual (ABINEE, 2012). No entanto, parte dessa energia se perde na atmosfera antes de atingir a superfície terrestre, influenciada por fatores locais como altitude, latitude, nebulosidade, chuvas e outros.

Duas grandezas são comumente empregadas para quantificar a radiação solar: a irradiância e a irradiação.

A irradiância solar trata-se de uma unidade de densidade de potência, ou seja, a quantidade de potência solar incidente em uma área, expressa em  $W/m^2$ . Já a irradiação solar é a unidade de densidade de energia, que significa a quantidade de energia solar que incide em uma determinada área ao longo de um determinado intervalo de tempo, expressa usualmente em  $kWh/m^2/dia$  ou  $kWh/m^2/ano$ .

Estima-se que a atmosfera terrestre receba uma irradiância solar média de aproximadamente  $1367 W/m^2$  (CRESESB, 2014), mas que apenas 73% dessa dela chega à superfície terrestre, totalizando  $1000W/m^2$ , ou um sol.

Para esse trabalho, é necessário definir ainda alguns conceitos acerca da irradiância: irradiância direta normal (DNI), irradiância difusa horizontal (DHI) e irradiância global horizontal (GHI). Segundo normas da ABNT (2006):

- DNI: Irradiância solar incidente em uma superfície sempre perpendicular (ou normal) aos raios do Sol, sem ter sido espalhada pela atmosfera.
- DHI: Potência radiante do céu, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, excluída a irradiância direta.
- GHI: Potência radiante solar, recebida em uma unidade de área em uma superfície horizontal, sendo igual irradiância direta mais a irradiância difusa.

### 3.2 ÂNGULOS DA GEOMETRIA SOAR

Ângulos importantes da geometria entre o sol e a Terra, para o estudo deste trabalho (CRESESB, 2014):

Ângulo zenital ( $\theta_z$ ):

Ângulo formado entre os raios solares e a vertical no local (zênite).

Altura solar ( $\alpha$ ):

Ângulo entre os raios de sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal.

Azimute solar ( $\gamma_s$ ):

Ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O cálculo do ângulo é feito a partir do norte geográfico ( $0^\circ$ ), sendo por convenção positivo quando deslocado para o Leste, e negativo para o Oeste. Dessa forma:  $-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$ .

Azimute da superfície ( $\gamma$ ):

Ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul, obedecendo às mesmas regras que o azimute solar.

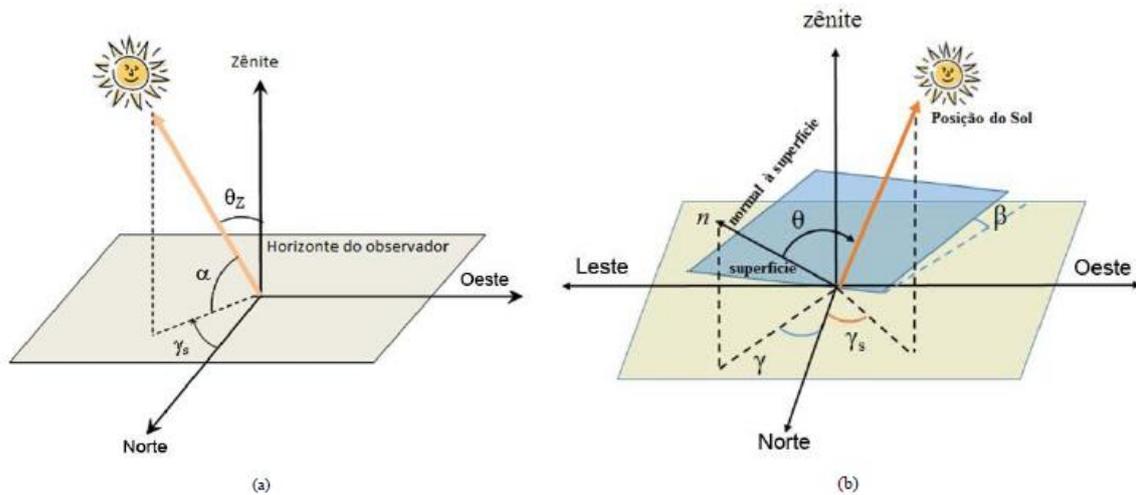
Inclinação da superfície de captação ( $\beta$ ):

é o ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal.  $0 \leq \beta \leq 90^\circ$

Ângulo de incidência ( $\theta$ ):

É o ângulo formado entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.

A Figura 3.1 ilustra os ângulos descritos anteriormente:



**Fonte:** CRESESB – *Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos* – 2014. Disponível em:  
<<http://www.cresesb.cepel.br>>.

Figura 3.1 – (a) Ângulos  $\theta_z$ ,  $\alpha$  e  $\gamma_s$ , representando a posição do Sol em relação ao plano horizontal; (b) Ângulos  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\gamma_s$  e  $\theta$ , representando a orientação de uma superfície inclinada

### 3.3 PRODUTIVIDADE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Em um projeto de sistema fotovoltaico, chama-se de produtividade final a relação entre a energia produzida de fato e a potência nominal do gerador fotovoltaico<sup>5</sup>, conforme a Equação 3.1 (MARION et al., 2005).

$$Y_f = \frac{E}{P_0} \quad (\text{Equação 3.1})$$

---

<sup>5</sup> Em inglês: *final Yield*

Onde:

- $E$  = Energia produzida (kWh) ao longo de um determinado período
- $P_0$  = Potência nominal do gerador fotovoltaico (kWp)

$Y_f$  é medida em kWh/kWp, ou seja, representa a produção de energia (kWh) por unidade de potência<sup>6</sup> (kWp), sendo uma forma conveniente de se comparar o desempenho entre sistemas de diferentes potências.

Analogamente, define-se a produtividade de referência  $Y_r$ , conforme a Equação 3.2:

$$Y_r = \frac{H}{G} \quad (\text{Equação 3.2})$$

Onde:

- $H$  = Irradiância solar incidente no plano do gerador fotovoltaico por unidade de área (kWh/m<sup>2</sup>), para um determinado período de tempo
- $G$  = Irradiância de referência, normalmente considerada igual à 1kW/m<sup>2</sup>

$Y_r$  pode ser medida também em kWh/kW, representando o quanto que o sistema consegue captar de irradiância solar em um determinado local, em função da sua orientação e inclinação do módulo, além das condições de tempo.

A relação entre  $Y_r$  e  $Y_f$  fornece índice de desempenho do sistema<sup>7</sup>, como visto na Equação 3.3.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (\text{Equação 3.3})$$

Normalizando com relação a irradiância, é possível quantificar o efeito global das perdas na produção nominal de energia. Dentre as perdas, se incluem as ineficiências do inversor, da fiação, da compatibilidade no arranjo fotovoltaico, além de outras perdas na conversão da potência em CC para CA. Outras se referem à temperatura dos módulos, à sujidade ou neve

---

<sup>6</sup> A unidade kWp (quilo-watt-pico) expressa a potência instalada em condições padrão, quando as células funcionam no ponto de máxima potência

<sup>7</sup> Em inglês: *Performance Ratio*

e reflexões da irradiância na superfície frontal do módulo. Valores de  $PR$  são tipicamente representados em uma base anual, variando por volta de 0,6 a 0,8.

Nota-se, então, que a produtividade final de um sistema,  $Y_f$ , é função do seu desempenho em relação às perdas  $PR$  e do seu desempenho em relação à captação da irradiância no plano dos módulos  $Y_r$ . Dessa forma, a comparação da produtividade dos sistemas deve levar em conta as perdas em eficiência e a orientação e inclinação dos módulos, que podem ser encontradas e definidas conforme os tópicos:

- 1) Localização e dados meteorológicos
- 2) Orientação dos módulos
- 3) Arranjo fotovoltaico
- 4) Perdas do sistema.

Os dois primeiros são capazes de fornecer a produtividade de referência,  $Y_r$ , que somado aos últimos é capaz de fornecer o  $PR$  e por consequência a produtividade final  $Y_f$ . Os três itens são abordados a seguir.

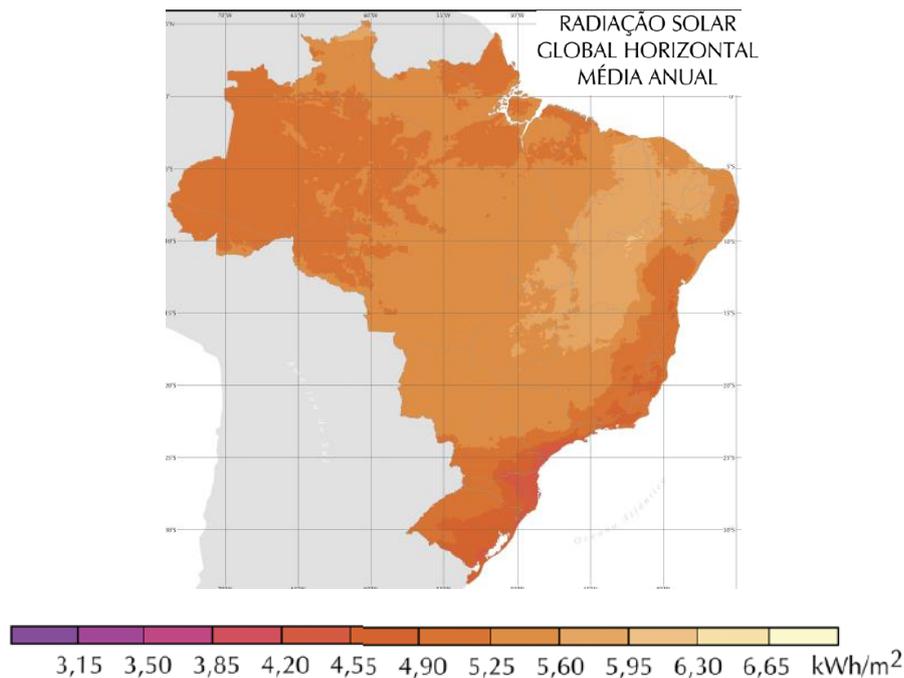
### **3.3.1 Localização e dados meteorológicos**

A localização da instalação fotovoltaica, juntamente com as condições meteorológicas do local, determina o quanto de radiação solar, temperatura e vento se encontram disponíveis para determinado projeto. A depender do local, um sistema pode produzir mais ou menos energia, por conta da irradiação disponível à ele.

Um exemplo da diferença da irradiação incidente em diferentes locais do Brasil é mostrada no mapa na Figura 3.2, proposto pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) em parceria com o SWERA<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> *Solar and Wind Energy Resource Assessment*



**Fonte:** INPE-SWERA – *Atlas brasileiro de energia solar*, 2006. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/>> Acesso em: 28 de nov. 2015.

Figura 3.2 – Irradiação média anual em diferentes regiões brasileiras

Segundo o mapa da Figura 3.2, a média diária da irradiação GHI se concentra na faixa de 4,55 a 6,65 kWh/m<sup>2</sup>, mostrando que a irradiação pode variar consideravelmente entre regiões.

Para se estimar as condições meteorológicas do local de instalação, deve-se recorrer a bancos de dados climáticos, que colhem essas informações a partir de estações de medição terrestre ou via satélite. Existem muitos bancos de dados disponíveis atualmente, incluindo dados de satélite da NASA, dados do projeto INPE-SWERA e do programa Meteonorm.

A escolha pela base de dados deve levar em conta a maior precisão para determinada localidade, utilizando-se de preferência dados coletados em estações climáticas próximas à instalação do sistema. Na ausência da última opção, utilizam-se as bases de dados disponíveis.

Nesse trabalho, optou-se por utilizar a base de dados meteorológicos da Meteonorm, que além de estar presente para livre acesso no programa PVsyst, disponibiliza dados para o mundo todo, facilitando o estudo comparativo entre várias cidades.

### 3.3.2 Orientação dos módulos

Após definido o local de instalação do sistema e a base de dados meteorológicos, o passo seguinte para o cálculo do  $Y_r$  é definir como que os módulos estarão orientados em relação à sua situação geográfica.

A orientação dos módulos é definida pelo tipo de estrutura de suporte e rastreamento solar, sendo que para cada tipo define-se o valor das variáveis de inclinação e azimute.

Para o escopo deste trabalho, são explorados 4 tipos de estrutura e rastreamento:

- Estrutura fixa;
- Estrutura fixa com dois ângulos de inclinação ajustáveis,
- Estrutura móvel com rastreadores de um eixo; e
- Estrutura móvel com rastreadores de dois eixos.

#### 3.3.2.1 Estrutura fixa

Para o tipo de estrutura fixa, geralmente inclinam-se os painéis com o valor da latitude local, porém com ângulos não menores do que  $10^\circ$ , para se evitar o acúmulo de poeira em cima dos módulos (Villalva & Gazoli, 2012). Em termos do azimute, se a instalação for no hemisfério sul recomenda-se orientar os módulos para o norte e vice-versa, pois a geração é maximizada em termos da média diária de energia. A Tabela 3.1 resume os dados inclinação e azimute recomendados.

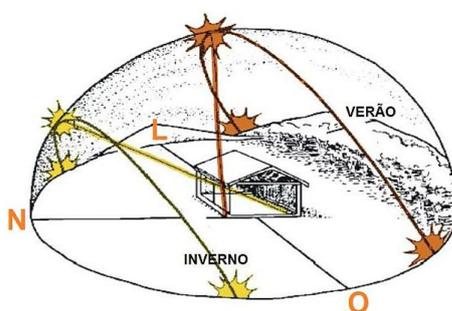
Tabela 3.1 – *Ângulos de inclinação e azimute recomendados para os módulos com relação à latitude geográfica do local*

| Latitude geográfica do local (Hemisfério Sul) | Ângulo de inclinação recomendado | Ângulo de azimute recomendado |
|---|----------------------------------|-------------------------------|
| $0^\circ$ a $10^\circ$                        | $\beta = 10^\circ$               | $\gamma = 0^\circ$ (Norte)    |
| $11^\circ$ a $90^\circ$                       | $\beta = \text{latitude}$        | $\gamma = 0^\circ$ (Norte)    |

### 3.3.2.2 Estrutura fixa com dois ângulos de inclinação ajustável

O limite de ângulos possíveis para se variar depende da estrutura, que normalmente permite variações de 2 a 4 vezes ao ano.

Nos meses de inverno, o sol se encontra mais declinado do que no verão. A inclinação dos módulos deve ser maior no inverno e menor no verão para que os raios incidam neles o mais perpendicular possível. A Figura 3.3 ilustra as diferenças de percurso e altura solar para as estações de verão e inverno, mostrando que os raios solares incidem no plano horizontal com ângulos diferentes.



**Fonte:** *O Portal Solar*. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>>. Acesso em: 04 out. 2015.

Figura 3.3 – *Ilustração das diferenças na altura solar em relação às estações de verão e inverno*

O programa PVsyst permite apenas duas variações anuais, e por isso optou-se no método por fazer as simulações com 2 ângulos possíveis: um para os meses de inverno (Abril a Setembro), e outro para os meses de verão (Outubro a Março).

### 3.3.2.3 Estrutura móvel com rastreador a um eixo

Na estrutura móvel com rastreador solar a um eixo, primeiro define-se as características do eixo. Neste trabalho, é abordado o rastreador com eixo Norte-Sul na horizontal, ou seja, a estrutura rastreia a posição relativa ao longo do dia, desde o nascer do sol no Leste ao pôr do sol no Oeste, variando somente o seu ângulo de azimute.

A amplitude de movimento dos rastreadores varia conforme diferentes modelos e especificações das estruturas de rastreamento. O ângulo de inclinação dos módulos em relação ao norte é fixo em  $0^\circ$ .

#### 3.3.2.4 Estrutura móvel com rastreador a dois eixos

No rastreamento a 2 eixos, tanto a inclinação quanto o azimute dos módulos variam, por isso deve-se estipular os valores limites de ângulo em cada caso, que dependem dos modelos de rastreadores adotados no estudo.

Os valores são retirados de catálogos dos fabricantes, e é esperado que se tenham faixas maiores de ângulo de rastreamento para sistemas de CPV, que necessitam da maior quantidade possível de irradiação direta normal para o seu correto funcionamento.

A justificativa de uso dos rastreadores está no ganho de captação e geração de energia dos módulos, com a contrapartida do sistema ser mais caro e demandar uma manutenção das partes eletromecânicas móveis. (Villalva & Gazoli, 2012). Dessa forma, antes de se investir em sistemas com estruturas móveis, faz-se necessário uma análise do ganho econômico obtido com a geração extra do sistema comparado aos custos adicionais ao longo da sua vida útil.

#### 3.3.3 Arranjo fotovoltaico

O arranjo fotovoltaico envolve a escolha dos modelos de módulo e inversor a serem usados, bem como a definição das suas quantidades e arranjo série-paralelo.

A potência planejada é um parâmetro inicial, que pode sofrer delimitações por dois fatores: a área total disponível para instalação do sistema e o limite financeiro para o investimento. Após definida a potência que se quer trabalhar, faz-se a escolha dos modelos de módulo fotovoltaico e inversor, que devem ser os mesmos modelos para todo o sistema.

Os módulos são arranjados em ligações série e paralelo, para casar com as especificações de entrada dos inversores. Módulos em série formam fileiras, ou *strings*, que determinam a tensão do arranjo aplicada aos terminais de entrada do inversor.

Os inversores devem ser dimensionados para suportar também a soma das tensões de circuito aberto dos *strings*. Após dimensionar a quantidade de módulos em série em cada *string*, adicionam-se *strings* em paralelo, até atingir a potência especificada do sistema. A quantidade total de módulos é dada então pela multiplicação do número de módulos por *strings* vezes o número de *strings*. Já o número de inversores é calculado pela potência total dos módulos dividido pela potência unitária de cada inversor. Resumindo:

- Quantidade de Módulos = n° de módulos por *string* x n° de *strings*
- Quantidade de Inversores = Potência Planejada/ Potência unitária de cada inversor.

### 3.3.4 Perdas do sistema

De um modo geral, as perdas de um sistema podem ser definidas como todos os efeitos que diminuem a energia de saída em relação à potência nominal dos módulos em condições STC<sup>9</sup>.

As perdas do sistema abordadas nesse trabalho são resumidas na Tabela 3.2. As perdas foram selecionadas com base nos dados de entrada necessários ao uso do programa PVsyst<sup>10</sup>.

Tabela 3.2 – *Parâmetros de simulação das perdas dos sistemas abordadas no trabalho*

| Parâmetros de Perdas |   |            |
|----------------------|---|------------|
| 1                    | Temperatura de operação das células solares | $P_{temp}$ |
| 2                    | Qualidade do módulo                         | $P_{qmod}$ |

---

<sup>9</sup> Standard Test Conditions – Condições padrão de teste: 1000W/m<sup>2</sup>, Massa de Ar: 1,5.

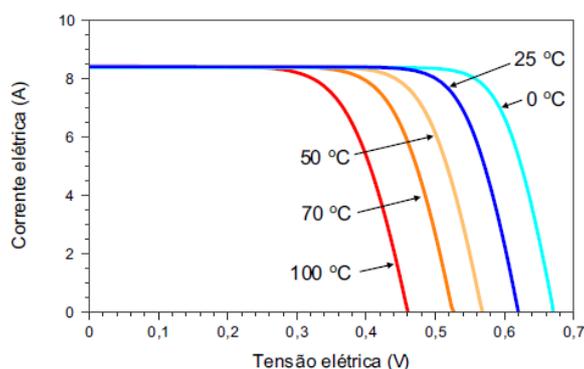
<sup>10</sup> Para o escopo deste trabalho, não são abordadas outras perdas como as devido a sombreamento, e indisponibilidade do sistema.

Tabela 3.2 – (Continuação) *Parâmetros de simulação das perdas dos sistemas abordadas no trabalho*

| Parâmetros de Perdas |   |            |
|----------------------|---|------------|
| 3                    | Degradação do módulo pela luz (LID)       | $P_{LID}$  |
| 4                    | Incompatibilidades do arranjo (Mismatch)  | $P_{mis}$  |
| 5                    | Perda ôhmica                              | $P_{ohm}$  |
| 6                    | Eficiência do inversor                    | $P_{inv}$  |
| 7                    | Nível de irradiância                      | $P_{irr}$  |
| 8                    | Acumulo de sujeira nos módulos            | $P_{suja}$ |
| 9                    | Ângulo de incidência da irradiância (IAM) | $P_{IAM}$  |
| 10                   | Perdas Auxiliares                         | $P_{aux}$  |
| 11                   | Fator de utilização do CPV                | $P_{CPV}$  |

### 3.3.4.1 Perda térmica ( $P_{temp}$ )

O módulo fotovoltaico de silício perde eficiência conforme a temperatura de operação das suas células, por conta da influência tanto da irradiância quanto da temperatura ambiente (CRESESB, 2015). Para uma irradiância fixa, a variação na temperatura ambiente varia a curva IxV do módulo conforme o perfil assinalado na Figura 3.4, mostrando que há uma queda de tensão com o aumento da temperatura das células, alterando o rendimento das mesmas.



**Fonte:** CRESESB – *Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos* – 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>.

Figura 3.4 – *Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva IxV*

O parâmetro de entrada no programa PVsyst para o comportamento térmico do arranjo fotovoltaico é caracterizado pela condutividade térmica  $U$ , que pode ser dividida em uma componente constante  $U_c$  e um fator proporcional à velocidade do vento  $U_v$ :

$$U = U_c + U_v * v \quad (\text{Equação 3.4})$$

Onde  $U$  está em [W/m<sup>2</sup>K] e  $v$  é igual à velocidade do vento em [m/s]. Estes fatores dependem do modo de montagem dos módulos: galpões, coberturas, fachadas, no solo, entre outros.

O programa PVsyst argumenta que é difícil levar em conta a variável  $U_v$ , porque normalmente os dados obtidos de velocidade de vento são pouco confiáveis e não representam a velocidade na altura exata da instalação do sistema.

A determinação desses valores é empírica, e o programa PVsyst sugere, após anos de medição e validação, os valores padrão para  $U_v = 0$  e  $U_c$  igual a:

- $U_c = 29$  W/m<sup>2</sup>K para arranjos fotovoltaicos instalados no solo com livre circulação de ar por trás dos módulos;
- $U_c = 15$  W/m<sup>2</sup>K para arranjos fotovoltaicos com nenhuma circulação de ar por trás dos módulos.

#### 3.3.4.2 Qualidade do módulo ( $P_{qmod}$ )

Nas especificações nominais de potência dos módulos, os fabricantes costumam inserir uma faixa de tolerância de potência que pode variar para mais ou menos. A perda por qualidade do módulo é um parâmetro que deve manifestar a própria confiança do projetista em relação ao desempenho nominal do módulo, dentro da faixa de tolerância do fabricante.

### 3.3.4.3 Degradação do módulo pela luz – LID ( $P_{LID}$ )

A degradação do módulo pela luz, ou *Light Induced Degradation* (LID), é uma perda de desempenho que surge nas primeiras horas de exposição ao sol, para os módulos cristalinos. O LID está relacionado com a qualidade da fabricação das células solares, e o seu fator de perda pode ser da ordem de 1% a 3% em relação às condições STC (Thevenard, 2010).

É difícil obter dados do efeito LID sobre uma dada amostra do módulo, dado que esse parâmetro normalmente não é referenciado pelos fabricantes. Ele depende da origem das células de silício, e pode variar de produto para produto, mas também pode depender de determinados lotes de produção.

Na ausência de informações dos fabricantes, o programa PVsyst sugere usar o valor de  $P_{LID}$  igual a 2%.

### 3.3.4.4 Incompatibilidades do arranjo – *Mismatch* ( $P_{mis}$ )

A perda por incompatibilidades tem a ver com arranjos de módulos em série. A questão dos módulos não trabalharem exatamente na mesma potência, como discutido no item 0, faz com que a geração de corrente de um arranjo em série seja ditado por aquele módulo que produz menos, gerando uma perda a cada *string* de módulos.

Para inversores com rastreamento da máxima potência (MPPT<sup>11</sup>), o programa PVsyst propõe uma queda de 2% no rendimento por conta do *Mismatch*.

### 3.3.4.5 Perda ôhmica ( $P_{ohm}$ )

A resistência do cabeamento em corrente contínua induz perdas entre a potência gerada dos módulos e a potência que chega ao inversor, de acordo com a equação R.I<sup>2</sup>.

---

<sup>11</sup> MPPT: *Maximum Power Point Tracker*

Essa perda pode ser caracterizada como um valor percentual de queda na produção com respeito ao STC.

O programa PVsyst sugere 1,5% de queda na eficiência.

#### 3.3.4.6 Eficiência do inversor ( $P_{inv}$ )

A eficiência do inversor para conexão à rede é medida em %, indicando o quão eficiente ele é na conversão CC/CA<sup>12</sup>. A eficiência leva em conta as perdas do circuito interno e do transformador do inversor, além da capacidade de rastreamento da máxima potência. Quanto mais alta a eficiência do inversor, melhor o aproveitamento da geração de energia pelos módulos.

A eficiência máxima de um inversor varia entre modelos, podendo chegar a 98% para inversores sem transformador e 94% para os que possuem transformador (CRESESB, 2014). Segundo Villalva & Gazolli (2012), um bom inversor deve possuir um rendimento acima de 90%.

No PVsyst, o parâmetro de eficiência do inversor é ditado pela escolha do modelo de inversor na base de dados do programa.

#### 3.3.4.7 Nível de irradiância ( $P_{irr}$ )

A eficiência nominal dos módulos é especificada para irradiâncias de 1000 W/m<sup>2</sup>, conforme o STC. A eficiência diminui ou aumenta com a irradiância de acordo com as especificações de cada tipo de célula. A Figura 3.5 mostra o perfil de variação da curva IxV em função da irradiância, para uma célula de silício mantida a 25°C. Nota-se que a corrente de saída das células é prejudicada para baixos valores de irradiância.

---

<sup>12</sup> Corrente contínua para corrente alternada

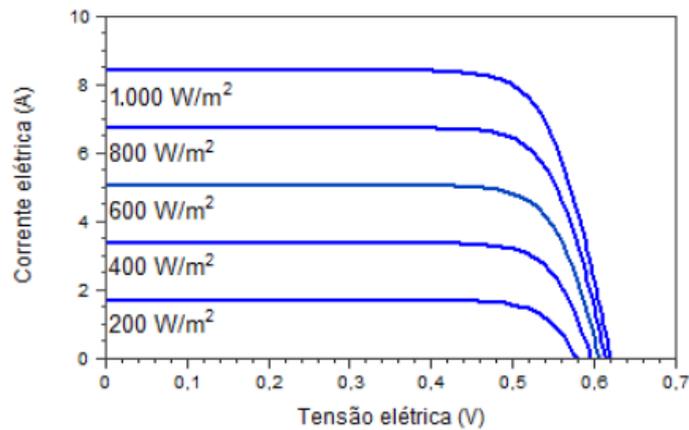


Figura 3.5 – Influência da irradiância sobre a curva IxV de uma célula fotovoltaica

Não existe um parâmetro de entrada específico para esse tipo de perda no PVsyst, a não ser a escolha do módulo fotovoltaico e a sua curva IxV característica, que vêm na base de dados do programa.

#### 3.3.4.8 Acumulo de sujeira nos módulos ( $P_{suja}$ )

O efeito da variável  $P_{suja}$  sobre o desempenho do sistema é uma incerteza que depende muito do ambiente, incluindo condições de chuva e poluição do ar.

Um valor típico para esse tipo de perda é de 5% para locais com chuvas regulares e 10% para locais de climas áridos (GSES, 2010).

#### 3.3.4.9 Ângulo de incidência da irradiância – IAM ( $P_{IAM}$ )

A perda pela modificação com o ângulo de incidência, ou *Incidence Angle Modifier* (IAM), tem a ver com o enfraquecimento da irradiação que chega às células fotovoltaicas, dado a reflexões nas camadas protetoras do módulo (geralmente de vidro).

No programa PVsyst, propõe-se calcular  $P_{IAM}$  por meio de uma parametrização proposta pela ASHRAE<sup>13</sup>. A parametrização de  $P_{IAM}$  em função do ângulo de incidência  $i$  depende da definição de uma constante,  $bo$ , como apresentado na Equação 3.5.

$$P_{IAM} = 1 - bo * \left( \frac{1}{\cos i} - 1 \right) \quad (\text{Equação 3.5})$$

Onde:

- $i$  = ângulo de incidência no plano dos módulos.

Maiores valores de  $bo$  implicam em maiores perdas e vice versa. O PVsyst sugere  $bo$  igual a 0,05 para módulos cristalinos, podendo chegar a 0,1 em módulos com uma camada simples de vidro.

#### 3.3.4.10 Perdas Auxiliares ( $P_{aux}$ )

As perdas auxiliares englobam perdas contínuas de energia do sistema, seja por ventilação, ar condicionado, monitoramento, iluminação, eletrônicos, ou qualquer outro equipamento que possa ser subtraído da energia final introduzida à rede.

Nessa parte, podem ser analisadas as perdas pelo uso de motores e outros equipamentos em sistemas de rastreamento, para uma melhor avaliação da energia líquida fornecida por tais sistemas. É esperado que as perdas auxiliares sejam diferentes para os sistemas fotovoltaicos abordados. As tecnologias que utilizam rastreadores solares, por exemplo, precisam de motores para o seu funcionamento, diferente dos sistemas com estrutura fixa.

No programa PVsyst, a entrada dos dados é dada como um valor de potência contínua em W ou W/kW. Para inserir os valores corretamente, deve-se obter os dados por meio de catálogos dos fabricantes.

---

<sup>13</sup> ASHRAE: *American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers*. Mais informações em <[www.ashrae.org](http://www.ashrae.org)>

### 3.3.4.11 Fator de utilização do CPV ( $P_{CPV}$ )

O Fator de utilização (FU) é usado no sistema de CPV para correções espectrais em relação ao modelo que simula a eficiência para os módulos de silício no PVsyst<sup>14</sup>. O fator de utilização atua sobre o valor de DNI que realmente chega às células de tripla junção, descrevendo a eficiência do módulo como não constante a depender de três fatores: espectro solar (aproximado pela massa de ar), temperatura ambiente e do próprio DNI.

$$FU = FU_{AM} + FU_T + FU_{DNI} \quad (\text{Equação 3.6})$$

### 3.3.5 CPV e eficiência das células

Na conversão fotovoltaica – energia incidente em eletricidade – multiplica-se a energia incidente por metro quadrado (kWh/m<sup>2</sup>) pela área total dos módulos de cada sistema (m<sup>2</sup>) e pela eficiência de conversão das células (%) em condições STC (1000W/m<sup>2</sup>, 25°C e 1,5 AM).

$$\frac{kWh}{m^2} * m^2 * \eta_{STC}(\%) \quad (\text{Equação 3.7})$$

Como as células de CPV são mais eficientes, na conversão fotovoltaica essa tecnologia é vantajosa quando comparada a uma mesma área da célula fotovoltaica convencional de silício. No entanto, o estudo deste trabalho não compara a energia produzida por metro quadrado, e sim a energia produzida por potência instalada. Isso significa que a vantagem do CPV, nesse caso, está ligada à uma redução na área total necessária do sistema para se gerar a mesma potência que o sistema convencional. Fator que também explica uma possível redução no custo do equipamento por conta do menor emprego de material semicondutor.

---

<sup>14</sup> O modelo utilizado no PVsyst para módulos de silício é o modelo com um diodo (*One diode model*),

### 3.4 CUSTO DA ENERGIA E INVESTIMENTO A LONGO PRAZO

Uma forma de avaliar a viabilidade econômica de diferentes empreendimentos energéticos é pelo custo nivelado da energia, ou *Levelised Cost of Electricity* (LCOE). O LCOE é dado pela relação dos custos envolvidos e a energia gerada (R\$/kWh), e indica o quanto que se deve obter de receita por kWh para que seja suficiente cobrir as despesas operacionais, os investimentos, os juros e remunerar os investidores.

De uma forma geral, como proposto por BRANKER et al (2011), o LCOE pode ser definido como na Equação 3.8.

$$LCOE = \frac{\text{Custos ao longo da vida útil}}{\text{Energia Gerada ao longo da vida útil}} = \sum_{t=0}^{t_{v.u.}} \frac{C_t/(1+r)^t}{E_t/(1+r)^t} \quad (\text{Equação 3.8})$$

Onde:

- $C_t$  é igual aos custos no ano t;
- $E_t$  é igual à energia produzida no ano t;
- $r$  é igual à taxa de desconto;
- $t_{v.u.}$  é igual ao tempo de vida útil do sistema.

$C_t$  é composta de duas parcelas: o investimento inicial, ou *Capital Expenditure* (CAPEX), e os custos com operação e manutenção, ou *Operational Expenditure* (OPEX) (EPIA, 2011).

BRANKER et al (2011) propõem considerar no cálculo do LCOE a degradação de geração dos módulos ao longo do tempo, geralmente considerada entre valores de 0,5% a 1% ao ano. O modelo proposto por BRANKER et al (2011), incluindo a terminologia da EPIA (2011) é adaptado e apresentado na Equação 3.9.

$$LCOE = \sum_{t=0}^{25} \frac{\frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\frac{Y_f(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (\text{Equação 3.9})$$

Onde:

- $CAPEX_t$  é igual ao custo de investimento no ano t, em R\$/Wp;
- $OPEX_t$  é igual ao custo com operação e manutenção no ano t, em R\$/Wp;

- $Y_f$  é igual à produtividade anual do sistema<sup>15</sup>, em kWh/kWp;
- $d$  é igual à taxa anual de degradação de eficiência dos módulos;
- $r$  é igual à taxa de desconto, em %;
- $t_{v.u.}$  é igual ao tempo de vida útil do sistema, em anos.

O modelo da Equação 3.9 é usado nesse trabalho para o cálculo do LCOE, onde se discute o valor a ser usado em cada variável. Os valores estão todos normalizados em função da potência em Wp (Watt-pico), para que possam ser comparados sistemas com diferentes valores de potência nominal instalada.

O trabalho propõe-se também a apresentar fluxos de caixa para os diferentes projetos de cada sistema, representando os custos ao longo do tempo, as receitas e também os rendimentos líquidos, incluindo pagamentos financiados do CAPEX, como mostra a Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – *Modelo de fluxo de caixa adotado no trabalho*

| Anos                  | 0                    | 1                    | 2                    | ... | 20                   | ... | 24        | 25        |
|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----|----------------------|-----|-----------|-----------|
| <b>Fluxo de Caixa</b> | - CAPEX <sub>i</sub> | - CAPEX <sub>f</sub> | - CAPEX <sub>f</sub> |     | - CAPEX <sub>f</sub> |     |           |           |
|                       |                      | - OPEX               | - OPEX               | ... | - OPEX               | ... | - OPEX    | - OPEX    |
|                       |                      | Receita              | Receita              |     | Receita              |     | Receita   | Receita   |
| <b>Balancos</b>       | Anual                | Anual                | Anual                | ... | Anual                | ... | Anual     | Anual     |
|                       | Acumulado            | Acumulado            | Acumulado            |     | Acumulado            |     | Acumulado | Acumulado |

**Fonte:** Elaboração própria do autor

Onde:

- $CAPEX_i$  é a parcela do CAPEX paga no início do investimento, em R\$/Wp;
- $CAPEX_f$  são pagamentos anuais uniformes da parcela financiada do CAPEX, em R\$/Wp;
- $t_a$  é o tempo de amortização do empréstimo financeiro do CAPEX;
- $t_{v.u.}$  é o tempo de vida útil do sistema;
- $OPEX$  são os custos anuais fixos com operação e manutenção, em R\$/Wp;

<sup>15</sup> Desconsiderando a degradação dos módulos

- *Receita* é o quanto que se ganha com a venda da energia produzida em cada ano, em R\$/Wp;
- *Balanço anual* é a soma das parcelas anuais de CAPEX, OPEX e Receita, em R\$/Wp;
- *Balanço acumulado* é a soma dos balanços anuais até o ano em consideração, em R\$/Wp;

O trabalho busca também comparar outros indicadores econômico-financeiros a partir dos fluxos de caixa, como o tempo de retorno do investimento (Payback) e a taxa interna de retorno (TIR).

As seções seguintes discutem os parâmetros a serem estimados para a aplicação do método de análise econômica.

### **3.4.1 Tempo de vida útil e degradação de eficiência dos módulos**

Fabricantes de módulos de silício costumam dar 25 anos de garantia para eficiências acima de 80% do valor nominal, e esse dado normalmente está associado ao tempo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos. Assumindo uma degradação constante, isso significa dizer que os módulos perdem anualmente cerca de 0,88% da sua eficiência.

Em estudo da ABINEE (2012), utilizou-se uma degradação anual da eficiência dos módulos de 0,75% e um tempo de vida útil de 25 anos para sistemas fotovoltaicos convencionais, aplicados à UFVs.

Como proposto pelo estudo da ABINEE (2012), esse trabalho utiliza-se dos valores de tempo de vida útil ( $t_{v.u.}$ ) e degradação dos módulos ( $d$ ):

- $t_{v.u.}$  igual a 25 anos; e
- $d$  igual a 0,75%.

### 3.4.2 Financiamento, carga tributária e taxa de câmbio

#### 3.4.2.1 Financiamento ( $t_a, Emp, j$ )

Atualmente, o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES), é a maior referência de financiamentos a longo prazo voltados ao setor energético.

Para o setor de geração de energia elétrica renovável, o BNDES possui uma linha de financiamento específica que contempla a geração solar fotovoltaica, dentre outras como biomassa, hidroelétrica e eólica (BNDES, 2015)<sup>16</sup>.

O financiamento tem valor mínimo de 20 milhões, com uma participação ( $Emp$ ) em até 70% do valor e com prazo de amortização ( $t_a$ ) de 20 anos, para a fonte de energia solar.

A taxa de juros aplicada nesse caso é composta pelo custo financeiro, somado à remuneração básica do BNDES e à taxa de risco de crédito, na forma expressa na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Parcelas da taxa de juros do BNDES

| Porte da empresa            | Micro, pequenas e médias empresas   | Média-grandes e grandes empresas |
|-----------------------------|---|----------------------------------|
| Custo Financeiro            | No mínimo a TJLP  |                                  |
| Remuneração Básica do BNDES | A partir de 1,5% ao ano   | A partir de 1,2% ao ano          |
| Taxa de risco de crédito    | 1,0% ao ano para Estados, Municípios e Distrito Federal OU até 4,18% ao ano, conforme o risco de crédito do cliente |                                  |

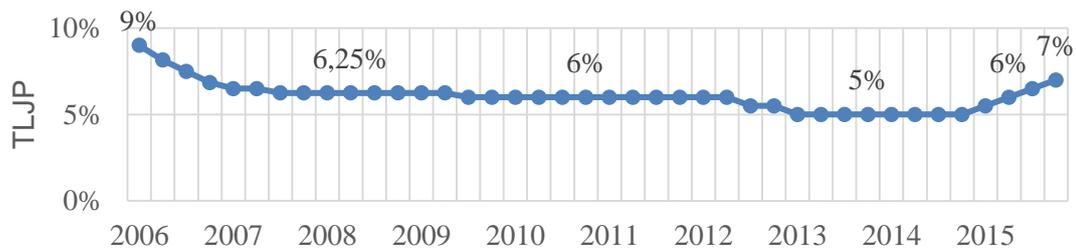
Fonte: BNDES – Acesso em: <<http://www.bndes.gov.br/>>. 01 de Nov de 2015

A TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), é calculada principalmente com base na inflação, e a sua evolução de 2006 até 2015 seguiu os valores médios de taxa como mostra o Gráfico 3.1. Em 2015, o começo do ano registrou uma taxa de 5,5%, finalizando o último trimestre de outubro a dezembro com uma taxa de 7%.

---

<sup>16</sup> Link:

<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/FINEM/energia\\_geracao\\_vapor\\_renovavel.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energia_geracao_vapor_renovavel.html)> Acesso em: 07 de Nov de 2015.



**Fonte:** BNDES – Acesso em: <http://www.bndes.gov.br/> - 01 de Nov de 2015

Gráfico 3.1 – *Evolução trimestral da Taxa de Juros de Longo Prazo TJLP de 2006 a 2015*

Dessa forma, o mínimo que se pode adotar de taxa de juros ( $j$ ) hoje para a linha de financiamento do BNDES em energia solar é de 9,2%, considerando uma empresa de médio-grande porte e adotando-se o valor atual da TJLP de 7%.

No caso dos leilões públicos de energia solar praticados em 2014, O BNDES financiou empreendimentos de usinas solares com taxas de 6,4% a 8,9%, para até 65% do valor do sistema a ser pago em até 16 anos<sup>17</sup>.

A taxa de juros ( $j$ ), o percentual de empréstimo do CAPEX ( $Emp$ ) e o período de amortização ( $t_a$ ) utilizados no trabalho são:

- $t_a$  igual a 20 anos;
- $Emp$  igual a 70% do CAPEX;
- $j$  igual a 9,2%.

### 3.4.2.2 Carga tributária ( $CT$ )

A carga tributária brasileira sobre o custo de equipamentos e serviços compreende diversos impostos, incluindo o Imposto de importação (II), ICMS, IPI, PIS, COFINS, ISS, além de

17

<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Areas\\_de\\_Atualizacao/Infraestrutura/Energia/Leilao\\_Energia/energia\\_solar\\_2014.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atualizacao/Infraestrutura/Energia/Leilao_Energia/energia_solar_2014.html)>

fretes e outras taxas (ABINEE, 2012). Em estudo da EPE (2012) sugere-se representar toda a carga tributária como uma elevação total do CAPEX em cerca de 25%, quando o CAPEX é calculado com base em uma referência de preço internacional, como o euro ou dólar.

Como sugerido pela EPE (2012), o trabalho utiliza o seguinte valor de carga tributária ( $CT$ ):

- $CT$  igual a 25%,.

### 3.4.2.3 Taxa de câmbio ( $T_{câmbio}$ )

O trabalho utiliza a seguinte taxa de câmbio<sup>18</sup> de real para euro:

- $T_{câmbio}$  igual a 4,1259 R\$/€

### 3.4.3 CAPEX

O CAPEX pode ser decomposto em três itens principais (EPE, 2012):

- Módulos;
- Inversores; e
- Balanço do Sistema, ou *Balance of System* (BoS).

Cada custo é discutido com base em preços praticados no mercado internacional. O CAPEX de sistemas de CPV é discutido separadamente.

#### 3.4.3.1 Custo dos módulos – referência internacional ( $CI_{mód}$ )

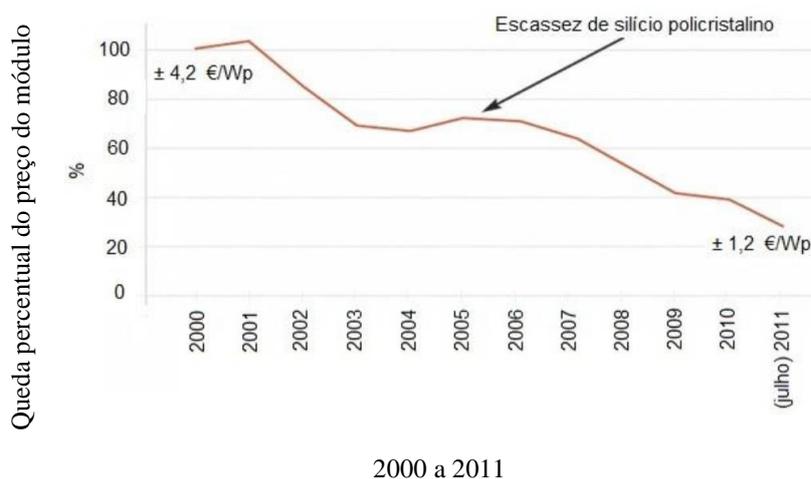
Os módulos de silício são os componentes que mais têm reduzido o preço em sistemas

---

<sup>18</sup> Com base no site Valor Econômico. Disponível em: <[www.valor.com.br/](http://www.valor.com.br/)>. Acesso do dia 04 de nov 2015.

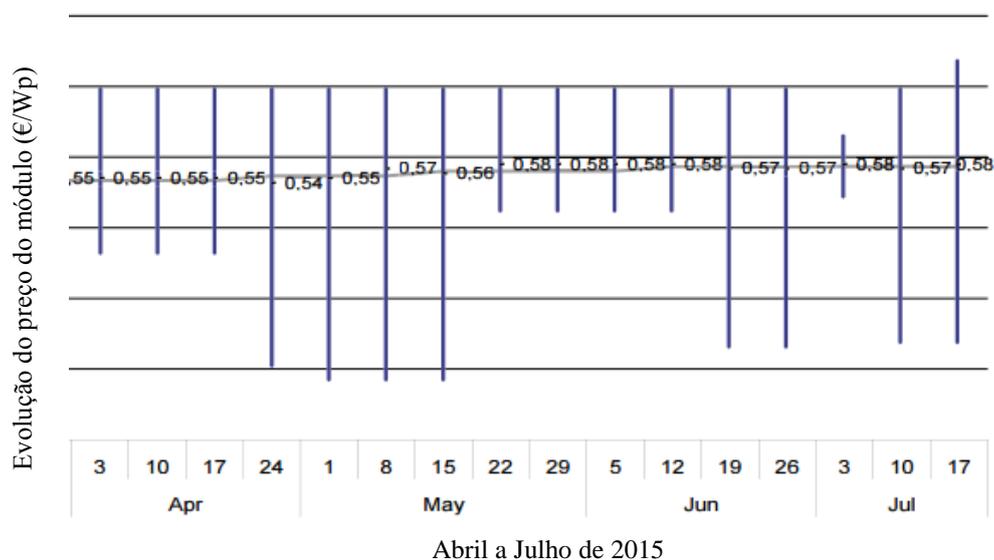
fotovoltaicos ao longo dos anos, motivado pelo aumento de produção na Europa, nos Estados Unidos e mais recentemente na China.

No mercado europeu, observou-se uma redução de aproximadamente 70% do preço por watt do módulo entre os anos 2000 e 2011 (Figura 3.6), com um valor de 1,2 €/Wp atingido em 2011 (EPIA, 2011).



**Fonte:** EPIA apud CRESESB – *Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos* – 2014. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>> p 468. Acesso em: 04 out. 2015.

Figura 3.6 – *Evolução da média de preço de módulos fotovoltaicos no mercado europeu de 2000 a 2011*



**Fonte:** PHOTON International - *Module price index & inverter price index* – July 17, 2015. Disponível em: <[www.photon.info](http://www.photon.info)>. Acesso em: 04 out. 2015. (modificado).

Figura 3.7 – *Evolução do preços de atacado dos módulos no mercado alemão em 2015*

Valores mais atuais publicados pelo PHOTON Internacional (julho de 2015) indicam preços médios por volta de 0,58 €/Wp no mercado alemão, como indicado na Figura 3.7. O PHOTON indica que houve uma queda de 3,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, 2014, o que confirma a tendência de queda observada nos anos anteriores.

Para os sistemas com módulos de silício, o trabalho considera:

- $CI_{mód}$  igual a 0,58 €/Wp.

### 3.4.3.2 Custo dos inversores – referência internacional ( $CI_{inv}$ )

O preço do inversor varia bastante em função da sua aplicabilidade e faixa de potência. A média dos preços dos inversores no mercado alemão para o ano de 2015 se apresentam conforme a Tabela 3.5 (Fraunhofer, 2015).

Tabela 3.5 – Preço dos inversores praticados no mercado alemão em 2015

| Tipo de inversor | Faixa de potência     | Preço médio (€/W) |
|------------------|-----------------------|-------------------|
| String           | Até 100 kWp           | 0,11              |
| Central          | Mais de 100kWp        | 0,08              |
| Micro-inversor   | Potência de um módulo | 0,35              |

**Fonte:** Fraunhofer Institute for Solar Energy ISE – Photovoltaics Report – 2015. Disponível em: <[www.ise.fraunhofer.de/en](http://www.ise.fraunhofer.de/en)> (modificado). Ambos com acesso em: 18 out. 2015.

De acordo com o instituto Fraunhofer (2015), a média de preço dos inversores não tem abaixado significativamente, ao contrário dos módulos. Esse fato deve-se ao aprimoramento da eletrônica presente nos inversores, que apesar de aumentarem bastante a sua eficiência, tendem também a aumentar o seu custo.

Para o trabalho, considera-se os custos de referência internacional de inversores centrais e de *string*, segundo os valores:

- $CI_{inv}$  igual a 0,08 €/Wp para inversores centrais; e
- $CI_{inv}$  igual a 0,11 €/Wp para inversores de *string*.

### 3.4.3.3 Custo nacionalizado de módulos ( $CN_{mód}$ ) e inversores ( $CN_{inv}$ )

A partir dos custos com módulo e inversores estimados em valores de referência internacional, nesse caso em €/Wp, é feita a conversão dos valores para a moeda nacional em R\$/Wp. Para isso, converte-se o valor de referência internacional com base no câmbio atual e agrega-se a carga tributária, de acordo com as Equações 3.10 e 3.11:

$$CN_{mód} = CI_{mód} * T_{câmbio} * (1 + CT) \quad (\text{Equação 3.10})$$

$$CN_{inv} = CI_{inv} * T_{câmbio} * (1 + CT) \quad (\text{Equação 3.11})$$

Onde:

- $CN_{mód}$  e  $CI_{mód}$  são iguais aos custos nacionais e internacionais do módulo, respectivamente, em R\$/Wp e €/Wp;
- $CN_{inv}$  e  $CI_{inv}$  são iguais aos custos nacionais e internacionais do inversor, respectivamente, em R\$/Wp e €/Wp;
- $T_{câmbio}$  é a taxa de câmbio, em R\$/€;
- $CT$  é a carga tributária, em %;

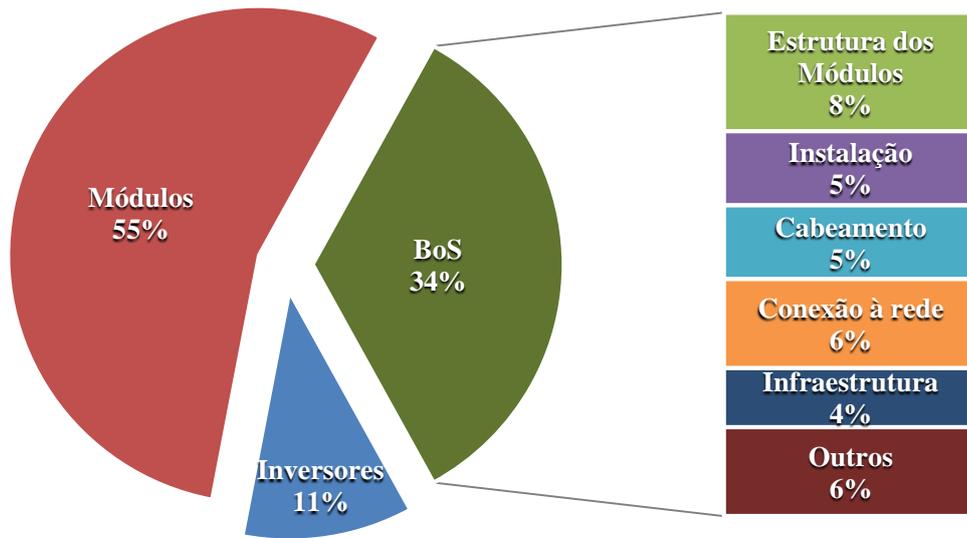
### 3.4.3.4 Balanço do Sistema – BoS ( $BoS_{EF}$ e $BoS_{EM_n}$ )

O Balanço do sistema inclui estruturas de sustentação dos módulos, equipamentos elétricos auxiliares, cabos, conexões e a engenharia necessária para a adequação dos componentes do sistema, assim como custos gerais de instalação e montagem (EPE, 2012). O custo com BoS é difícil de se estimar em termos de preço por Watt-pico, sendo normalmente referenciado em valores percentuais com relação ao CAPEX.

Um estudo do instituto Fraunhofer<sup>19</sup> (2015) aponta que o CAPEX se divide em 34% para o BoS, 55% para o módulo e 11% para o inversor, conforme apresentado no Gráfico 3.2.

---

<sup>19</sup> Para sistemas de 1MW instalados em solo alemão, com custos médios de CAPEX em torno de 1,00 €/Wp.



**Fonte:** Fraunhofer - *Current and Future Cost of Photovoltaics - Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems* – Fev 2015 (adaptado).

Gráfico 3.2 – Composição do CAPEX para sistemas FV convencionais na Alemanha

Com referência no estudo do instituto Fraunhofer (2015), o trabalho adota um BoS igual 34% do CAPEX para os sistemas de estrutura fixa, que é calculado em R\$/Wp a partir dos custos de módulo ( $CN_{mód}$ ) e inversor ( $CN_{inv}$ ) estimados, de acordo com a Equação 3.12.

$$BoS_{EF} = \frac{34\% * (CN_{mód} + CN_{inv})}{(1 - 34\%)} \quad (\text{Equação 3.12})$$

Onde:

- $BoS_{EF}$  é igual ao custo do BoS calculado para a estrutura fixa, em R\$/Wp;

Da parcela relativa ao BoS, aproximadamente 24% é devido aos custos com estrutura dos módulos (incluindo rastreadores solares) e os outros 76% são devido à custos com instalação, cabeamento, conexão à rede, infraestrutura e outros (Fraunhofer, 2015)

Para sistemas de estrutura móvel, propõe-se que o valor de BoS aumente apenas em relação à parcela de 24% relativa aos custos com estrutura dos módulos. Para cada sistema de estrutura móvel  $n$ , os aumentos são feitos segundo a Equação 3.13:

$$BoS_{EM_n} = 24\% * (1 + A_{EM_n}) * BoS_{EF} + 76\% * BoS_{EF} \quad (\text{Equação 3.13})$$

Onde:

- Índice do sistema de estrutura móvel<sup>20</sup>:  $n = 3, 4, 5, 6$
- $BoS_{EM_n}$  é igual ao custo com BoS relativo à estrutura móvel do sistema  $n$ , em R\$/Wp;
- $A_{EM_n}$  é igual ao aumento do custo de estrutura móvel do sistema  $n$  em relação à estrutura fixa, em %;

O trabalho propõe que os aumentos  $A_{EM_n}$ , dos sistemas de estrutura móvel em relação aos de estrutura fixa, aconteçam da seguinte forma:

- Estrutura fixa e inclinação variável: 10% mais caro
  - $A_{EM_n} = 10\%$
- Rastreador de 1 eixo: 43% mais caro
  - $A_{EM_n} = 43\%$
- Rastreador de 2 eixos: 340% mais caro
  - $A_{EM_n} = 340\%$

Os aumentos foram estimados com base em produtos de estrutura de suporte e rastreamento da empresa Mecasolar ®<sup>21</sup>, a partir de informações de orçamento de equipamentos do projeto Jaíba Solar, repassadas pela empresa CEI Solar.

#### 3.4.3.5 Concentradores fotovoltaicos – CPV

Em termos da tecnologia de CPV, os preços de mercado e dados de custo para os sistemas são ainda difíceis de se conseguir. Esse mercado é jovem, e possui um número relativamente baixo de instalações e empresas ativas no setor, o que torna os dados de custo ainda muito incertos (Fraunhofer, 2015).

---

<sup>20</sup> A numeração tem a ver com os sistemas abordados no trabalho, explicados na seção 3.5.1.

<sup>21</sup> Catálogo de produtos disponível em <[www.mecasolar.com](http://www.mecasolar.com)>. Acesso em: 04 nov. 2015.

Segundo relatório do instituto Fraunhofer (2015), sistemas de CPV<sup>22</sup> custam entre 1,4 €/Wp e 2,2 €/Wp. A grande variedade de preços resulta dos diferentes conceitos tecnológicos, bem como os mercados emergentes e variáveis regionais.

Para o presente trabalho, é adotado o custo por Wp dos módulos de CPV 20% mais caros que os módulos convencionais:

- $CN_{módCPV} = CN_{mód} * 1,20$

Adotou-se estimar empiricamente um valor de aumento do custo do módulo de CPV ( $CN_{módCPV}$ ) em relação a módulo de silício ( $CN_{mód}$ ). Para avaliar se essa estimativa está dentro de um valor razoável, são observados os resultados dos valores de CAPEX e analisado se os mesmos se encontram dentro de aumentos razoáveis, com base no que foi relatado pelos estudos do instituto Fraunhofer (2015). É de se esperar que o resultado de aumento no CAPEX de sistemas de CPV em relação à tecnologia FV de silício com estrutura fixa ocorra entre 40% e 120%. O trabalho propõe ainda, em uma análise de sensibilidade, que essa estimativa de aumento em 20% do custo do módulo de CPV seja variada, a fim de se chegar a conclusões sobre a competitividade econômica dos sistemas de CPV e sobre o próprio valor estimado.

#### **3.4.4 OPEX**

O OPEX representa o custo anual com operação e manutenção de uma sistema e deve abranger serviços de engenharia, planejamento, limpeza, reposição de equipamentos, entre outros.

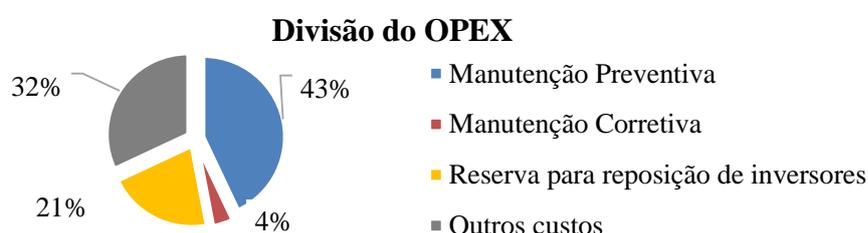
Dada a complexidade de se obter cada custo referente ao OPEX, estudos preliminares costumam calcular esse parâmetro com base em um percentual do CAPEX, a exemplo da ABINEE (2012) e da EPE (2012) que em utilizaram valores de 1% do CAPEX em seus estudos sobre viabilidade econômica de UFVs no Brasil.

---

<sup>22</sup> Para usinas de 10MW na Alemanha

A fim de melhor estimar o OPEX, foi realizada uma entrevista por telefone com o diretor comercial da empresa Sun Edison ®, e obteve-se a informação de que o OPEX representa atualmente em média 2% do CAPEX, para UFVs de estrutura fixa convencional no Brasil.

Para calcular a variação do OPEX dentre sistemas fotovoltaicos com diferentes inversores, tecnologias e tipos de estrutura e inclinação dos módulos, é necessário saber como que os custos do OPEX estão divididos e quais seriam os aumentos percentuais em relação ao sistema convencional. Em um estudo do instituto norte-americano EPRI (2010), sugeriu-se, com base em algumas instalações de UFVs nos EUA, que o OPEX estaria dividido como mostra o Gráfico 3.3.



**Fonte:** EPRI – Electric Power Research Institute – *Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges* – 2010. Disponível em: <www.epri.com>. Acesso em: 02 nov. 2015. (adaptado).

Gráfico 3.3 – *Divisão percentual dos custos que compõem o OPEX*

A manutenção preventiva está relacionada à limpeza e aquisição de dados, a manutenção corretiva à reparos nos equipamentos, e a reserva para a reposição dos inversores, como o próprio nome sugere, está relacionada ao quanto que se destinaria anualmente para a troca de inversores, dado que os inversores têm vida útil entre 10 e 15 anos. Entre os outros custos, destacam-se as despesas com seguros, taxas, aluguéis, entre outros (EPRI, 2010).

O trabalho sugere que os valores de OPEX entre os sistemas variem apenas as parcelas relativas aos custos com manutenção corretiva, e aos custos com a troca dos inversores da forma da Equação 3.14.

$$OPEX_n = OPEX_1 * [75\% + 21\% * \frac{CN_{invn}}{CN_{inv1}} + 4\% * (1 + A_{MCn})] \quad \text{(Equação 3.14)}$$

Onde:

- $n$  Índice do sistema não convencional:  $n = 2,3,4,5,6$
- $OPEX_n$  Valor do OPEX para o sistema  $n$ , em R\$/Wp
- $OPEX_1$  Valor do OPEX para o sistema convencional 1, em R\$/Wp
- $CN_{inv_n}$  Custo do inversor adotado para o sistema  $n$ , em R\$/Wp
- $CN_{inv_1}$  Custo do inversor para o sistema convencional 1, em R\$/Wp
- $A_{MC_n}$  Aumento do custo com mão de obra para manutenção corretiva, para o sistema  $n$ , em %;

O trabalho propõe que os aumentos  $A_{MC_n}$  aconteçam da seguinte forma para os sistemas:

- Estrutura fixa e inclinação variável: 2 vezes a mão de obra necessária
  - $A_{MC_n} = 100\%$  de aumento
- Rastreador de 1 eixo: 3 vezes a mão de obra necessária
  - $A_{MC_n} = 200\%$  de aumento
- Rastreador de 2 eixos: 4 vezes a mão de obra necessária
  - $A_{MC_n} = 300\%$  de aumento

A manutenção preventiva e os outros custos são considerados constantes. Supõe-se que a mão de obra necessária para manutenção corretiva aumente gradativamente conforme se aumenta a complexidade dos sistemas de estrutura móvel. Dessa forma, o rastreador de dois eixos exigiria mais custos de mão de obra do que o rastreador de um eixo, que exigiria mais do que sistemas com estrutura fixa de inclinação variável. Os aumentos  $A_{MC_n}$  foram escolhidos de forma empírica, e depois verificados os impactos nos aumentos de OPEX. De acordo com entrevista feita ao Diretor Comercial da Sun Edison ®, César Toshinori, o custo de OPEX para sistemas de estrutura móvel costumam aumentar entre 15% e 20% em relação à sistemas de estrutura fixa. Foram usados então esses valores como base para comparar o resultado final de OPEX e avaliar sobre os valores empíricos utilizados de  $A_{MC_n}$ .

### **3.4.5 Venda de energia (receita)**

A tarifa de venda de energia utilizada neste trabalho é estimada com base nos resultados do 7º leilão de energia de reserva, destinado exclusivamente a usinas de geração de energia solar fotovoltaica. O leilão ocorreu em agosto de 2015, e as tarifas contratadas foram da ordem de R\$0,30 por kWh, para usinas de 30MW na faixa de 150 milhões de reais<sup>23</sup>.

Considera-se para o estudo que a tarifa de venda sofra reajustes anuais de 7,2%, com base no valor médio do índice IGPM dos últimos 5 anos, já que o mesmo funciona como indexador das tarifas de energia elétrica<sup>24</sup>.

### **3.4.6 Payback, TIR e Custo de Oportunidade,**

O Payback indica o tempo de recuperação de determinado investimento, e pode ser encontrado com base no balanço acumulado, quando a receita acumulada torna-se maior do que os custos.

Já a TIR simboliza a taxa na qual se igualam as entradas de caixa aos valores investidos no projeto, podendo ser calculada com base no balanço anual, descontando todos os valores para o valor presente. A TIR serve como uma ferramenta complementar de análise, para comparar o quão rentável pode ser um determinado investimento à longo prazo.

O custo de oportunidade é introduzido para realizar um comparativo do quanto que o valor do investimento inicial pode render em uma outra aplicação, como no caso de um Certificado de Depósito Bancário, ou CDB. Atualmente, observando uma aplicação de CDB no Banco do Brasil, é possível se atingir até 9,64% de rendimento anual, descontados os impostos e

---

<sup>23</sup> Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <[www.ccee.org.br/](http://www.ccee.org.br/)> Acesso em: 17 nov. de 2015.

<sup>24</sup> Fonte: Calculadora Inflação UOL. Disponível em: <<http://fundos.economia.uol.com.br/uol/calculadora-indices-inflacao/Default.aspx>> Acesso em: 17 nov. de 2015.

para uma baixa liquidez do investimento<sup>25</sup>. A partir de um valor mais típico, adota-se uma taxa de 8,5% nesse trabalho.

### 3.5 MÉTODOS

#### 3.5.1 Sistemas fotovoltaicos abordados no trabalho

Para o escopo deste trabalho, foram elencados os parâmetros principais que diferenciam os arranjos do projeto Jaíba e definidos os diferentes sistemas a serem simulados e comparados à solução convencional. Dessa forma, foram definidos 6 sistemas, como mostra a Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Características dos 6 sistemas estudados

| Sistemas | Tecnologia | Estrutura     | Inclinação          | Tipo de Inversor | Potência do Arranjo (kWp) |
|----------|------------|---------------|---------------------|------------------|---------------------------|
| 1        | FV         | Fixa          | Fixa                | Central          | 2280                      |
| 2        | FV         | Fixa          | Fixa                | <i>String</i>    | 104                       |
| 3        | FV         | Fixa          | Ajustável 2x ao ano | <i>String</i>    | 104                       |
| 4        | FV         | Móvel 1 eixo  | Rastreador solar    | <i>String</i>    | 104                       |
| 5        | FV         | Móvel 2 eixos | Rastreador solar    | <i>String</i>    | 104                       |
| 6        | CPV        | Móvel 2 eixos | Rastreador solar    | <i>String</i>    | 294                       |
| Total    |            |               |                     |                  | 2990                      |

Os métodos de análise técnico-econômica são realizados tomando como base os 6 sistemas definidos acima. A aplicação dos métodos consiste em três partes: estudo técnico, análise econômica e análise de sensibilidade. As duas primeiras são destinadas ao estudo dos sistemas no município de Jaíba, comparando os sistemas 1 ao 5 quanto ao ganho em produtividade e custo em relação ao sistema 1, tomado como caso base. Na terceira parte, estuda-se os mesmos parâmetros de produtividade e custos quando aplicados a diferentes regiões brasileiras e sob variação dos parâmetros de modelagem técnico-econômica.

---

<sup>25</sup> Fonte: Tabela de Rentabilidade de CDB, Banco do Brasil. Disponível em: <[www.bb.com.br/](http://www.bb.com.br/)> Acesso em: 17 nov. de 2015.

### 3.5.2 Método de análise técnica

Tabela 3.7 – Algoritmo do método de análise técnica

| Comparação da produtividade e discussão com base nas perdas  |     |   |
|--|-----|---|
| Definição dos parâmetros de entrada para simulação no PVsyst |     |   |
| <b>1</b>   | 1.1 | Localização, dados meteorológicos e albedo                                      |
|  | 1.2 | Estrutura e orientação dos módulos  |
|  | 1.3 | Arranjo Fotovoltaico  |
|  | 1.4 | Perdas do sistema   |
| Simulação e obtenção dos resultados                          |     |   |
| <b>2</b>   | 2.1 | $Y_f$ : Produtividade final (kWh/kWp)   |
|  | 2.2 | Diagrama de perdas (%)  |
|  | 2.3 | $PR$ : Índice de Desempenho (%)   |
| Comparação entre os sistemas                                 |     |   |
| <b>3</b>   | 3.1 | Ganho de produtividade em relação ao sistema 1                                  |
|  | 3.2 | Ganho na captação da irradiação solar em relação aos sistemas de estrutura fixa |
|  | 3.3 | Comparação do índice de desempenho e das perdas associadas                      |

Aplica-se os passos 1 e 2 do algoritmo para a simulação de todos os 6 sistemas, e depois o passo 3 para compará-los com base nos seus resultados. Espera-se obter resultados de produtividade de cada sistema ( $Y_f$ ), compará-los inicialmente por esse parâmetro e depois investigar os seus respectivos desempenhos com base nas perdas e o no índice de desempenho de cada um ( $PR$ ).

Primeiro, é analisado o quanto se ganha de produtividade em relação ao sistema 1 convencional. Depois é comparado separadamente o quanto cada sistema ganhou na captação da energia incidente no painel e o quanto que perderam na geração fotovoltaica.

### 3.5.3 Método de análise econômica

Na análise econômica, estima-se primeiro os custos do sistema 1, para depois estimar o custo dos demais, no passo 4. Apenas para o sistema 1, estima-se primeiro alguns custos em valores internacionais, para depois estima-los em valores nacionais. Os sistemas 2 ao 6 são calculados com base em aumentos com relação ao sistema 1 (passo 5), e então são comparados os aumentos percentuais totais (passo 6). Os passos 7, 8 e 9 se aplicam a cada

sistema, e buscando preparar todos os indicadores econômico-financeiros necessários para a análise comparativa entre eles.

Tabela 3.8 – Algoritmo do método de análise econômica

| <b>CAPEX e OPEX</b>  |     |   |
|--|-----|---|
| <b>Sistema 1</b>   |     |   |
| <b>4</b>   | 4.1 | Estimativa dos custos de módulo e inversor por Watt-pico com base no mercado europeu (€/Wp)   |
|  | 4.2 | Estimativa do BoS em €/Wp com base no custo do módulo de silício e inversor central   |
|  | 4.3 | Nacionalização dos custos para R\$/Wp com base na cotação do euro e em tributos nacionais   |
|  | 4.4 | Cálculo do CAPEX em R\$/Wp: igual à soma do custo dos módulos, inversores e BoS   |
|  | 4.5 | Cálculo do OPEX em R\$/Wp como um percentual do CAPEX   |
| <b>Sistemas 2 ao 6</b>   |     |   |
| <b>5</b>   | 5.1 | Estimativa dos aumentos de custo de inversores centrais para <i>string</i> e de módulos de silício para CPV, em %   |
|  | 5.2 | Cálculo dos custos de inversores e módulos em R\$/Wp com base nos aumentos percentuais  |
|  | 5.3 | Estimativa do aumento de custo para cada tipo de estrutura móvel, em %  |
|  | 5.4 | Cálculo do BoS em R\$/Wp com base nos aumentos percentuais do item 5.3  |
|  | 5.5 | Cálculo do CAPEX em R\$/Wp: igual à soma do custo dos módulos, inversores e BoS dos itens 5.2 e 5.4   |
|  | 5.6 | Estimativa do aumento de custo com mão de obra para manutenção, em %  |
|  | 5.7 | Cálculo do OPEX em R\$/Wp com base nos aumentos percentuais do item 5.6   |
| <b>Comparação dos sistemas com o sistema 1</b>   |     |   |
| <b>6</b>   | 6.1 | Comparação dos valores e participações percentuais dos custos de módulos, inversores e BoS no CAPEX de cada sistema   |
|  | 6.2 | Comparação dos aumentos no CAPEX e OPEX dos sistemas 2 ao 5 em relação ao sistema 1   |
| <b>Comparação dos indicadores econômicos: LCOE, Payback, TIR e custo de oportunidade</b> |     |   |
| <b>Representação da produtividade à longo prazo</b>                                      |     |   |
| <b>7</b>   | 7.1 | Definição do tempo de vida útil para todos os sistemas, em anos   |
|  | 7.2 | Definição da taxa de depreciação anual de produtividade dos módulos, em %   |
|  | 7.3 | Construção de uma tabela com os valores de produtividade ao longo do tempo definido em 7.1  |
| <b>Fluxo de caixa dos sistemas</b>   |     |   |
| <b>8</b>   | 8.1 | Definição da tarifa de venda de energia no ano 1, em R\$/kWh e da taxa de reajuste anual, em %  |
|  | 8.2 | Definição das condições de financiamento: valor máximo do CAPEX (%), prazo de amortização (anos) e taxa de juros (%)  |
|  | 8.3 | Cálculo da série de pagamentos uniformes do financiamento, em R\$/Wp  |
|  | 8.4 | Montagem do fluxo de caixa para o tempo definido no item 7.1, incluindo valores de CAPEX, OPEX, venda de energia e os rendimentos líquidos anuais e acumulados ao longo dos anos, todos em R\$/Wp |
| <b>Indicadores econômicos</b>  |     |   |
| <b>9</b>   | 9.1 | Cálculo do LCOE, a partir das informações nos itens 7.3 e 8.4   |
|  | 9.2 | Cálculo do Payback e da TIR, a partir do item 8.4   |
|  | 9.3 | Cálculo do custo de oportunidade, com base em uma taxa de juros de investimento e no CAPEX investido no ano 0   |
|  | 9.4 | Representação gráfica do fluxo de caixa, incluindo os rendimentos, o payback e o custo de oportunidade  |
|  | 9.5 | Comparação dos resultados de indicadores entre os sistemas: LCOE, Payback e TIR   |

### 3.5.4 Método de análise de sensibilidade

O método de análise de sensibilidade busca nos dois primeiros passos (10 e 11) avaliar como que o LCOE varia em termos da produtividade e do CAPEX. No passo 12, é feita uma análise específica para o CPV em relação ao sistema 1, testando apenas a produtividade desses sistemas quando aplicados à diferentes cidades no Brasil e no mundo.

Tabela 3.9 – *Algoritmo do método para análise de sensibilidade*

| <b>Sensibilidade do LCOE</b>                             |      |  |
|--|------|--|
| <b>LCOE x Produtividade</b>                              |      |  |
| <b>10</b>  | 10.1 | Construir e comparar curvas de LCOE x Produtividade para todos os sistemas, mantidos fixos os valores de CAPEX e OPEX calculados na análise econômica  |
|  | 10.2 | Propor valores máximo e mínimo dos parâmetros de entrada de simulação da produtividade   |
|  | 10.3 | Realizar duas novas simulações para todos os sistemas: uma para o melhor e outra para o pior caso de produtividade, de acordo com os parâmetros do item 10.2.  |
|  | 10.4 | Calcular e discutir a faixa de variação do LCOE para todos os sistemas em função dos valores de produtividade máximo e mínimo encontrados no item 10.3   |
| <b>LCOE x CAPEX</b>                                      |      |  |
| <b>11</b>  | 11.1 | Construir e comparar curvas de LCOE x CAPEX para todos os sistemas, mantidos fixos os valores de produtividade calculados na análise técnica   |
|  | 11.2 | Testar a sensibilidade do LCOE dos sistemas 1 a 5 para variações no custo dos tipos de estrutura e rastreamento, buscando pontos críticos que tornem um sistema mais competitivo que outro                             |
|  | 11.3 | Testar a sensibilidade do LCOE do sistema 6 para variações no custo dos tipos de estrutura e rastreamento e no custo do módulo de CPV, buscando pontos críticos que tornem esse sistema mais competitivo do que outros |
| <b>Produtividade do sistema de CPV em outras cidades</b> |      |  |
| <b>12</b>  | 12.1 | Escolha de cidades com diferentes relações de DNI/GHI no Brasil e no mundo   |
|  | 12.2 | Cálculo da produtividade dos sistemas 1 e 6 aplicado às cidades escolhidas   |
|  | 12.3 | Comparação do ganho em produtividade do sistema 6 para o sistema 1 em todas as cidades   |

## 3.6 MATERIAIS

### 3.6.1 PVsyst e Excel

Para a simulação de produtividade dos sistemas, optou-se por utilizar a ferramenta PVsyst – *Photovoltaic Software* – com a sua versão mais atual: V6.3.9. O PVsyst, teve origem na Universidade de Genebra em 1992 na Suíça, sendo atualmente comercializado pela empresa PVsyst SA. O programa permite o dimensionamento, a simulação e uma análise completa dos dados de sistemas fotovoltaicos, incluindo CPVs e sistemas com estruturas de

rastreamento. O PVsyst permite importar diferentes bases de dados meteorológicos e possui ainda uma ampla base de informações de módulos e inversores.

Para todos os cálculos econômicos, foi utilizada a ferramenta MS Excel, desde as fórmulas mais simples à elaboração dos fluxos de caixa.

No método de análise de sensibilidade, utilizou-se tanto o PVsyst quanto o Excel.

### 3.6.2 Algoritmo de simulação

A Tabela 3.10 apresenta um algoritmo resumido de simulação de um projeto de SFCR no PVsyst, desde a entrada de dados até a apresentação dos seus resultados.

Tabela 3.10 – Algoritmo de simulação do projeto de SFCR no PVsyst

|   |   |   |
|---|---|---|
| 1 | <b>Definição da base de dados meteorológicos</b>        |   |
|   | 1.1   | Obtenção de valores mensais de GHI, DHI, Temperatura ambiente e Velocidade do vento           |
| 2 | <b>Localidade do Projeto</b>                            |   |
|   | 2.1   | Especificação da localidade (coordenadas geográficas)   |
|   | 2.2   | Geração de dados meteorológicos de hora em hora (GHI, DHI e DNI no plano horizontal)          |
|   | 2.3   | Correções meteorológicas (Albedo, Altitude, etc)  |
| 3 | <b>Definição dos sistemas</b>                           |   |
|   | 3.1   | Criação de diferentes sistemas contendo variáveis próprias de simulação para um mesmo projeto |
| 4 | <b>Irradiação incidente no plano óptico dos painéis</b> |   |
|   | 4.1   | Escolha do tipo de estrutura (fixa, fixa com inclinação variável, rastreador de 1 ou 2 eixos) |
|   | 4.2   | Transposição dos valores de irradiância no plano horizontal para o plano inclinado            |
| 5 | <b>Arranjo Fotovoltaico</b>                             |   |
|   | 5.1   | Escolha dos módulos e inversores (biblioteca do programa)                                     |
|   | 5.2   | Número e interconexão entre módulos (série e paralelo) e número de inversores                 |
| 6 | <b>Especificação das perdas</b>                         |   |
|   | 6.1   | Qualidade do módulo, Mismatch, Temperatura, Ôhmica, Ângulo de incidência (IAM), ...           |
| 7 | <b>Simulação do sistema (hora a hora)</b>               |   |
| 8 | <b>Apresentação dos resultados (valores mensais)</b>    |   |

O processo detalhado de simulação do PVsyst requer dados meteorológicos de hora em hora da componente GHI e da temperatura ambiente. Adicionalmente, pode-se entrar com dados de DHI, DNI e da velocidade do vento, que na ausência deles o programa os constrói por meio de modelos matemáticos e estatísticos.

Os arquivos de dados meteorológicos podem ser obtidos de várias maneiras e o trabalho optou pelo método mais simples: utilizar a base de dados da Meteonorm, já disponível no programa. Essa base contém médias mensais de GHI e temperatura ambiente para algumas cidades, mas consegue gerar valores de hora em hora sinteticamente para quaisquer outras localidades, a partir de modelos estatísticos.

Definido o local e a fonte de dados meteorológicos, o programa calcula todas as componentes da irradiação no plano horizontal e a temperatura para valores de hora em hora em um ano (8760 horas), fazendo correções a partir do valor estabelecido de albedo e outras variáveis pertinentes.

A partir daí, definem-se as características de todos os sistemas a serem abordados em um mesmo projeto, ou seja, em um local com as mesmas características meteorológicas. A primeira característica é o tipo de estrutura de cada sistema, onde entram em questão o ganho de irradiação pelas estruturas móveis. Nessa etapa define-se a irradiação que chega no plano óptico dos painéis, que é calculada por um modelo de transposição da irradiação no plano horizontal para o plano inclinado.

Em ‘Arranjo Fotovoltaico’, escolhem-se os modelos de módulo e inversor a partir de uma base de dados validada pelo PVsyst, construída por meio de informações dos próprios fabricantes. Escolhidos os modelos, definem-se a quantidade de módulos e inversores necessários para atingir a potência requerida de cada sistema e faz-se o arranjo série e paralelo dos mesmos levando em conta a faixa de tensão e corrente permitidos na entrada dos inversores.

A etapa seguinte busca especificar as diversas perdas de geração de energia envolvidas em cada sistema. O PVsyst propõe valores pré-definidos para cada valor de perda, mas que podem ser livremente alterados pelo usuário. Essa parte requer uma atenção especial, pois os valores estimados podem gerar diferenças significativas nos desempenhos dos sistemas, e por isso são melhor estudados no trabalho.

Definidos todos os parâmetros, o PVsyst processa a simulação hora a hora, armazenando diversas variáveis em valores mensais acumulados. Os principais resultados obtidos são resumidos em um relatório, contendo os parâmetros utilizados na simulação.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nessa parte, são analisados os resultados das simulações feitas no PVsyst e dos cálculos dos indicadores econômicos propostos no método. As simulações foram realizadas para a cidade de Jaíba, obtendo-se a energia produzida e o respectivo custo de produção para seis arranjos diferentes, que agrupam as principais características dos sistemas da UFV Jaíba Solar. Em uma análise de sensibilidade, faz-se um estudo de como que os resultados iniciais podem sofrer variações, em relação tanto dos parâmetros de entrada do PVsyst quanto dos parâmetros econômicos estimados.

### 4.1 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA JAÍBA

#### 4.1.1 Parâmetros de entrada

##### 4.1.1.1 Localização e dados meteorológicos

Os parâmetros<sup>26</sup> de localização e dados meteorológicos são organizados nas Tabela 4.1 e Tabela 4.2.

A forma de entrada dos dados no programa é ilustrada no Apêndice A.

Tabela 4.1 – *Dados de coordenadas geográficas para o município Jaíba*

| Localização |        | Coordenadas    |                  |
|-------------|--------|----------------|------------------|
| Estado      | Cidade | Latitude       | Longitude        |
| MG          | Jaíba  | -15,340° (sul) | -43,676° (oeste) |

**Fonte:** *Google Earth.*

---

<sup>26</sup> Nas simulações, o coeficiente de albedo é ajustado em 0,2 para todos os meses do ano

Tabela 4.2 – *Dados meteorológicos mensais de GHI, DHI, temperatura e velocidade do vento para o município de Jaíba extraídos da base de dados Meteonorm 7.1*

| Dados Meteorológicos: Meteonorm 7.1 (Base de Dados do PVsyst) |                         |                         |             |
|---|-------------------------|-------------------------|-------------|
| Meses   | GHI (Global)            | DHI (Difusa)            | Temp        |
|   | kWh/m <sup>2</sup> .mês | kWh/m <sup>2</sup> .mês | °C          |
| Janeiro   | 189,4                   | 72,5                    | 25,2        |
| Fevereiro   | 176,1                   | 62,4                    | 26,0        |
| Março   | 178,3                   | 62,6                    | 25,3        |
| Abril   | 167,1                   | 47,1                    | 25,1        |
| Maio  | 160,0                   | 37,5                    | 23,8        |
| Junho   | 149,1                   | 30,0                    | 22,3        |
| Julho   | 160,3                   | 31,9                    | 22,0        |
| Agosto  | 180,4                   | 37,2                    | 23,2        |
| Setembro  | 184,5                   | 49,5                    | 25,6        |
| Outubro   | 185,7                   | 66,7                    | 26,0        |
| Novembro  | 162,9                   | 73,2                    | 25,0        |
| Dezembro  | 167,4                   | 76,0                    | 24,6        |
| <b>Ano</b>  | <b>2061,1</b>           | <b>646,6</b>            | <b>24,5</b> |

Fonte: PVsyst V6.39

#### 4.1.1.2 Estrutura e orientação dos módulos

Tabela 4.3 – *Ângulos de inclinação e azimute para os diferentes sistemas abordados na cidade de Jaíba*

| Sistemas | Tecnologia | Estrutura e Rastreamento                             | Inclinação ( $\beta$ ) | Azimute ( $\gamma$ ) |
|----------|------------|--|------------------------|----------------------|
| 1 e 2    | FV         | Estrutura fixa                                       | 15°                    | 0°                   |
| 3        | FV         | Estrutura fixa com inclinação variável <sup>27</sup> | 0° e 30°               | 0°                   |
| 4        | FV         | Rastreamento a 1 eixo                                | 0°                     | -45° a 45°           |
| 5        | FV         | Rastreamento a 2 eixos                               | 0° a 60°               | -120° a 120°         |
| 6        | CPV        | Rastreamento a 2 eixos                               | 0° a 85°               | -150° a 150°         |

<sup>27</sup> 0° para os meses de outubro a março e 30° para os meses de abril a setembro

A latitude de Jaíba é próxima a 15°, logo para os sistemas 1 e 2 de estrutura fixa foram utilizados os ângulos de inclinação iguais à latitude e apontados para o Norte (Azimute 0°).

Para a estrutura fixa com ângulo de inclinação variável, adotou-se o ângulo mínimo de 0° para os meses de verão (outubro a março) e 30° para os meses de inverno (abril a setembro).

Os ângulos limite para os sistemas de rastreamento foram definidos com base nos catálogos dos fabricantes Mecasolar<sup>28</sup> (Rastreamento a 1 eixo e dois eixos) e Soitec<sup>29</sup> (Rastreamento a 2 eixos, tecnologia CPV).

#### 4.1.1.3 Arranjo do sistema

A potência planejada para cada sistema e os modelos de módulo e inversor, à exceção do módulo de CPV, foram adquiridos com base nas definições do memorial do projeto executivo do projeto Jaíba Solar, de 30 de Abril de 2014. Foram feitas adaptações de 10 para 6 sistemas, preservando-se a potência total planejada da usina, de 3 MW, bem como as parcelas relativas de potência para cada sistema. O sistema 1 possui a maior parcela de potência, com 2280 kWp (76%), seguido do sistema 6, que reúne 294 kWp (10%). O resto da potência foi atribuído aos sistemas 2 ao 5, cada um com 104 kWp (3,5%).

Tabela 4.4 – Módulos e inversores utilizados nas simulações: base de dados PVsyst

|            | Fabricante         | Modelo                           | Tecnologia                         | Potência (W) | Sistemas |
|------------|--------------------|----------------------------------|------------------------------------|--------------|----------|
| Módulos    | Yingli ®           | YL255P-29b                       | Silício policristalino; 60 células | 255 W        | 1 a 5    |
|            | Soitec-Concentrix® | CX-M500                          | Multi-junção; 2400 células         | 2450 W       | 6        |
| Inversores | Ingeteam®          | Ingecon Sun 570TL X300 DC Indoor |                                    | 574 kW       | 1        |
|            | Ingeteam®          | Ingecon Sun 12.5 TL M            |                                    | 12,5 kW      | 2 a 6    |

<sup>28</sup> Catálogo dos produtos disponível em <www.mecasolar.com>. Acesso em: 04 nov. 2015.

<sup>29</sup> Modelo: Soitec CX-S530-II CPV System. Catálogo do produto disponível em <www.soitec.com/en/products-and-services/solar-cpv/>. Acesso em: 04 nov. 2015.

Tabela 4.5 – Potência planejada e arranjo série e paralelo dos sistemas

| Sistemas | Tecnologia | Estrutura e Rastreamento           | Potência Planejada (kWp) | Módulos |       |                             |       | Inversores    |       |
|----------|------------|------------------------------------|--------------------------|---------|-------|-----------------------------|-------|---------------|-------|
|          |            |                                    |                          | Wp      | Série | Paralelo ( <i>strings</i> ) | Total | Tipo          | Total |
| 1        | FV         | Estrutura Fixa                     | 2280                     | 255     | 21    | 426                         | 8946  | Central       | 4     |
| 2        | FV         | Estrutura Fixa                     | 104                      | 255     | 17    | 24                          | 408   | <i>String</i> | 8     |
| 3        | FV         | Estrutura Fixa com ângulo variável | 104                      | 255     | 17    | 24                          | 408   | <i>String</i> | 8     |
| 4        | FV         | Rastreamento a 1 eixo              | 104                      | 255     | 17    | 24                          | 408   | <i>String</i> | 8     |
| 5        | FV         | Rastreamento a 2 eixos             | 104                      | 255     | 17    | 24                          | 408   | <i>String</i> | 8     |
| 6        | CPV        | Rastreamento a 2 eixos             | 294                      | 2450    | 1     | 120                         | 120   | <i>String</i> | 22    |

#### 4.1.1.4 Perdas associadas

Tabela 4.6 – Parâmetros associados às perdas dos sistemas para a cidade de Jaíba

| Sistemas | Parâmetros associados às perdas          |            |           |           |           |           |                   |           |                     |
|----------|--|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------------|-----------|---------------------|
|          | $P_{temp}$<br>$U_c$ (W/m <sup>2</sup> K) | $P_{qmod}$ | $P_{LID}$ | $P_{mis}$ | $P_{ohm}$ | $P_{inv}$ | $P_{IAM}$<br>(bo) | $P_{suj}$ | $P_{aux}$<br>(W/kW) |
| 1        | 29                                       | -2,5%      | 1,5%      | 2,0%      | 1,5%      | 98,1%     | 0,075             | 7,5%      | 0                   |
| 2        | 29                                       | -2,5%      | 1,5%      | 2,0%      | 1,5%      | 98,2%     | 0,075             | 7,5%      | 0                   |
| 3        | 29                                       | -2,5%      | 1,5%      | 2,0%      | 1,5%      | 98,2%     | 0,075             | 7,5%      | 0                   |
| 4        | 29                                       | -2,5%      | 1,5%      | 2,0%      | 1,5%      | 98,2%     | 0,075             | 7,5%      | 1                   |
| 5        | 29                                       | -2,5%      | 1,5%      | 2,0%      | 1,5%      | 98,2%     | 0,075             | 7,5%      | 3                   |
| 6        | 29                                       | 0,0%       | -         | 2,0%      | 1,5%      | 98,2%     | 0,075             | 7,5%      | 3                   |

Escolha das perdas:

- $P_{temp}$  (Perda Térmica): Condutividade térmica  $U_c = 29$  W/m<sup>2</sup>K, considerando que os sistemas sejam instalados no solo com livre circulação de ar atrás dos módulos;
- $P_{qmod}$  (Qualidade do módulo): -2,5% (ganho de 2,5%) para os módulos de silício, e 0% para o módulo de CPV. Os valores foram estabelecidos como as médias dos valores apresentados nas especificações técnicas dos fabricantes.
- $P_{LID}$  (LID): 1,5% para os módulos de silício, segundo a base de dados do módulo no PVsyst. Os módulos de CPV não possuem esse tipo de perda.
- $P_{mis}$  (*Mismatch*): 2% de perda operando com rastreamento da máxima potência e 4% operando em tensão fixa (sem inversores MPPT).

- $P_{ohm}$  (Ôhmica): 1,5% para todos os sistemas.
- $P_{inv}$  (Eficiência do Inversor): 98,1% para inversores centrais e 98,2% para inversores *string*.  $P_{inv}$  é definido pela escolha do inversor na base de dados do PVsyst.
- $P_{IAM}$  (Ângulo de incidência – IAM):  $\theta_0 = 0,075$ , considerando uma média entre os valores limites apresentados como referência pelo PVsyst (0,05 e 0,10)
- $P_{suj}$  (Sujidade): 7,5%
- $P_{aux}$  (Perdas Auxiliares): 0W/kW (0% de perda) para sistemas fixos; 1W/kW (0,1% de perda) para rastreadores a 1 eixo; 3W/kW (0,3% de perda) para rastreadores a 2 eixos. As informações foram retiradas com base nos catálogos do fabricante Mecasolar®, e foi considerado que o CPV tenha o mesmo rendimento para o rastreamento a 2 eixos que a tecnologia convencional.

#### 4.1.2 Produtividade anual

Os resultados da simulação da produtividade dos 6 sistemas são expostos na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – *Produtividade anual e ganho percentual em relação ao sistema 1*

| Sistemas | Produtividade anual ( $Y_f$ ) (kWh/kWp/ano) | $\Delta$ % Sistema 1 |
|----------|---|----------------------|
| 1        | 1689  | -                    |
| 2        | 1685  | -0,2%                |
| 3        | 1771  | +4,9%                |
| 4        | 2116  | +25,3%               |
| 5        | 2288  | +35,5%               |
| 6        | 1631  | -3,4%                |

Por meio dos resultados da Tabela 4.7, destacam-se as tecnologias de rastreamento FV convencional a 1 e 2 eixos (sistemas 4 e 5), com ganhos de produtividade da ordem de 25% e 35%, respectivamente.

O sistema 2 diferencia-se do sistema 1 pela presença de inversores de *string* ao invés de inversores centrais, que à princípio poderiam trazer um ganho de eficiência para o sistema 2. Tal diferença não se concretiza, já que o sistema 2 tem uma variação negativa em 0,2%.

A diferença entre esses sistemas é abordada na análise econômica, onde são discutidas a variação de preço entre os inversores.

Para o sistema 3, de estrutura de inclinação variável, nota-se um aumento de aproximadamente 5% na produtividade em relação ao sistema 1. Esse aumento é baixo se comparado aos sistemas 4 e 5, e deve ser melhor investigado pelo custo adicional desse tipo de estrutura.

O sistema 6, de CPV, mostra-se 3,4% menos produtivo que o sistema 1, apesar do sistema possuir rastreamento a 2 eixos. Essa diferença é melhor discutida com uma análise do ganho real de rastreamento e das perdas dos sistemas, apontadas pelos resultados do software PVsyst.

#### 4.1.3 Ganho na captação da irradiação solar

Para a comparação, foram extraídos os dados a partir do diagrama de perdas de cada sistema, apresentados nos relatórios de resultados de simulação do PVsyst. Um exemplo do diagrama está ilustrado no apêndice, Figura A.11.

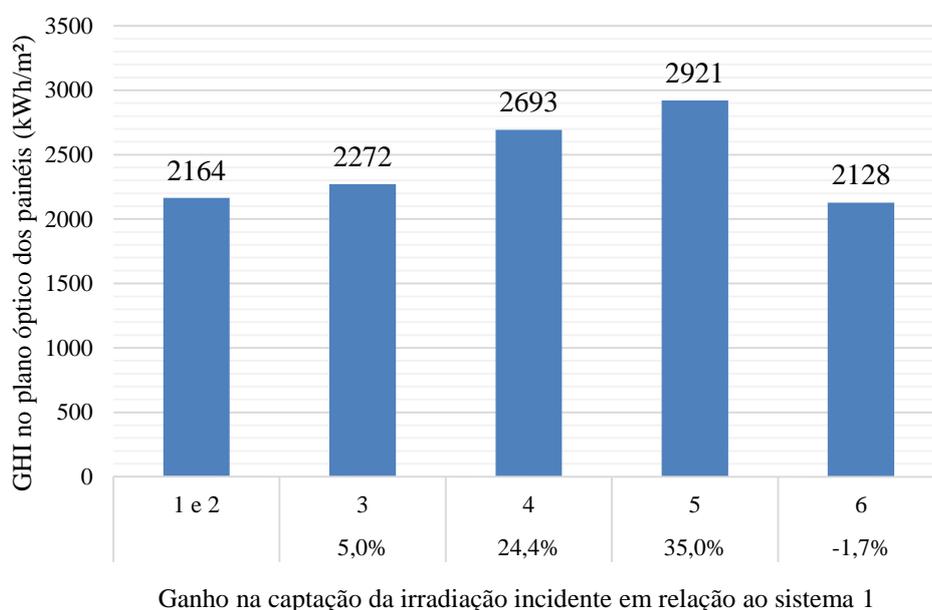


Gráfico 4.1 – Resultados de simulação da produtividade e comparação de ganho com o sistema 1

Dos 2061 kWh/m<sup>2</sup> de irradiação global horizontal (GHI) que incidem anualmente em Jaíba<sup>30</sup>, a simulação apontou uma captação de energia na superfície óptica dos painéis conforme os valores descritos no Gráfico 4.1. No eixo horizontal do gráfico, apresenta-se os ganhos relativos ao sistema 1, que nesse caso apresentou 2164 kWh/m<sup>2</sup>.

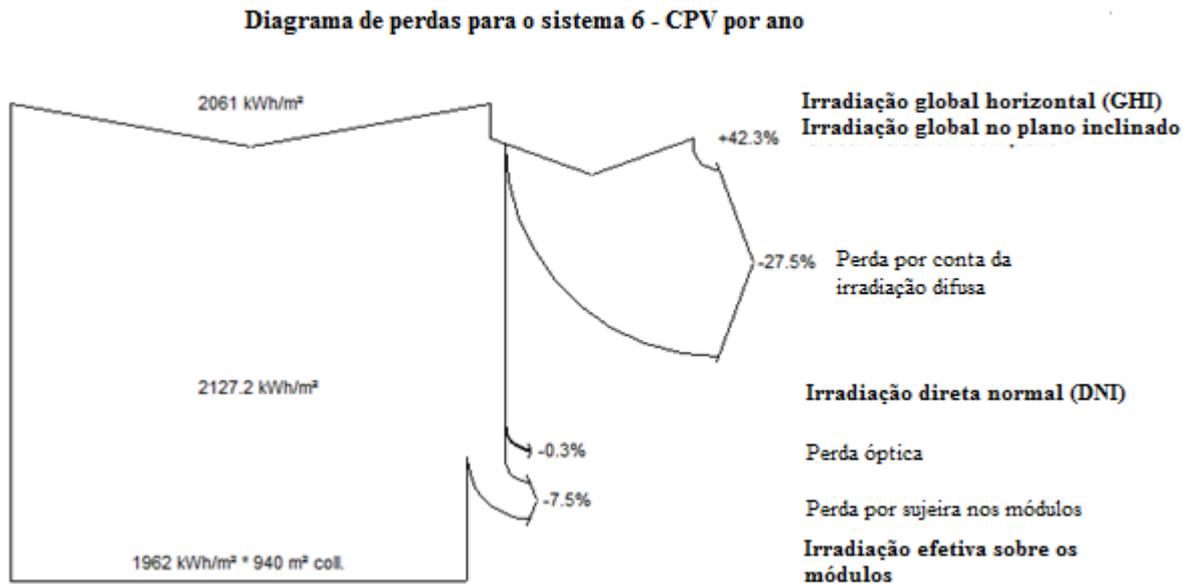
Para o sistema 2, era esperado que não houvessem modificações nessa variável, pois o tipo de estrutura é o mesmo do sistema 1. No caso do sistema de inclinação variável (sistema 3), houve um ganho relativo de 5% em relação ao sistema 1. Este ganho é considerado baixo quando comparado aos valores de 24,4% e 35% dos rastreadores a 1 e 2 eixos, respectivamente. Já o sistema de CPV (sistema 6) mostrou um ganho 1,7% menor que o sistema 1, apesar de ter tido um aumento em relação à irradiação incidente na horizontal, que passou de 2061 para 2128 kWh/m<sup>2</sup>. O valor encontrado para o CPV já apresenta um desafio em competitividade quanto à tecnologia convencional, e merece uma maior atenção quando forem comparados aos custos de manutenção e investimento dos sistemas.

Como o sistema 6 também possui rastreamento a 2 eixos, era esperado que o ganho na captação da energia solar fosse perto do ganho apresentado pelo sistema 5. O ponto crítico do sistema 6 é que o CPV com alta concentração de irradiação solar e lentes de Fresnel, depende muito da irradiação direta normal. Além disso, esse sistema só aceita raios que incidam na sua superfície concentradora com um desvio angular máximo de 1°, o que despreza completamente a componente difusa.

No relatório dos resultados gerado pelo PVsyst, o diagrama de perdas mostra que o sistema 6 perde 27,5% da captação de energia solar devido ao não aproveitamento da componente DHI, apesar do ganho de 42,3% com o rastreamento solar, como mostra a Figura 4.1.

---

<sup>30</sup> Conforme dados meteorológicos da Tabela 4.2



**Fonte:** simulação via PVsyst V6.39 (adaptado).

Figura 4.1 – Diagrama de perdas na captação da energia solar para o sistema 6

Essa questão implica em afirmar que quanto menor a irradiância difusa em um local ao longo do ano (devido à nuvens e partículas na atmosfera), menor é a parcela de energia que será recusada pelo sistema de CPV. De forma análoga, pode-se pensar que quanto maior é a parcela de irradiância direta em relação à irradiância global (DNI/GHI), melhores são as chances do sistema de CPV em ser mais produtivo do que outras tecnologias.

As diferenças de produtividade para diferentes cidades, como consequência dos índices de DNI/GHI, serão testadas na análise de sensibilidade do trabalho.

#### 4.1.4 Índice de desempenho e perdas

##### 4.1.4.1 Índice de desempenho (PR)

Os resultados do índice de desempenho dos sistemas se encontram no Gráfico 4.2.

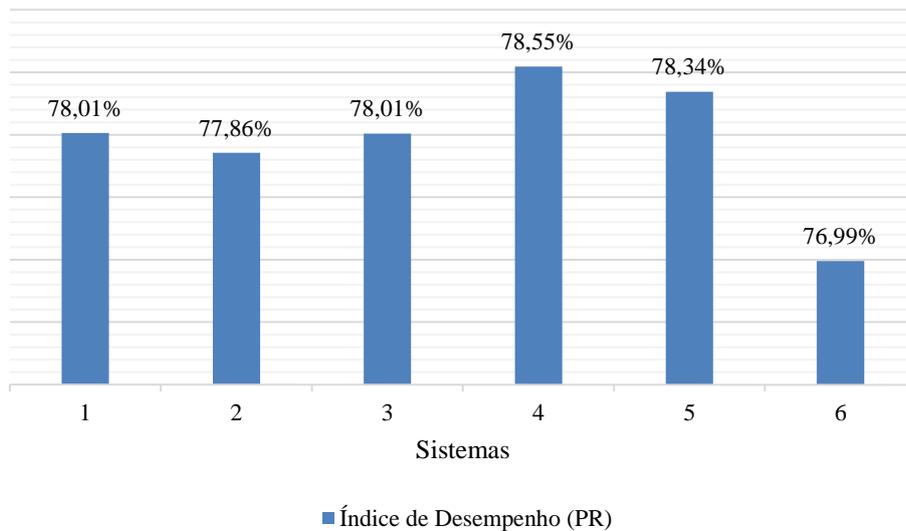


Gráfico 4.2 – Índice de desempenho dos 6 sistemas

O PR mostra o percentual da energia que é fornecido à rede, a partir a energia incidente nos painéis. Esse índice leva em conta então as perdas associadas aos sistemas.

Os índices dos sistemas vão de 77% a 78% aproximadamente, o que demonstra que o conjunto das perdas com o arranjo fotovoltaico, a eficiência dos inversores e o gasto energético dos equipamentos auxiliares apresentam valores próximos no total.

Nota-se uma queda de 0,15% no PR do sistema 2 em relação ao sistema 1, o que se explica apenas pela diferença dos inversores. Devido a diferença entre esses dois sistemas não influenciar a captação da energia solar, conclui-se que o sistema 1 tem melhor desempenho que o 2, ainda que por uma baixa diferença.

O sistema 3 não apresenta vantagem de desempenho comparado ao sistema 1. Em contraste, os sistemas 4 e 5 mostraram ser os mais eficientes entre os seis arranjos, com ganhos de até 0,55% no PR. O sistema 6 foi o de menor PR, com diferença de 1,02% do sistema 1.

Os resultados do PR são importantes para observar que o grande diferencial de produtividade final dos sistemas,  $Y_f$ , foi justificado pela variação de captação de energia solar no plano óptico dos painéis. Nesse plano houveram aumentos na captação de até 35%. Essa observação não se aplica ao sistema 6.

#### 4.1.4.2 Perdas ópticas e de sujeira nos módulos

As primeiras perdas relacionadas ao PR ocorrem devido ao ângulo de incidência da irradiação (IAM), ou perdas ópticas, acompanhadas das perdas por sujeira nos módulos, as quais impedem que a energia captada nas lentes ou superfícies de vidro sejam totalmente aproveitada pelas células. Os resultados para os sistemas 1, 3, 4, 5 e 6 são mostrados no Gráfico 4.3.

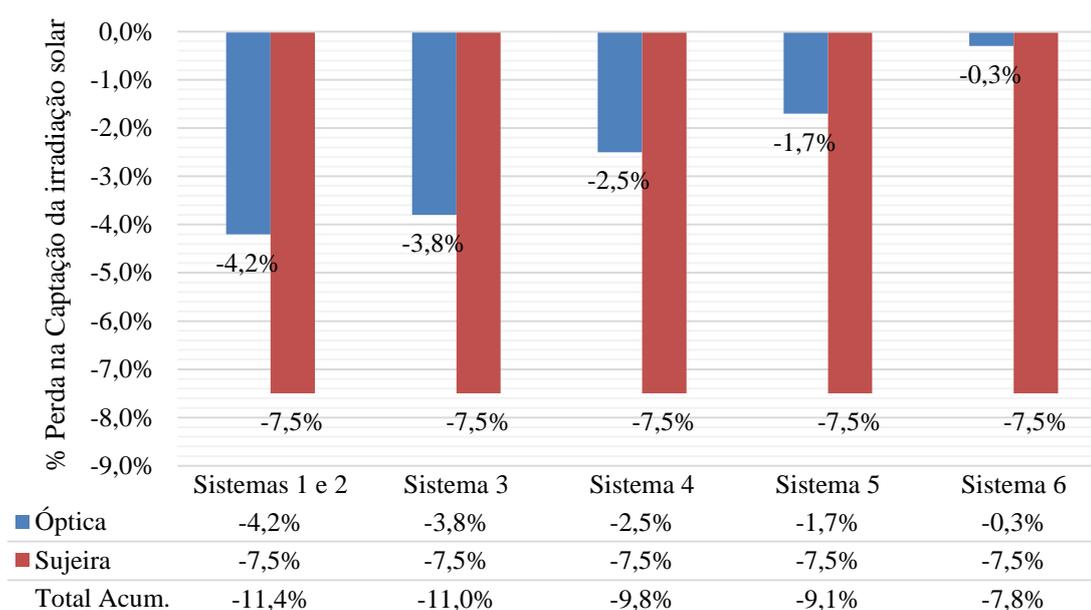


Gráfico 4.3 – Comparação das perdas na captação da energia no plano das células para os sistemas 1, 3, 4, 5 e 6

As perdas por sujeira foram consideradas iguais para todos os sistemas, logo elas não influenciaram a diferença de perda acumulada de captação de energia entre os mesmos. Já no caso das perdas ópticas, nota-se uma redução gradual de -4,2% para -1,7% entre os sistemas 1 e 5, com uma redução brusca para -0,3% no sistema 6.

A perda óptica no sistema 6 está relacionada às limitações de movimento dos rastreadores, em momentos onde os módulos não conseguem posicionar-se para receber a irradiação direta por conta dos limites do ângulo de foco da lente concentradora. Essa perda é diferente das perdas ópticas dos sistemas 1 ao 5, que são devido à reflexão da irradiação pelo material de vidro que protege as células.

#### 4.1.4.3 Perdas no arranjo fotovoltaico

O resultado das perdas dos sistemas no processo de geração de energia fotovoltaica resume-se no Gráfico 4.4. O gráfico sintetiza as perdas individuais e o total acumulado para cada sistema. O sistema 2 possui as mesmas perdas que o 1, pois a sua diferença se dá somente nos inversores. A diferença entre um inversor e outro é abordada na seção 4.1.4.4.

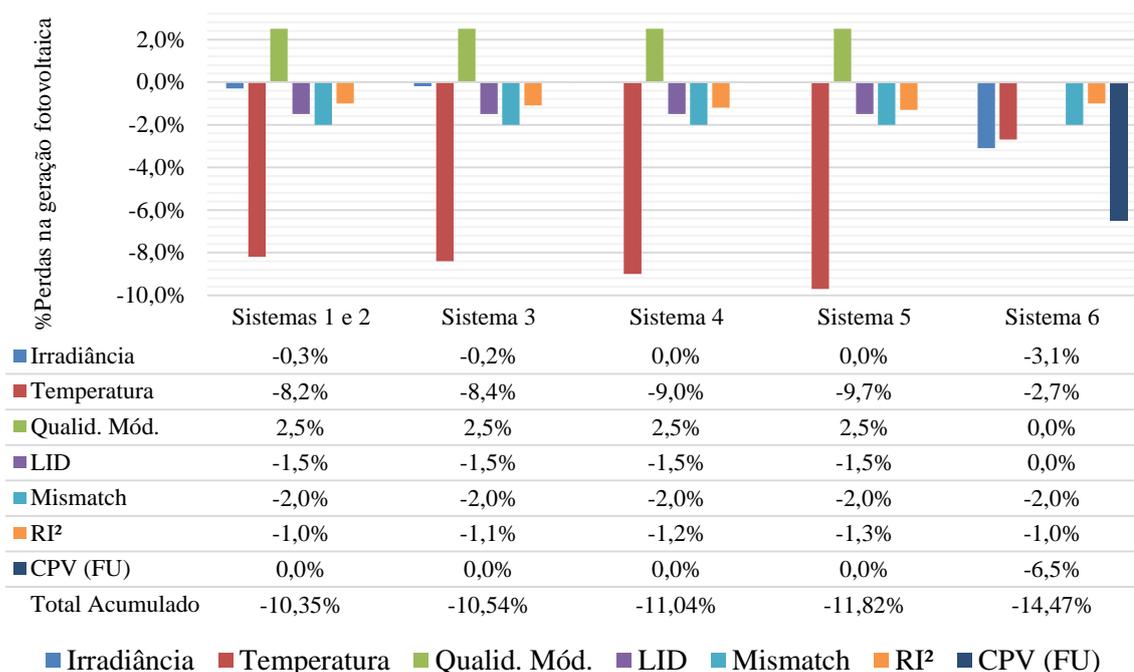


Gráfico 4.4 – Comparação das perdas na geração fotovoltaica

De acordo com os resultados apresentados no Gráfico 4.4, percebe-se de uma maneira geral que as perdas dos sistemas com módulos de silício (1 ao 5) têm valores próximos entre si, porém bastante diferentes do sistema com módulos de CPV (6). Pode-se inferir do gráfico que:

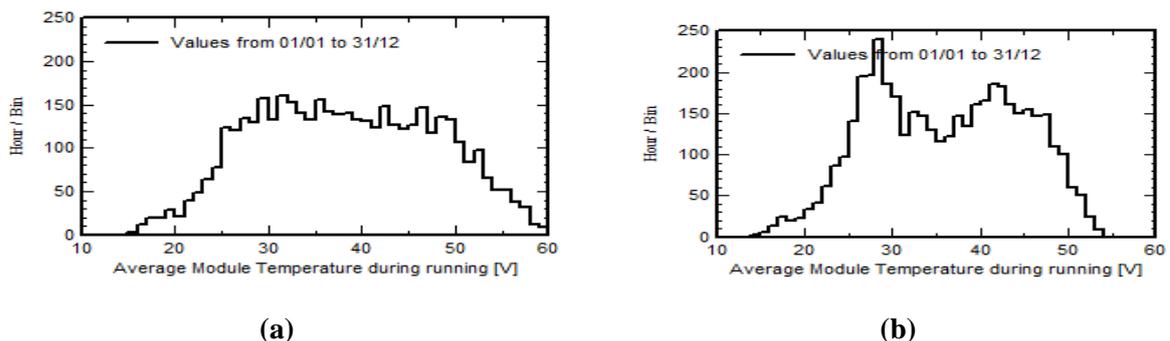
- O sistema 1 mostrou-se o mais eficiente na geração fotovoltaica;
- O rendimento dos módulos de silício são fortemente influenciados por perdas térmicas, diferente dos módulos de CPV;
- Apenas o sistema 6, com CPV, mostra uma perda significativa na geração fotovoltaica por conta da irradiância;

- Os módulos de CPV não apresentam degradação devido à luz nos módulos (LID), mas possuem outras perdas específicas dessa tecnologia (fator de utilização FU) que provocam uma perda significativa na geração de energia fotovoltaica;
- As perdas por Mismatch e as perdas ôhmicas no cabeamento ( $RI^2$ ) foram as únicas constantes para todos os sistemas;
- A qualidade do módulo beneficiou a geração de energia em 2,5% nos módulos de silício, e não adicionou ou retirou rendimento dos módulos de CPV.

Como as perdas na geração fotovoltaica dependem diretamente dos módulos utilizados, faz sentido que a perda acumulada dos sistemas com módulos de silício (1 a 5) sejam parecidas entre si e diferentes do sistema de CPV.

O resultado das perdas térmicas evidencia a preocupação do rendimento dos módulos de silício nos sistemas 1 a 5 e mostra que a tecnologia de CPV possui vantagem nesse aspecto. É possível observar que os módulos de CPV, deveriam sofrer maiores perdas por conta da temperatura por trabalharem com altas concentrações da irradiação. No CPV trabalha-se com dissipadores de calor das células que evitam o excesso de aquecimento e reduz as perdas.

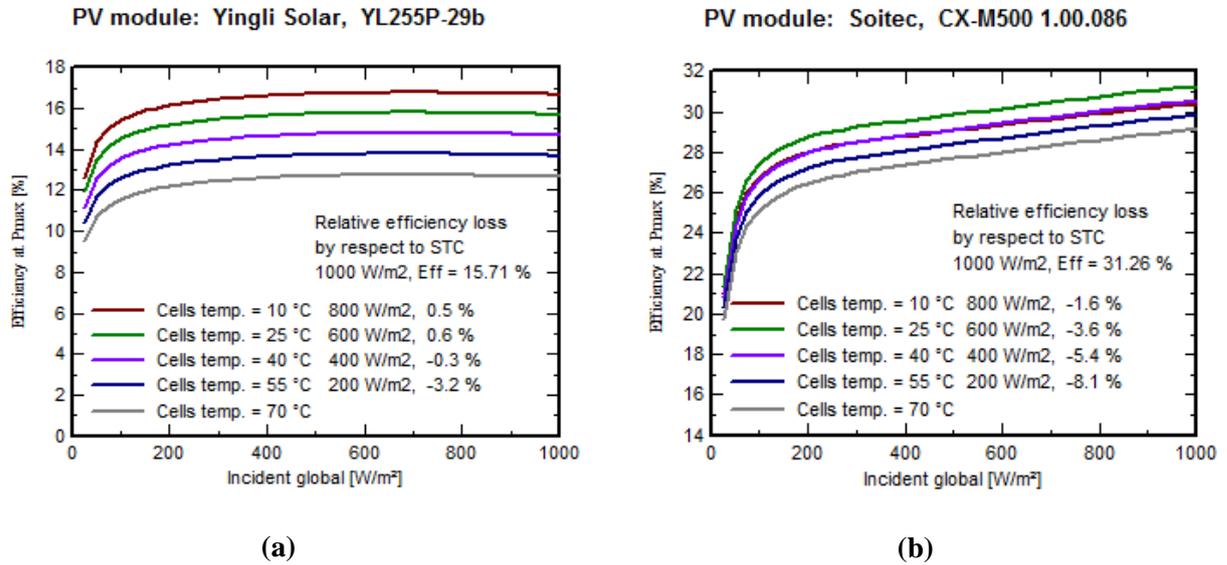
A Figura 4.2 mostra a distribuição da quantidade de horas em que cada temperatura foi alcançada nas células, para os sistemas 1 e 6. Confirma-se que o sistema com CPV trabalhou com temperaturas próximas à condição no STC de 25°C por um período maior do que o sistema 1, além das suas células não chegarem a trabalhar em temperatura acima de 55°C.



**Fonte:** Simulação PVsyst. Acesso em: *Predefined Graphs > Array temperature distribution during running.*

Figura 4.2 – *Distribuições da quantidade de horas para cada temperatura de operação das células. (a) Sistema 1 (b) Sistema 6*

Na variável perdas por nível de irradiância, notam-se valores praticamente nulos para os sistemas com células de silício (1 a 5), enquanto que a perda no sistema de CPV mostrou-se significativa, com 3,1%. A Figura 4.3 mostra como a eficiência de cada tipo de célula se comporta em relação à diferentes valores de irradiância.



Fonte: Simulação PVsyst. Acesso em: *System > Open (Select the PV module) > Graphs*

Figura 4.3 – Eficiência da célula versus nível de irradiância e temperatura. (a) Células de silício (b) Células de tripla junção CPV

Comprova-se pelas curvas que o rendimento das células de silício é pouco sensível à variações de irradiância. Já nas células de tripla junção do sistema de CPV, uma leve variação ocasiona perdas relevantes. Comparativamente, para se atingir a mesma perda de eficiência à 600W/m<sup>2</sup> apontada na célula de CPV, as células de silício devem trabalhar com irradiâncias abaixo de 200W/m<sup>2</sup>, o que normalmente é difícil de ocorrer, para as condições solarimétricas do Brasil.

Para agravar mais a questão do CPV, nas suas células chegam apenas a componente direta normal (DNI), como discutido anteriormente. Isso significa uma perda no nível de irradiância incidente, além de uma maior propensão a variações na irradiância quando em tempos de muita nebulosidade ou partículas no ar (quando a componente difusa é alta). Isto reforça a ideia que os sistemas de CPV são mais propensos aos locais com maiores índices de DNI/GHI.

Outra perda relevante relatada nos dados do Gráfico 4.4 é a do Fator de Utilização (FU), que chegou a 6,5%. Para o módulo de CPV utilizado neste trabalho, o PVsyst tem em sua base de dados a seguinte correção, da Figura 4.4:

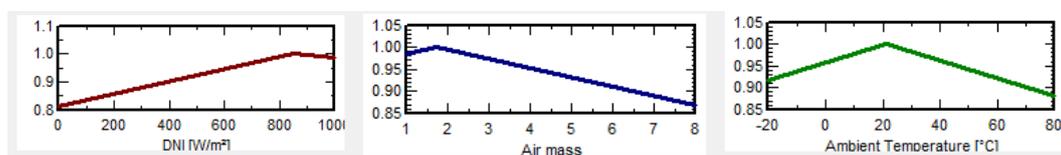


Figura 4.4 – Correções do fator de utilização do CPV, aplicadas aos valores de DNI, Massa de Ar (AM) e Temperatura

O resultado mostra que o modelo *one-diode* para o módulo de CPV simularia uma produção de energia do arranjo 6,5% maior, desconsiderando suas especificidades. Um erro dessa magnitude na previsão de geração de energia pode resultar em uma má escolha em relação a outras alternativas de investimento. Tendo isso em vista, a escolha e correção dos modelos adotados na simulação de sistemas de CPV é muito importante para que se atinjam resultados os mais precisos possíveis.

No caso das perdas de qualidade do módulo, LID e *Mismatch*, as perdas resultantes foram diretamente iguais aos valores de entrada. A perda ôhmica não foi exatamente igual aos valores de entrada, pois ela varia com a corrente em cada sistema, o que no fim das contas resultou em valores parecidos. Como a qualidade do módulo foi positiva para a tecnologia de silício, e gerou uma redução na perda total acumulada dos sistemas 1 ao 5, é feita uma análise de sensibilidade na seção seguinte, estudando o efeito dessa variável na comparação dos sistemas.

#### 4.1.4.4 Perdas no inversor e equipamentos auxiliares

Após avaliação das perdas na geração fotovoltaica, apresentam-se as perdas na entrega da energia em corrente alternada, ou seja, a energia após sua passagem pelo inversor e após descontar o consumo de equipamentos auxiliares. Os resultados encontram-se no Gráfico 4.5.

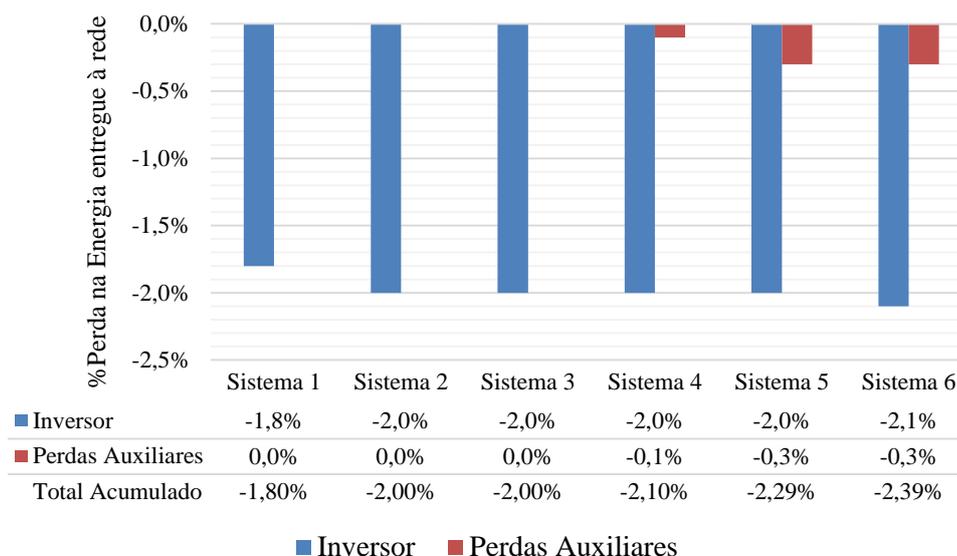


Gráfico 4.5 – *Comparação das perdas na energia entregue à rede*

Para todos os outros sistemas, notou-se baixa ou nenhuma alteração nas perdas acumuladas. As perdas auxiliares aqui tratadas contam apenas com os motores presentes nos sistemas de rastreamento.

A partir dessas perdas, buscava-se diferenciar os sistemas 1 e 2, que têm diferentes entre si apenas o tipo de inversor utilizado. Como a diferença foi de apenas 0,2%, considera-se que não haja muita diferença entre um e outro. Tendo em vista que não houve grandes diferenças entre os sistemas 1 e 2, resta agora diferenciá-los na análise econômica, considerando o preço por Watt-pico (R\$/Wp) de cada tipo de inversor.

## 4.2 ANÁLISE ECONÔMICA

### 4.2.1 Resumo dos parâmetros estimados

#### 4.2.1.1 Financeiros (para todos os sistemas)

- Câmbio Real-Euro (04/11/2015):
  - $T_{\text{câmbio}} = 4,1259 \text{ R\$/€}$

- Condições de financiamento:
  - $t_a = 20$  anos de amortização
  - $Emp = 70\%$  do CAPEX
  - $j = 9,2\%$  de juros
- Carga tributária:
  - $CT = 25\%$

#### 4.2.1.2 Técnicos (para todos os sistemas)

- $t_{v.u.} = 25$  anos de vida útil do sistema
- $d = 0,75\%$  de taxa de depreciação anual dos módulos

#### 4.2.1.3 Econômicos

- Custo dos módulos em referência internacional:
  - $CI_{mód} = 0,58$  €/Wp para módulos de silício (sistemas 1, 2, 3, 4 e 5)
  - $CI_{mód} = 0,70$  €/Wp para módulos de CPV (sistema 6)
- Custo dos inversores em referência internacional:
  - Central: 0,08 €/Wp (sistema 1)
  - *String*: 0,11 €/Wp (sistemas 2, 3, 4, 5 e 6)
- BoS de estrutura fixa  $BoS_{EF}$  (sistemas 1 e 2):
  - $BoS_{EF} = 34\%$  do CAPEX
  - Custos com estrutura de suporte = 24% de  $BoS_{EF}$
  - Outros custos = 76% de  $BoS_{EF}$
- Aumento do custo com estrutura de suporte ( $A_{EM_n}$ ), em relação a  $BoS_{EF}$ :
  - $A_{EM3} = 10\%$  de aumento (sistema 3)
  - $A_{EM4} = 43\%$  de aumento (sistema 4)
  - $A_{EM5} = A_{EM6} = 340\%$  de aumento (sistemas 5 e 6)
- $OPEX_1$  (sistema 1):
  - $OPEX_1 = 2\% * CAPEX$  (sistema 1)

- Divisão do  $OPEX_1$  (sistema 1)
  - Manutenção Preventiva = 43%
  - Manutenção Corretiva = 4%
  - Reserva para troca de Inversores = 21%
  - Seguros, taxas e outros = 32%
- Aumento do custo com mão de obra para manutenção corretiva ( $A_{MC_n}$ ), em relação ao  $OPEX_1$ :
  - $A_{MC2} = 0\%$  (sistema 2)
  - $A_{MC3} = 100\%$  de aumento (sistema 3)
  - $A_{MC4} = 200\%$  de aumento (sistemas 4 e 5)
  - $A_{MC5} = A_{MC6} = 300\%$  de aumento (sistema 6)
- Aumento do custo com a troca de inversores ( $\frac{CN_{invn}}{CN_{inv1}}$ ), em relação ao  $OPEX_1$ :
  - $\frac{CN_{invn}}{CN_{inv1}} = 0,11/0,08 = 38\%$  (sistemas 2, 3, 4, 5 e 6)

#### 4.2.2 CAPEX e OPEX

O resultado dos custos em R\$/Wp dos módulos, inversores e BoS, que compõem o custo total de investimento (CAPEX), podem ser vistos na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Parcelas do CAPEX para cada sistema

| Sist. | Tec. | Estrutura, Rastreamento e Inversor      | CAPEX                  |            |                        |            |  |            |
|-------|------|---|------------------------|------------|------------------------|------------|--|------------|
|       |      |   | Módulo                 |            | Inversor               |            | BoS                                    |            |
|       |      |   | $CN_{mód}$<br>(R\$/Wp) | %<br>CAPEX | $CN_{inv}$<br>(R\$/Wp) | %<br>CAPEX | $BoS_{EF}$ e<br>$BoS_{EM}$<br>(R\$/Wp) | %<br>CAPEX |
| 1     | FV   | Estrutura Fixa – Inversor central       | 2,99                   | 58%        | 0,41                   | 8%         | 1,75                                   | 34%        |
| 2     | FV   | Estrutura Fixa – Inversor <i>string</i> | 2,99                   | 56%        | 0,57                   | 11%        | 1,75                                   | 33%        |
| 3     | FV   | Estrutura Fixa – inclinação variável    | 2,99                   | 56%        | 0,57                   | 11%        | 1,80                                   | 34%        |
| 4     | FV   | Rastreamento a 1 eixo                   | 2,99                   | 54%        | 0,57                   | 10%        | 1,93                                   | 35%        |
| 5     | FV   | Rastreamento a 2 eixos                  | 2,99                   | 44%        | 0,57                   | 8%         | 3,18                                   | 47%        |
| 6     | CPV  | Rastreamento a 2 eixos                  | 3,59                   | 49%        | 0,57                   | 8%         | 3,18                                   | 43%        |

O CAPEX e os custos anuais com operação e manutenção (OPEX) de cada sistema são resumidos na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – CAPEX e OPEX calculados para cada sistema

| Sist. | Tec. | Estrutura, Rastreamento e Inversor      | CAPEX    |               | OPEX     |               |
|-------|------|---|----------|---------------|----------|---------------|
|       |      |   | (R\$/Wp) | Δ % Caso Base | (R\$/Wp) | Δ % Caso Base |
| 1     | FV   | Estrutura Fixa – Inversor central       | 5,16     | Caso Base     | 0,103    | Caso Base     |
| 2     | FV   | Estrutura Fixa – Inversor <i>string</i> | 5,31     | +3,0%         | 0,111    | +7,9%         |
| 3     | FV   | Estrutura Fixa com inclinação variável  | 5,35     | +3,8%         | 0,115    | +11,9%        |
| 4     | FV   | Rastreamento a 1 eixo                   | 5,49     | +6,5%         | 0,120    | +15,9%        |
| 5     | FV   | Rastreamento a 2 eixos                  | 6,74     | +30,7%        | 0,124    | +19,9%        |
| 6     | CPV  | Rastreamento a 2 eixos                  | 7,34     | +42,3%        | 0,124    | +19,9%        |

O valor em R\$/Wp do CAPEX para o sistema 1 é de 5,16 R\$/Wp. Estudos de precificação de sistemas fotovoltaicos realizados em 2012 pela EPE e pela ABINEE relataram custos de 5,20 R\$/Wp e 5,37 R\$/Wp, para o mesmo tipo de sistema. Esperava-se que o custo do CAPEX diminuísse 3 anos após os estudos, dado que o preço dos módulos têm baixado significativamente no mercado internacional. Apesar dessa queda de preços, o que se observa é que as cotações cambiais de real para euro (R\$/€) e de real para dólar (R\$/US\$) atualmente são por volta 2 vezes maior do que foram em 2012<sup>31</sup>. Dessa forma, apesar do estudo atual contar com preços de módulos mais baratos internacionalmente, as taxas de câmbio atuais desfavorecem essa vantagem, quando estudados no Brasil. Logo, o valor encontrado para o CAPEX do sistema 1 em R\$/Wp se encontra dentro de uma faixa razoável de valores.

Os outros sistemas se mostraram mais caros em relação ao sistema 1, como era de se esperar. A diferença de 3% no preço de investimento do sistema 1 para o 2 expressa diretamente o quão mais caro o primeiro ficaria com inversores de *string* ao invés de inversores centrais.

Dentre os sistemas 3 ao 6, destacam-se os aumentos no CAPEX para os sistemas de rastreamento a 2 eixos (5 e 6), que chegam a incrementos de 30,7% e 42,3%, respectivamente.

<sup>31</sup> Taxas de câmbio: (2012): €1 = R\$2,30 e US\$1 = R\$1,75 (2015): €1 = R\$4,16 e US\$1 = R\$3,77

Com base em entrevistas e pesquisas de mercado, constatou-se que o preço das estruturas de rastreamento a dois eixos chega a ser 340%<sup>32</sup> mais caro do que um sistema fixo, enquanto que os sistemas com rastreamento a um eixo encarecem menos, em 43%. Pode-se justificar essa diferença pelas tecnologias de rastreamento a 1 e 2 eixos. O primeiro necessita apenas de um motor simples para girar toda a estrutura do sistema, enquanto o segundo precisa de motores para cada rastreador, que além de encarecerem devido a quantidade, valorizam o preço pela complexidade do motor, que nesse caso passa a atuar em dois eixos.

No caso do sistema de CPV, o seu CAPEX apresenta-se como o maior de todos porque além de possuir um aumento no preço pela estrutura de rastreamento a dois eixos, estima-se que os seus módulos sejam 20% mais caros do que os módulos de silício. O aumento em 40% no CAPEX do sistema 6 em relação ao sistema 1 é coerente com as estimativas do instituto alemão Fraunhofer (2015). Em uma de suas publicações<sup>33</sup>, o instituto estima que o CAPEX dos sistemas convencionais tem um valor médio atual de €1,00/Wp, enquanto que o CAPEX dos sistemas de CPV<sup>34</sup> gira em torno de €1,40/Wp a €2,20/Wp, ou seja, de 40% a 220% mais caro que o sistema convencional<sup>35</sup>.

Os aumentos no CAPEX dos sistemas 3 e 4 baseados no sistema 1 foram de 3,8% e 6,5%, respectivamente. Isso significa que o aumento no custo por conta da diferença de estrutura e rastreamento (não considerando a influência de 3% a mais nos custos de inversores) foi de 0,8% e 3,5% para os sistemas 3 e 4, concomitantemente. Esses valores são relativamente baixos, e mostram que tais sistemas podem ser muito competitivos com o convencional, a depender do ganho respectivo em produtividade.

A Tabela 4.8 mostra ainda a parcela de custo de cada equipamento no total do investimento. Com exceção do sistema 5, o preço do módulo é o que mais pesa no CAPEX, o que traz a reflexão de que a competitividade dos sistemas está diretamente atrelada à tendência de queda nos preços dos módulos. No caso do sistema 5, nota-se que o preço do BoS contribui consideravelmente para o valor total do investimento, mostrando que há um desafio de

---

<sup>32</sup> Com base nos produtos da empresa Mecasolar, reportados pela empresa CEI Solar

<sup>33</sup> Fraunhofer – *Current and Future cost of photovoltaics*. Fevereiro de 2015

<sup>34</sup> Com base em pesquisas do mercado alemão, para usinas de 10MW

<sup>35</sup> NREL&Fraunhofer – *Current Status of CPV Technology*. Janeiro de 2015

promover um aumento em produtividade que compense o aumento no custo de investimento para esses sistemas.

Os custos com OPEX apresentaram aumentos de sistema a sistema, conforme a mão de obra necessária para manutenção corretiva e o gasto com a reposição dos inversores. Os inversores de *string*, presentes nos sistemas 2 ao 6, são 38% mais caros que os inversores centrais, e sozinhos representam aumentos de 7,9%, como pode ser visto na diferença do sistema 2 para o 1. Em termos de mão de obra para manutenção, supõem-se que seria necessário o dobro de pessoas para um sistema fixo com inclinação variável, o triplo de pessoas para sistemas com rastreamento a 1 eixo, e o quádruplo de pessoas para sistemas com rastreamento a 2 eixos. Os aumentos no custo com OPEX chegam a 19,9% para sistemas de rastreamento a 2 eixos, o que representa um custo adicional de 12%, desconsiderando o efeito do custo com a troca dos inversores.

#### 4.2.3 Fluxos de caixa, indicadores econômicos e análises de investimento

Nessa seção, são propostos fluxos de caixa para cada sistema ao longo de 25 anos, tendo em vista os parâmetros resumidos na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – *Resumo dos parâmetros utilizados na montagem dos fluxos de caixa*

|  |                           |        |
|--|---------------------------|--------|
| Depreciação anual de produção dos módulos: |                           | -0,75% |
| Tarifa de venda de energia (R\$/kWh):      |                           | 0,30   |
| Reajuste anual de tarifa:                  |                           | 7,2%   |
| Financiamento                              | $Emp$ (%CAPEX)            | 70%    |
|  | $t_a$ (amortização, anos) | 20     |
|  | $t$ (taxa de juros)       | 9,2%   |
| Custo de Oportunidade                      | Índice: CDB (sem IR)      | 8,5%   |

São apresentadas as tabelas seguintes de fluxo de caixa para cada sistema, conforme definido na seção 3.4. Nos gráficos seguintes às tabelas de fluxo de caixa são ilustrados para cada sistema os crescimentos temporais do balanço anual, do balanço acumulado e do investimento alternativo em CDB a 8,5% a.a. (custo de oportunidade), bem como a representação do ano referente ao Payback. Em seguida, é apresentada para cada sistema uma tabela contendo os resultados obtidos da TIR, do Payback e LCOE.

Após apresentação individual dos resultados dos indicadores econômicos para cada sistema, faz-se uma comparação geral dos sistemas a partir do Gráfico 4.12.

### 4.2.3.1 Sistema 1

Tabela 4.11 – Sistema 1: Produtividade ao longo de 25 anos

|                         |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Ano                     | 0    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
| Produtividade (kWh/kWp) | 0    | 1689 | 1676 | 1664 | 1651 | 1639 | 1627 | 1614 | 1602 | 1590 | 1578 | 1567 | 1555 |
| Ano (continuação)       | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | 25   |
| Produtividade (kWh/kWp) | 1543 | 1532 | 1520 | 1509 | 1497 | 1486 | 1475 | 1464 | 1453 | 1442 | 1431 | 1420 | 1410 |

Tabela 4.12 – Sistema 1: Fluxo de caixa

|                           |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ano                       | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
| CAPEX (R\$/Wp)            | -1,55 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 |
| OPEX (R\$/Wp)             | 0     | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 |
| Receita (R\$/Wp)          | 0,00  | 0,51  | 0,54  | 0,57  | 0,61  | 0,65  | 0,69  | 0,74  | 0,78  | 0,83  | 0,89  | 0,94  | 1,00  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | -1,55 | 0,00  | 0,03  | 0,07  | 0,11  | 0,15  | 0,19  | 0,23  | 0,28  | 0,33  | 0,38  | 0,44  | 0,50  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | -1,55 | -1,54 | -1,51 | -1,44 | -1,33 | -1,19 | -1,00 | -0,77 | -0,49 | -0,17 | 0,21  | 0,65  | 1,15  |
| Ano (Continuação)         | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    | 25    |
| CAPEX (R\$/Wp)            | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | -0,40 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| OPEX (R\$/Wp)             | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 | -0,10 |
| Receita (R\$/Wp)          | 1,07  | 1,13  | 1,21  | 1,28  | 1,37  | 1,45  | 1,55  | 1,65  | 1,75  | 1,86  | 1,98  | 2,11  | 2,24  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | 0,56  | 0,63  | 0,70  | 0,78  | 0,86  | 0,95  | 1,04  | 1,14  | 1,65  | 1,76  | 1,88  | 2,01  | 2,14  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | 1,71  | 2,34  | 3,04  | 3,82  | 4,69  | 5,64  | 6,68  | 7,82  | 9,47  | 11,23 | 13,11 | 15,11 | 17,25 |

Tabela 4.13 – Sistema 1: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR

| LCOE          | Payback | TIR     |
|---------------|---------|---------|
| 0,381 R\$/kWh | 10 anos | 16,62 % |

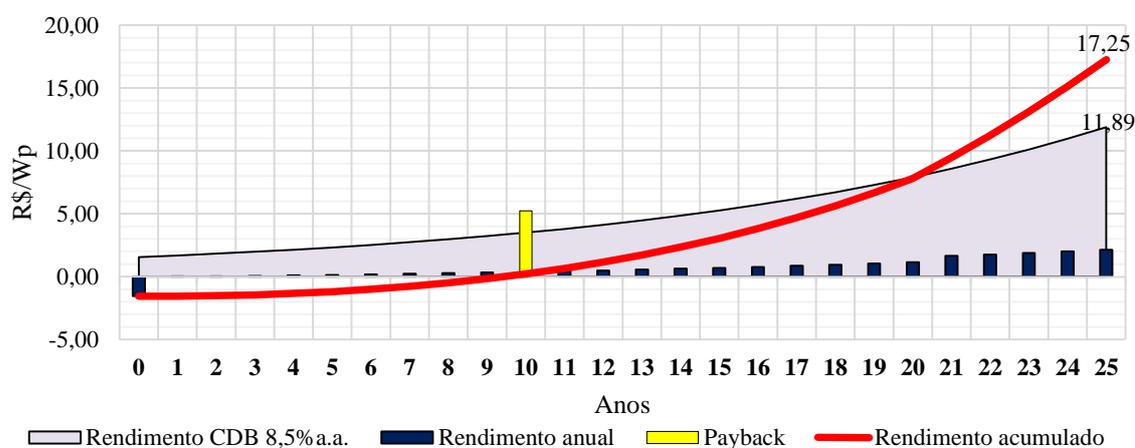


Gráfico 4.6 – Sistema 1: Rendimento anual e acumulado, Payback e Rendimento CDB

### 4.2.3.2 Sistema 2

Tabela 4.14 – Sistema 2: Produtividade ao longo de 25 anos

| Ano                     | 0    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Produtividade (kWh/kWp) | 0    | 1685 | 1672 | 1660 | 1647 | 1635 | 1623 | 1611 | 1599 | 1587 | 1575 | 1563 | 1551 |
| Ano (continuação)       | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | 25   |
| Produtividade (kWh/kWp) | 1539 | 1528 | 1516 | 1505 | 1494 | 1483 | 1471 | 1460 | 1449 | 1439 | 1428 | 1417 | 1406 |

Tabela 4.15 – Sistema 2: Fluxo de caixa

| Ano                       | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CAPEX (R\$/Wp)            | -1,59 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 |
| OPEX (R\$/Wp)             | 0,00  | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 |
| Receita (R\$/Wp)          | 0,00  | 0,51  | 0,54  | 0,57  | 0,61  | 0,65  | 0,69  | 0,73  | 0,78  | 0,83  | 0,88  | 0,94  | 1,00  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | -1,59 | -0,02 | 0,01  | 0,05  | 0,08  | 0,12  | 0,16  | 0,21  | 0,26  | 0,31  | 0,36  | 0,42  | 0,48  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | -1,59 | -1,61 | -1,60 | -1,55 | -1,47 | -1,34 | -1,18 | -0,97 | -0,71 | -0,41 | -0,05 | 0,37  | 0,84  |
| Ano (Continuação)         | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    | 25    |
| CAPEX (R\$/Wp)            | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | -0,41 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| OPEX (R\$/Wp)             | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 | -0,11 |
| Receita (R\$/Wp)          | 1,06  | 1,13  | 1,20  | 1,28  | 1,36  | 1,45  | 1,54  | 1,64  | 1,75  | 1,86  | 1,98  | 2,10  | 2,24  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | 0,54  | 0,61  | 0,68  | 0,76  | 0,84  | 0,93  | 1,02  | 1,12  | 1,64  | 1,75  | 1,87  | 1,99  | 2,13  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | 1,38  | 1,99  | 2,67  | 3,42  | 4,26  | 5,19  | 6,21  | 7,32  | 8,96  | 10,71 | 12,57 | 14,57 | 16,69 |

Tabela 4.16 – Sistema 2: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR

| LCOE          | Payback | TIR     |
|---------------|---------|---------|
| 0,396 R\$/kWh | 11 anos | 15,66 % |

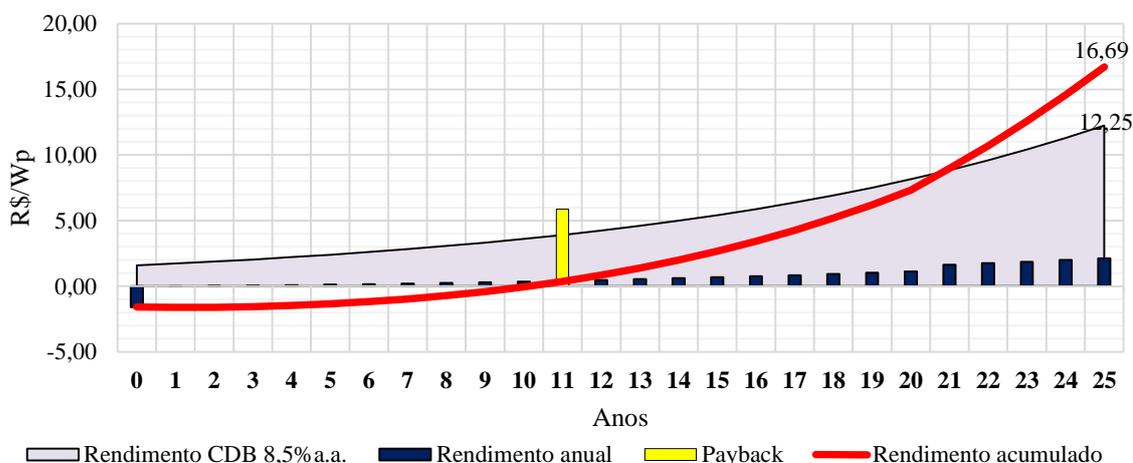


Gráfico 4.7 – Sistema 2: Rendimento anual e acumulado, Payback e Rendimento CDB

### 4.2.3.3 Sistema 3

Tabela 4.17 – Sistema 3: Produtividade ao longo de 25 anos

| Ano                     | 0    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Produtividade (kWh/kWp) | 0    | 1771 | 1758 | 1745 | 1731 | 1718 | 1706 | 1693 | 1680 | 1667 | 1655 | 1643 | 1630 |
| Ano (continuação)       | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | 25   |
| Produtividade (kWh/kWp) | 1618 | 1606 | 1594 | 1582 | 1570 | 1558 | 1547 | 1535 | 1523 | 1512 | 1501 | 1489 | 1478 |

Tabela 4.18 – Sistema 3: Fluxo de caixa

| Ano                       | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CAPEX (R\$/Wp)            | -1,61 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 |
| OPEX (R\$/Wp)             | 0,00  | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 |
| Receita (R\$/Wp)          | 0,00  | 0,53  | 0,57  | 0,60  | 0,64  | 0,68  | 0,72  | 0,77  | 0,82  | 0,87  | 0,93  | 0,99  | 1,05  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | -1,61 | 0,00  | 0,03  | 0,07  | 0,11  | 0,15  | 0,19  | 0,24  | 0,29  | 0,34  | 0,40  | 0,46  | 0,52  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | -1,61 | -1,61 | -1,57 | -1,50 | -1,40 | -1,25 | -1,05 | -0,82 | -0,53 | -0,19 | 0,21  | 0,67  | 1,18  |
| Ano (Continuação)         | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    | 25    |
| CAPEX (R\$/Wp)            | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | -0,42 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| OPEX (R\$/Wp)             | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 |
| Receita (R\$/Wp)          | 1,12  | 1,19  | 1,27  | 1,35  | 1,43  | 1,52  | 1,62  | 1,73  | 1,84  | 1,95  | 2,08  | 2,21  | 2,35  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | 0,59  | 0,66  | 0,73  | 0,81  | 0,90  | 0,99  | 1,09  | 1,19  | 1,72  | 1,84  | 1,96  | 2,10  | 2,24  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | 1,77  | 2,43  | 3,16  | 3,98  | 4,88  | 5,87  | 6,96  | 8,15  | 9,87  | 11,71 | 13,68 | 15,77 | 18,01 |

Tabela 4.19 – Sistema 3: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR

| LCOE          | Payback | TIR     |
|---------------|---------|---------|
| 0,382 R\$/kWh | 10 anos | 16,60 % |

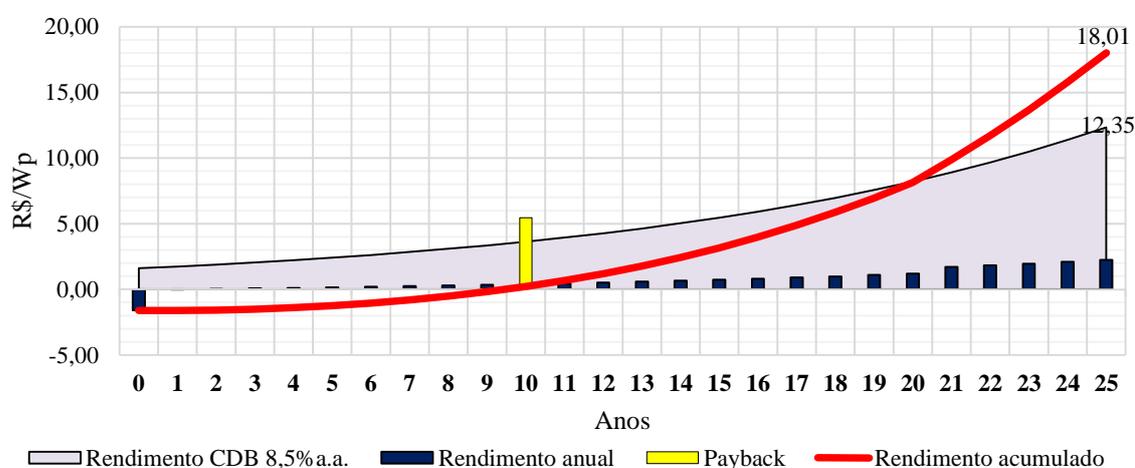


Gráfico 4.8 – Sistema 3: Rendimento anual e acumulado, Payback e Rendimento CDB

#### 4.2.3.4 Sistema 4

Tabela 4.20 – Sistema 4: Produtividade ao longo de 25 anos

| Ano                     | 0    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Produtividade (kWh/kWp) | 0    | 2116 | 2100 | 2084 | 2069 | 2053 | 2038 | 2023 | 2007 | 1992 | 1977 | 1963 | 1948 |
| Ano (continuação)       | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | 25   |
| Produtividade (kWh/kWp) | 1933 | 1919 | 1904 | 1890 | 1876 | 1862 | 1848 | 1834 | 1820 | 1807 | 1793 | 1780 | 1766 |

Tabela 4.21 – Sistema 4: Fluxo de caixa

| Ano                       | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CAPEX (R\$/Wp)            | -1,65 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 |
| OPEX (R\$/Wp)             | 0,00  | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 |
| Receita (R\$/Wp)          | 0,00  | 0,63  | 0,68  | 0,72  | 0,76  | 0,81  | 0,87  | 0,92  | 0,98  | 1,04  | 1,11  | 1,18  | 1,26  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | -1,65 | 0,09  | 0,13  | 0,17  | 0,22  | 0,27  | 0,32  | 0,37  | 0,43  | 0,50  | 0,56  | 0,63  | 0,71  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | -1,65 | -1,56 | -1,43 | -1,26 | -1,04 | -0,77 | -0,46 | -0,08 | 0,35  | 0,85  | 1,41  | 2,04  | 2,75  |
| Ano (Continuação)         | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    | 25    |
| CAPEX (R\$/Wp)            | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | -0,43 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| OPEX (R\$/Wp)             | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 |
| Receita (R\$/Wp)          | 1,34  | 1,42  | 1,51  | 1,61  | 1,71  | 1,82  | 1,94  | 2,06  | 2,19  | 2,33  | 2,48  | 2,64  | 2,81  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | 0,79  | 0,87  | 0,97  | 1,06  | 1,16  | 1,27  | 1,39  | 1,51  | 2,07  | 2,21  | 2,36  | 2,52  | 2,69  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | 3,54  | 4,41  | 5,38  | 6,44  | 7,61  | 8,88  | 10,27 | 11,79 | 13,86 | 16,08 | 18,44 | 20,96 | 23,65 |

Tabela 4.22 – Sistema 4: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR

| LCOE          | Payback | TIR     |
|---------------|---------|---------|
| 0,329 R\$/kWh | 8 anos  | 20,79 % |

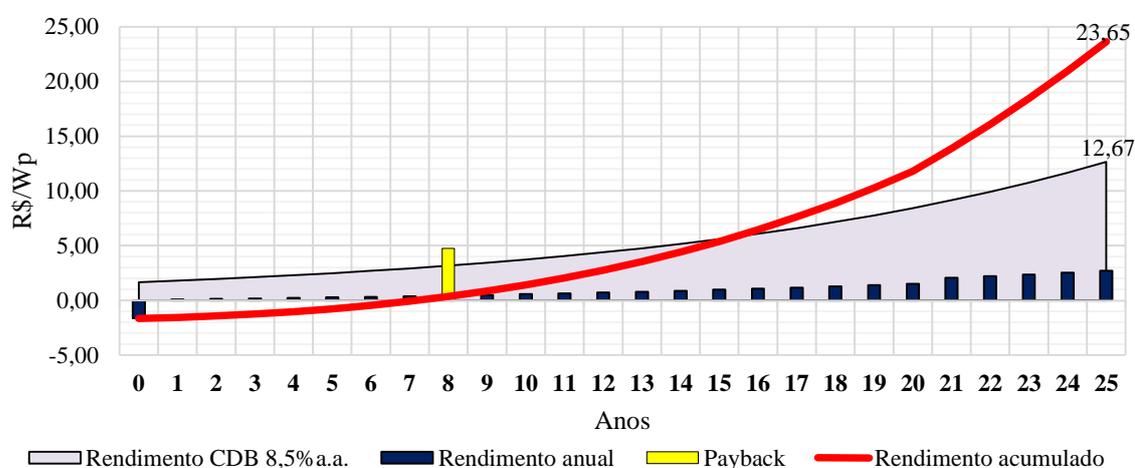


Gráfico 4.9 – Sistema 4: Rendimento anual e acumulado, Payback e Rendimento CDB

#### 4.2.3.5 Sistema 5

Tabela 4.23 – Sistema 5: Produtividade ao longo de 25 anos

| Ano                     | 0    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Produtividade (kWh/kWp) | 0    | 2288 | 2271 | 2254 | 2237 | 2220 | 2203 | 2187 | 2171 | 2154 | 2138 | 2122 | 2106 |
| Ano (continuação)       | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | 25   |
| Produtividade (kWh/kWp) | 2090 | 2075 | 2059 | 2044 | 2028 | 2013 | 1998 | 1983 | 1968 | 1953 | 1939 | 1924 | 1910 |

Tabela 4.24 – Sistema 5: Fluxo de caixa

| Ano                       | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CAPEX (R\$/Wp)            | -2,02 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 |
| OPEX (R\$/Wp)             | 0,00  | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 |
| Receita (R\$/Wp)          | 0,00  | 0,69  | 0,73  | 0,78  | 0,83  | 0,88  | 0,94  | 1,00  | 1,06  | 1,13  | 1,20  | 1,28  | 1,36  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | -2,02 | 0,04  | 0,08  | 0,13  | 0,18  | 0,23  | 0,29  | 0,35  | 0,41  | 0,48  | 0,55  | 0,63  | 0,71  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | -2,02 | -1,98 | -1,90 | -1,77 | -1,59 | -1,36 | -1,08 | -0,73 | -0,32 | 0,16  | 0,71  | 1,34  | 2,05  |
| Ano (Continuação)         | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    | 25    |
| CAPEX (R\$/Wp)            | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | -0,52 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| OPEX (R\$/Wp)             | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 |
| Receita (R\$/Wp)          | 1,44  | 1,54  | 1,64  | 1,74  | 1,85  | 1,97  | 2,10  | 2,23  | 2,37  | 2,52  | 2,68  | 2,86  | 3,04  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | 0,80  | 0,89  | 0,99  | 1,09  | 1,20  | 1,32  | 1,45  | 1,58  | 2,25  | 2,40  | 2,56  | 2,73  | 2,92  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | 2,85  | 3,74  | 4,72  | 5,81  | 7,02  | 8,34  | 9,79  | 11,37 | 13,61 | 16,01 | 18,58 | 21,31 | 24,22 |

Tabela 4.25 – Sistema 5: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR

| LCOE          | Payback | TIR     |
|---------------|---------|---------|
| 0,362 R\$/kWh | 9 anos  | 17,83 % |

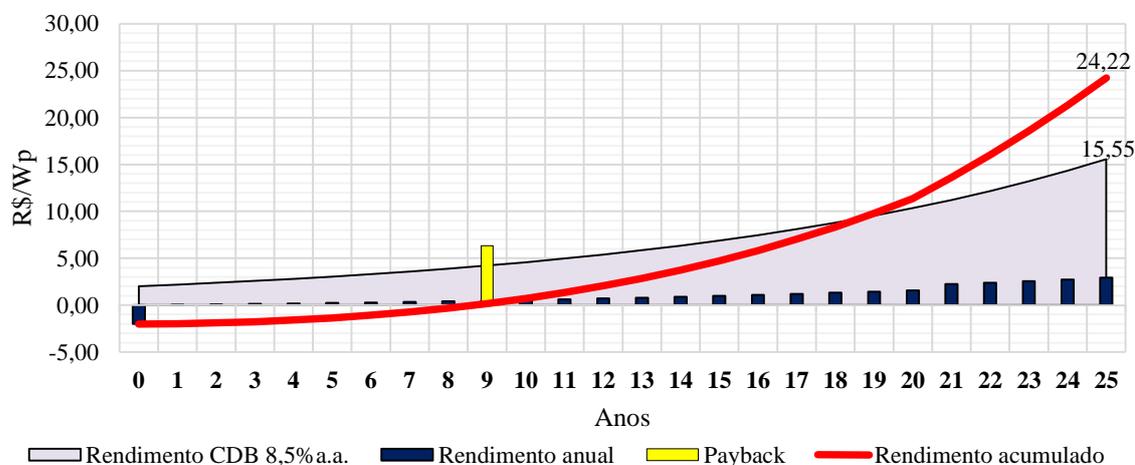


Gráfico 4.10 – Sistema 5: Rendimento anual e acumulado, Payback e Rendimento CDB

#### 4.2.3.6 Sistema 6

Tabela 4.26 – Sistema 6: Produtividade ao longo de 25 anos

| Ano                     | 0    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Produtividade (kWh/kWp) | 0    | 1639 | 1627 | 1615 | 1602 | 1590 | 1578 | 1567 | 1555 | 1543 | 1532 | 1520 | 1509 |
| Ano (continuação)       | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   | 24   | 25   |
| Produtividade (kWh/kWp) | 1497 | 1486 | 1475 | 1464 | 1453 | 1442 | 1431 | 1421 | 1410 | 1399 | 1389 | 1378 | 1368 |

Tabela 4.27 – Sistema 6: Fluxo de caixa

| Ano                       | 0     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CAPEX (R\$/Wp)            | -2,20 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 |
| OPEX (R\$/Wp)             | 0,00  | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 |
| Receita (R\$/Wp)          | 0,00  | 0,49  | 0,52  | 0,56  | 0,59  | 0,63  | 0,67  | 0,71  | 0,76  | 0,81  | 0,86  | 0,91  | 0,97  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | -2,20 | -0,20 | -0,17 | -0,14 | -0,10 | -0,06 | -0,02 | 0,02  | 0,06  | 0,11  | 0,16  | 0,22  | 0,28  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | -2,20 | -2,41 | -2,58 | -2,71 | -2,82 | -2,88 | -2,91 | -2,89 | -2,82 | -2,71 | -2,55 | -2,33 | -2,05 |
| Ano (Continuação)         | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    | 19    | 20    | 21    | 22    | 23    | 24    | 25    |
| CAPEX (R\$/Wp)            | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | -0,57 | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  | 0,00  |
| OPEX (R\$/Wp)             | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 | -0,12 |
| Receita (R\$/Wp)          | 1,03  | 1,10  | 1,17  | 1,25  | 1,33  | 1,41  | 1,50  | 1,60  | 1,70  | 1,81  | 1,92  | 2,05  | 2,18  |
| Rendimento anual (R\$/Wp) | 0,34  | 0,41  | 0,48  | 0,55  | 0,63  | 0,72  | 0,81  | 0,90  | 1,58  | 1,68  | 1,80  | 1,92  | 2,05  |
| Acumulado (R\$/Wp)        | -1,71 | -1,30 | -0,83 | -0,27 | 0,36  | 1,07  | 1,88  | 2,78  | 4,36  | 6,04  | 7,84  | 9,76  | 11,82 |

Tabela 4.28 – Sistema 6: Indicadores econômicos: LCOE, Payback e TIR

| LCOE          | Payback | TIR    |
|---------------|---------|--------|
| 0,544 R\$/kWh | 17 anos | 8,86 % |

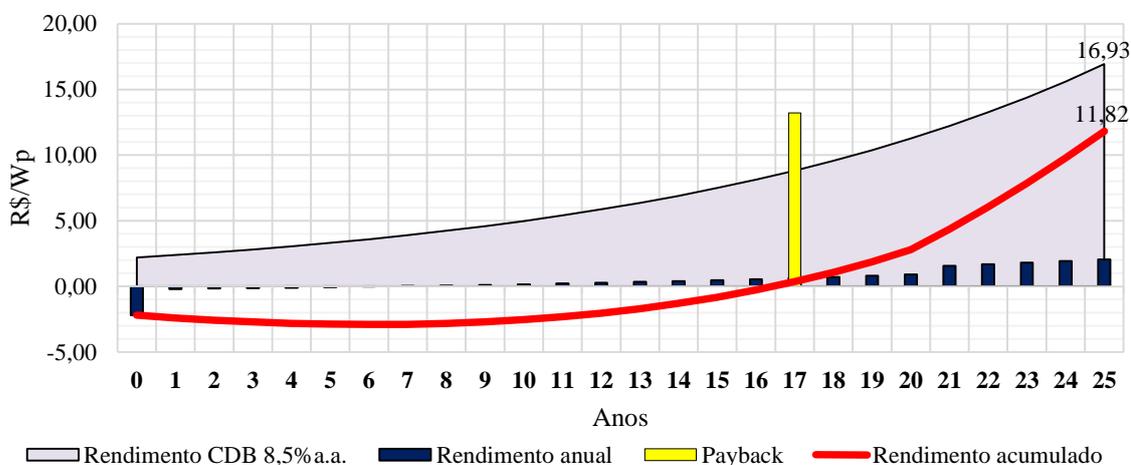


Gráfico 4.11 – Sistema 6: Rendimento anual e acumulado, Payback e Rendimento CDB

#### 4.2.3.7 Comparação entre os sistemas

O Gráfico 4.12 e o Gráfico 4.13 ilustram os resultados obtidos para todos os sistemas de LCOE, Payback e TIR.

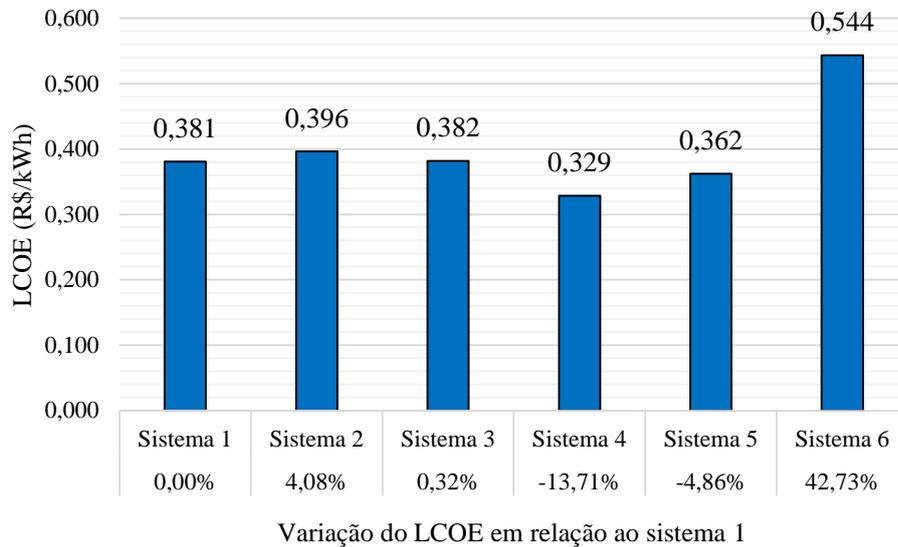


Gráfico 4.12 – Resultados do LCOE e variação em relação ao sistema 1

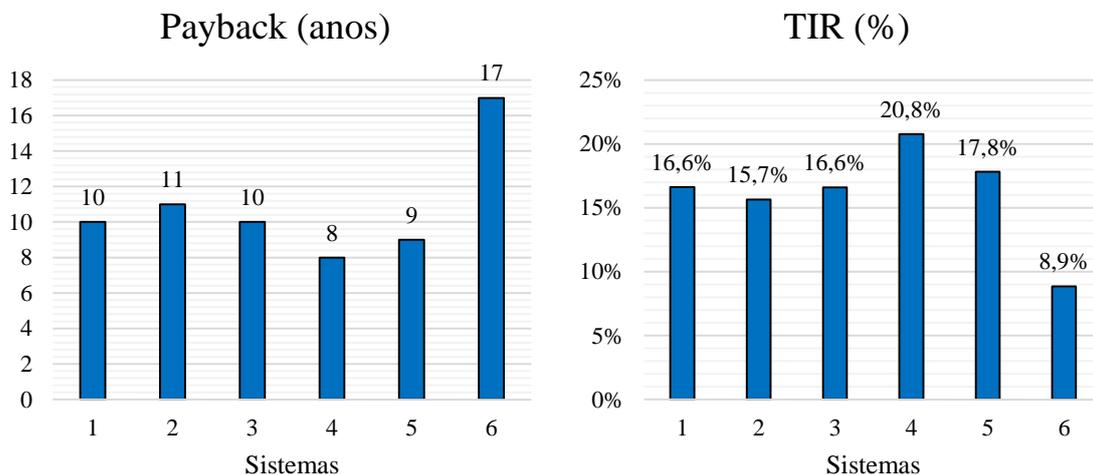


Gráfico 4.13 – Resultados do Payback e TIR para todos os sistemas

Dos resultados finais, nota-se que os sistemas com o melhor custo benefício foram o de rastreamento solar a 1 eixo e 2 eixos (sistemas 4 e 5). O sistema 4 apresenta um custo nivelado da energia 13,71% mais baixo que o sistema 1, seguido pelo sistema 5 com uma queda de 4,86%.

Os resultados de LCOE do Gráfico 4.12, quando comparados aos ganhos em produtividade relatados na Tabela 4.7, mostram que o incremento na produtividade dos sistemas 4 e 5 impactaram positivamente no critério econômico. Um resultado interessante é que apesar do sistema 5 se manifestar mais produtivo do que o sistema 4 (35,5% contra 25,3% de ganho em relação ao sistema 1), economicamente o sistema 4 mostra-se mais competitivo do que o sistema 5, confirmando que o último possui maior custo envolvido.

O LCOE do sistema 2 apresenta um aumento no custo da energia em aproximadamente 4%, quando comparado ao sistema 1. Os resultados mostram que o uso de inversores de *string* não apresentam vantagem quanto ao uso de inversores centrais.

No caso do sistema 3 (estrutura fixa com inclinação variável) o resultado mostra que o LCOE mantém-se praticamente constante em relação ao sistema 1, apesar de apresentar um aumento na produtividade em 4,9% (Tabela 4.7). Pode-se afirmar que o sistema 3 não é competitivo com o sistema 1 convencional.

O LCOE para o sistema 6 (CPV) foi o mais elevado dentre todos, demonstrando ser 42,73% mais caro do que o sistema 1. Esse resultado é coerente com os dados obtidos de produtividade e de custo de investimento do sistema 6. Nesse sistema observou-se uma produtividade 3,4% mais baixa que o sistema 1 (Tabela 4.7), com CAPEX e OPEX maiores que o sistema 1 em 42,3% e 19,9%, respectivamente.

Analisando a atratividade dos investimentos, por meio do Gráfico 4.13 nota-se que os sistemas 1 ao 5 obtêm um retorno do investimento entre 8 e 11 anos e valores de TIR entre 15,7% e 20,8%. Segundo entrevista com diretor comercial da empresa Sun Edison ©, o payback médio de usinas solares fotovoltaicas convencionais ocorre entre 8 e 12 anos, confirmando que os resultados obtidos são considerados razoáveis para as estimativas econômico-financeiras adotadas. Em termos da TIR, os sistemas 1 ao 5 mostram que são atrativos o suficiente para competir com aplicações financeiras que disponham de taxas de juros anuais entre 15,7% e 20,8%, que não são usuais atualmente.

A atratividade econômico-financeira dos sistemas pode ser verificada também nos Gráficos Gráfico 4.6, Gráfico 4.7, Gráfico 4.8, Gráfico 4.9, Gráfico 4.10 e Gráfico 4.11, onde cada um mostra um comparativo do valor que o capital inicial investido (a parte que não é financiada) iria render ao longo dos 25 anos caso fosse investido em um fundo CDB. Os resultados mostram que todos os sistemas são mais lucrativos do que aplicações no CDB a uma taxa líquida de 8,5% ao ano, com exceção do sistema 6.

Analisando financeiramente o sistema 6, observa-se que seu Payback se dá em 17 anos, e que ao final de 25 anos ele não rende mais do que uma aplicação do investimento inicial a uma taxa de juros anual de 8,5% (Gráfico 4.11). A TIR do sistema 6 foi de 8,9%, mostrando que o resultado do seu fluxo de caixa é pouco lucrativo.

Apesar do resultado negativo, o sistema de CPV poderia ser mais atrativo em uma outra análise, que envolvesse a comparação da energia gerada por metro quadrado (kWh/m<sup>2</sup>). Considerando que as células de tripla junção apresentam melhor eficiência, elas poderiam gerar mais energia do que os sistemas convencionais em um mesmo espaço. Essa análise foge ao escopo deste estudo pois envolve outras questões como a precificação de terrenos, sendo assim sugerida para trabalhos futuros.

Em resumo, pode-se afirmar que para o município de Jaíba e dentro dos parâmetros estudados, o sistema com rastreamento solar de 1 eixo horizontal (sistema 4) é o de maior viabilidade técnico-econômica dentre todos os sistemas analisados. O aumento no CAPEX e OPEX é pago pelo seu ganho em produtividade. Esse aumento permite que essa tecnologia seja competitiva com a convencional de estrutura fixa.

O sistema de rastreamento a 2 eixos (sistema 5) mostrou-se tecnicamente o mais produtivo dentre todos os sistemas. Entretanto o custo de se implantar tal estrutura é maior que implantar um rastreador a 1 eixo, apesar do sistema 5 ser um pouco mais viável do que o sistema 1.

O sistema fixo com inclinação variável (sistema 3) mostrou um baixo ganho em produtividade, que foi compensado proporcionalmente pelo aumento no seu custo, o que não gera vantagem de viabilidade em relação ao sistema 1.

O sistema 2 mostra que a adoção de inversores de *string* não resulta em ganhos técnicos de produtividade, apresentando apenas ganhos extras com custos de investimento e manutenção, que gerou uma leve desvantagem para o uso desse tipo de inversor.

Finalmente, verificou-se que para o sistema de concentradores fotovoltaicos – CPV (sistema 6) o ganho técnico em produtividade foi irrisório, dada a dimensão do incremento nos custos para esse tipo de investimento. Esse aspecto o torna pouco competitivo para o município de Jaíba, tratando-se da comparação de investimentos em uma mesma base de capacidade instalada, ou seja, em kWh/kWp.

A seguir, é proposta uma análise de sensibilidade do estudo técnico-econômico, com o objetivo de compreender como o resultado se modificaria após alterações nos principais parâmetros estimados de simulação.

### **4.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE**

A análise de sensibilidade estuda o comportamento do LCOE simultaneamente para os 6 sistemas em função de parametrizações da produtividade e do CAPEX.

O OPEX não foi levado em conta nessa análise pois a sua contribuição na variação do custo nivelado de energia é baixa. A partir do resultado das parametrizações, as hipóteses a respeito das variações nos sistemas são testadas, a fim de se chegar a conclusões mais gerais.

#### **4.3.1 LCOE x Produtividade**

O Gráfico 4.14 mostra como que o LCOE varia em função da mudança na produtividade dos sistemas, mantidos o CAPEX e o OPEX calculados na análise econômica.

Baseado em um LCOE de 0,400 R\$/kWh, o sistema 1 deve ser produtivo com 1600 kWh/kWp ao ano. Para os sistemas 2 ao 4 alcançarem o mesmo LCOE de 0,400 R\$/kWh, eles devem ser produtivos em no máximo 1750 kWh/kWp ao ano. Isso significa que um aumento acima de 9% em relação ao sistema 1 garantiria um menor LCOE para qualquer um desses sistemas. No caso dos sistemas 5 e 6, para o mesmo LCOE em questão, é necessário que se atinjam produtividades de 2150 e 2250 kWh/kWp ao ano, representando aumentos da ordem de 23% e 29%, respectivamente. Dessa forma, nota-se que os sistemas 5 e 6 precisam de ganhos significativos na produtividade para serem competitivos com o sistema 1 convencional, por serem bem mais caros.

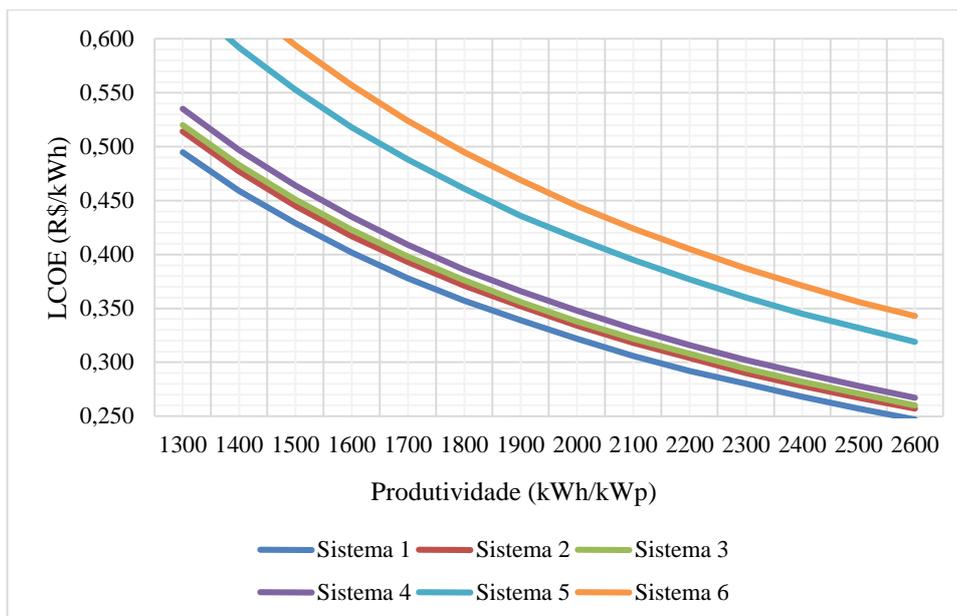


Gráfico 4.14 – Sensibilidade do LCOE em função da variação na produtividade para os 6 sistemas

Na análise técnica, foram obtidos resultados de produtividade dos sistemas (Tabela 4.7) para determinados parâmetros de simulação, incluindo os que definem as perdas de produtividade (Tabela 4.6). Considerando que tais parâmetros possam variar dentro de valores mínimos e máximos aceitáveis, foram realizadas outras 2 simulações para cada sistema, abrangendo o pior e o melhor caso de produtividade. A partir daí, investiga-se a variação esperada no LCOE.

A Tabela 4.29 resume os dados utilizados na análise de sensibilidade da produtividade em função dos parâmetros de simulação<sup>36</sup>.

---

<sup>36</sup> Mantidos fixos os dados meteorológicos e as perdas auxiliares.

Tabela 4.29 – Variação nos parâmetros de entrada de simulação no PVsyst para análise de sensibilidade da simulação

| Parâmetros de simulação das Perdas       | Sistemas  |           |             |           |           |             |
|--|-----------|-----------|-------------|-----------|-----------|-------------|
|  | 1 ao 5    |           |             | 6         |           |             |
|  | Pior Caso | Caso Base | Melhor Caso | Pior Caso | Caso Base | Melhor Caso |
| $P_{Temp} [U_c \text{ (W/m}^2\text{K)}]$ | 15        | 29        | 29          | 15        | 29        | 29          |
| $P_{qmod} \text{ (%)}$                   | 0,0%      | -2,5%     | -5,0%       | 10,0%     | 0,0%      | -10,0%      |
| $P_{LID} \text{ (%)}$                    | 2,0%      | 1,5%      | 1,0%        | -         | -         | -           |
| $P_{mis} \text{ (%)}$                    | 3,0%      | 2,0%      | 1,0%        | 3,0%      | 2,0%      | 1,0%        |
| $P_{ohm} \text{ (%)}$                    | 2,0%      | 1,5%      | 1,0%        | 2,0%      | 1,5%      | 1,0%        |
| $P_{IAM} \text{ [bo (adim)]}$            | 0,100     | 0,075     | 0,050       | 0,100     | 0,075     | 0,050       |
| $P_{suj} \text{ (%)}$                    | 10,0%     | 7,5%      | 5,0%        | 10,0%     | 7,5%      | 5,0%        |

Explicação da escolha dos dados:

- Condutividade térmica ( $U_c$ ): 15 a 29 W/m<sup>2</sup>K: o PVsyst considera 15 o pior valor, quando não há ventilação alguma atrás dos módulos, e 29 quando o módulo recebe livre circulação de ar;
- Qualidade do módulo FV ( $P_{qmod}$ ): o fabricante garante uma potência do módulo entre 0% e 5%, em relação à potência nominal.
- Qualidade do módulo CPV ( $P_{qmod}$ ): o fabricante garante uma potência do módulo entre -10% e 10%, em relação à potência nominal.
- LID, Mismatch, ôhmica e sujidade ( $P_{LID}$ ,  $P_{mis}$ ,  $P_{ohm}$ ,  $P_{suj}$ ): variações de máximo e mínimo sugeridas pela literatura (seção 3.3.4);
- IAM (bo) ( $P_{IAM}$ ): Pior/Melhor: 0,100 - 0,005, variação sugerida pelo PVsyst;

O resultado da variação da produtividade para a aplicação dos parâmetros da Tabela 4.29 pode ser visto no Gráfico 4.15.

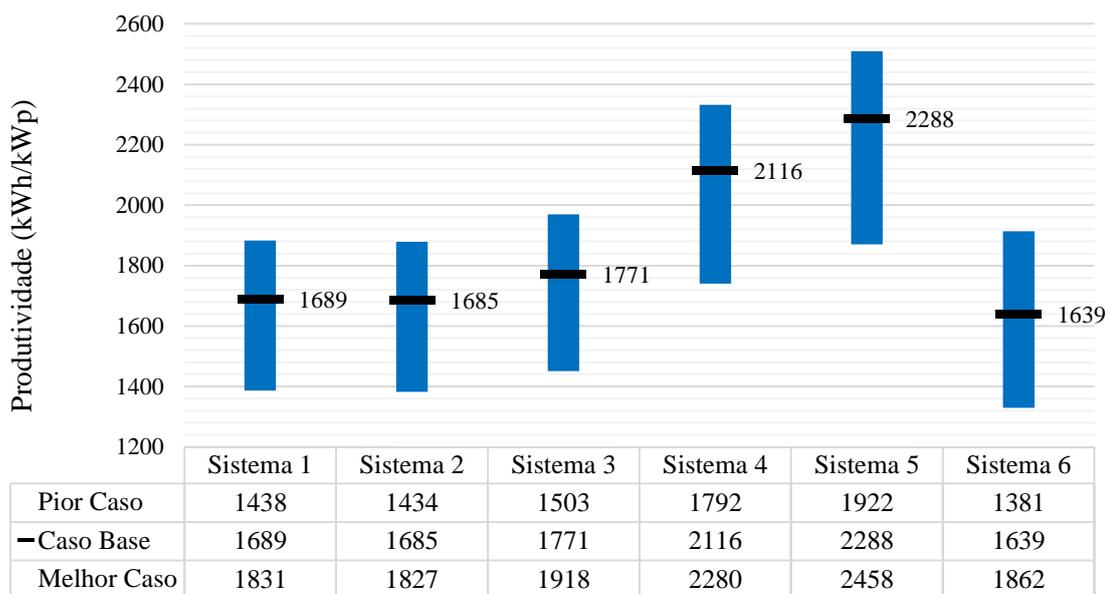


Gráfico 4.15 – *Sensibilidade da produtividade em função dos parâmetros de entrada de simulação no PVsyst*

O Gráfico 4.15 mostra que o uso de outros valores para as variáveis de simulação da produtividade dos sistemas pode gerar desvios consideráveis nos resultados. Como discutido previamente na seção 0, a perda térmica é uma das perdas que mais afeta a produtividade, logo a sua variação afeta os resultados em maior escala. No caso do CPV, houve uma grande variação por conta do critério de qualidade do módulo, no qual o fabricante aponta que o módulo pode produzir em uma faixa de 10% a mais ou a menos do que a potência nominal.

O Gráfico 4.16 considera a variação da produtividade apresentada no Gráfico 4.15 aplicada ao cálculo do LCOE.

No gráfico, nota-se que dentro da variação da produtividade o sistema 6 de CPV apresenta competitividade inferior a todos os outros sistemas. Esse resultado mostra que independente do ganho que o CPV apresente, é necessário que haja uma redução no seu custo de investimento, com base na estimativa da análise econômica.

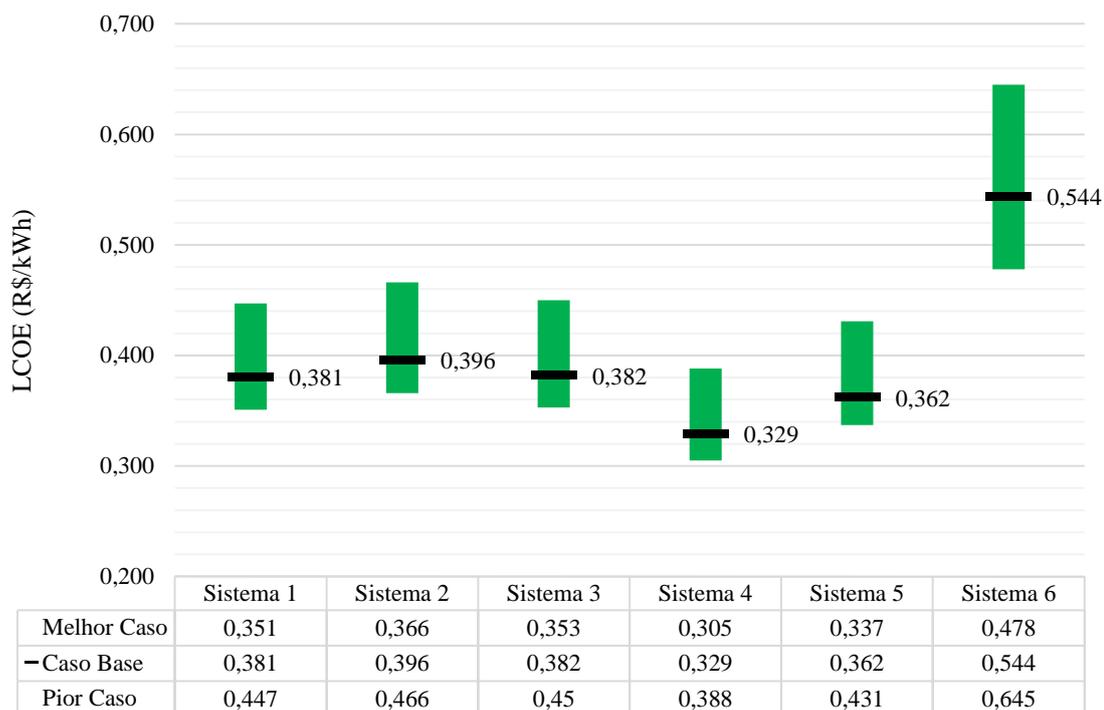


Gráfico 4.16 – Faixa de variação do LCOE em função do melhor e pior caso de produtividade para cada sistema

Para os outros sistemas, conclui-se que a variação dos parâmetros de simulação podem enviesar completamente o ranking de competitividade entre eles, apesar de estarem dentro de valores aceitáveis pela literatura e pelo programa PVsyst,

Dessa forma, para garantir resultados mais precisos de simulação e evitar comparações errôneas entre diferentes investimentos, é imprescindível a escolha adequada dos valores dos parâmetros de maior peso nos resultados, conforme apontado no estudo da seção 4.1.4.

#### 4.3.2 LCOE x CAPEX

O Gráfico 4.17 mostra a variação do LCOE em função da alteração do CAPEX, mantendo-se fixos a produtividade e o OPEX.

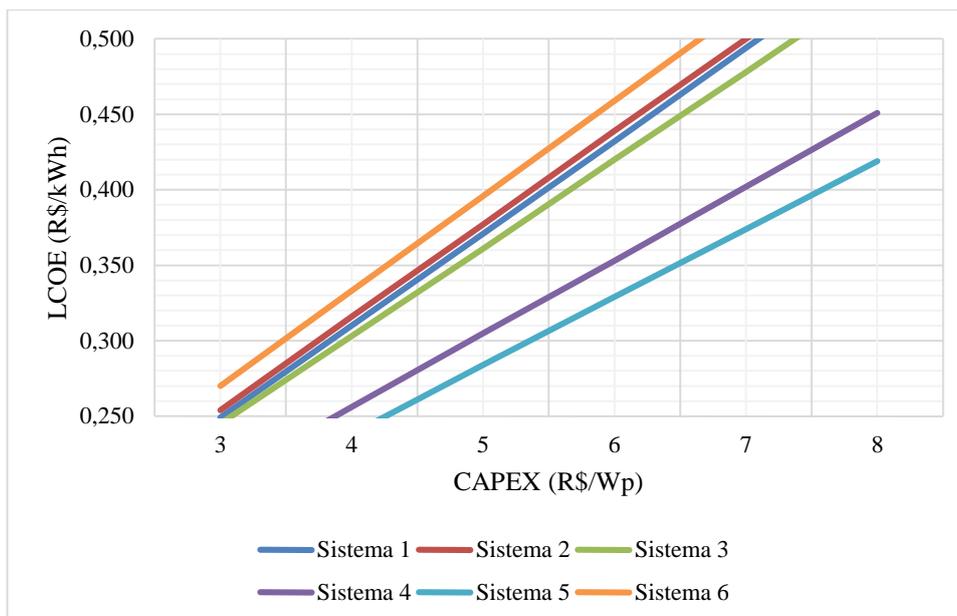


Gráfico 4.17 – *Sensibilidade do LCOE em função da variação no CAPEX para os 6 sistemas*

Analisando o Gráfico 4.17, percebe-se que para um mesmo valor de CAPEX, os sistemas apresentam valores de LCOE bem diferentes. Caso o investimento nos sistemas custasse o mesmo valor, os sistemas 4 e 5 seriam sempre os mais vantajosos. Entretanto, associado a esses sistemas se encontram custos adicionais com as estruturas de sustentação e rastreo solar, além da variação no preço dos módulos de CPV em relação aos módulos fotovoltaicos convencionais de silício.

Para analisar o impacto do preço das estruturas de sustentação dos módulos e rastreo solar no CAPEX, é proposta a variação dos seus custos em função do custo da estrutura fixa do sistema 1, e avaliada a sensibilidade do LCOE na Tabela 4.30.

Tabela 4.30 – Sensibilidade do LCOE para variações de custo da estrutura fixa com inclinação variável e rastreadores a 1 e 2 eixos – sistemas 3, 4 e 5

| LCOE - Sistemas 3, 4 e 5 |   |        |        |        |        |        |        |        |
|--------------------------|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Sistema                  | Aumento de custo dos sistemas de estrutura móvel em relação aos de estrutura fixa |        |        |        |        |        |        |        |
| 3                        | 0%  | 2%     | 4%     | 6%     | 8%     | 10%    | 12%    | 14%    |
|                          | 0,3796  | 0,3801 | 0,3806 | 0,3811 | 0,3816 | 0,3821 | 0,3826 | 0,3830 |
| 4                        | 180%  | 200%   | 220%   | 240%   | 260%   | 280%   | 300%   | 320%   |
|                          | 0,3568  | 0,3609 | 0,3650 | 0,3692 | 0,3733 | 0,3774 | 0,3815 | 0,3856 |
| 5                        | 0%  | 50%    | 100%   | 150%   | 200%   | 250%   | 300%   | 350%   |
|                          | 0,2977  | 0,3072 | 0,3167 | 0,3262 | 0,3357 | 0,3452 | 0,3547 | 0,3642 |

Legenda:

|  |  |
|--|--|
|  | Comparação com o sistema 1: LCOE = 0,381 |
|  | Comparação com o sistema 5: LCOE = 0,362 |
|  | Comparação com o sistema 4: LCOE = 0,329 |

Tabela 4.31 – Sensibilidade do LCOE para variações de custos dos módulos e do rastreador a 2 eixos – sistema 6

| LCOE - Sistema 6 |                      |       |       |       |       |       |       |       |
|------------------|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Módulo CPV       | Rastreamento 2 eixos |       |       |       |       |       |       |       |
|                  | 0%                   | 50%   | 100%  | 150%  | 200%  | 250%  | 300%  | 350%  |
| 40%              | 0,491                | 0,504 | 0,518 | 0,531 | 0,544 | 0,557 | 0,571 | 0,584 |
| 20%              | 0,453                | 0,467 | 0,480 | 0,493 | 0,506 | 0,520 | 0,533 | 0,546 |
| 0%               | 0,416                | 0,429 | 0,442 | 0,455 | 0,469 | 0,482 | 0,495 | 0,508 |
| -20%             | 0,378                | 0,391 | 0,404 | 0,418 | 0,431 | 0,444 | 0,457 | 0,471 |
| -40%             | 0,340                | 0,353 | 0,367 | 0,380 | 0,393 | 0,406 | 0,420 | 0,433 |
| -60%             | 0,302                | 0,316 | 0,329 | 0,342 | 0,355 | 0,369 | 0,382 | 0,395 |
| -80%             | 0,265                | 0,278 | 0,291 | 0,304 | 0,318 | 0,331 | 0,344 | 0,357 |

Legenda:

|  |  |
|--|--|
|  | Comparação com o sistema 1: LCOE = 0,381 |
|  | Comparação com o sistema 5: LCOE = 0,362 |
|  | Comparação com o sistema 4: LCOE = 0,329 |

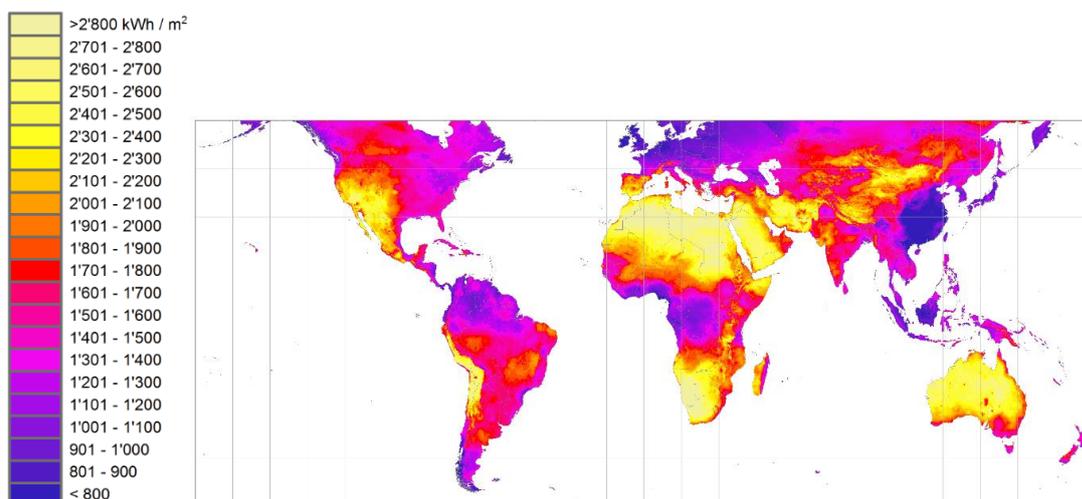
As Tabela 4.30 e Tabela 4.31 reúnem as seguintes informações:

- Para o sistema 3 ser mais competitivo no LCOE do que o sistema 1, o custo adicional da estrutura fixa de inclinação variável não deve passar de 4% em relação à estrutura fixa convencional;

- O sistema 4 é mais competitivo do que o sistema 5 quando os custos do rastreador solar a 1 eixo são no máximo 200% maiores (3 vezes mais) do que os custos da estrutura fixa convencional. Para custos acima de 300% (4 vezes mais), o sistema 1 passa a ser mais competitivo do que o 4.
- O sistema 5 é mais competitivo do que o sistema 4 quando o custo adicional do rastreador a 2 eixos não ultrapassa 150% (2,5 vezes mais) o custo da estrutura fixa convencional.
- O sistema 6 passa a ser competitivo quando o preço do módulo de CPV é pelo menos 40% menor em relação ao módulo convencional de silício e a sua estrutura de rastreamento a 2 eixos é no máximo 150% (2,5 vezes) mais cara do que a estrutura fixa convencional. Quanto maior o custo da estrutura de rastreamento, menor deve ser o custo do módulo de CPV frente ao FV convencional.

#### 4.3.3 Produtividade do sistema de CPV aplicado a outras cidades

A fim de verificar o impacto que a relação de DNI/GHI é capaz de gerar na produtividade dos sistemas de CPV, é replicado o estudo para outras cidades além de Jaíba, segundo a mesma fonte de dados meteorológicos utilizada anteriormente (Meteonorm 7.1).



**Fonte:** Meteonorm 7.1.5 – *Yearly sum of Direct Normal Irradiation*. Disponível em: [www.meteonorm.com](http://www.meteonorm.com). Acesso em: 22 nov 2015. (modificado).

Figura 4.5 – Soma da irradiação direta normal (DNI) que incide anualmente em toda região mundial

No cenário mundial apresentado na Figura 4.5, nota-se que o Brasil não é dos países que possui as maiores incidências de DNI, tendo índices menores do que a Austrália, a Arábia Saudita e uma boa parte dos países da África, além da região entre o México e os EUA. No Brasil, a região com maiores índices de DNI contempla o interior da Bahia e também boa parte de Minas Gerais, onde localiza-se o município de Jaíba. Logo, espera-se que outras cidades brasileiras, as quais se encontram fora da região mencionada, tenham desempenhos ainda menores para os sistemas de CPV.

Para a análise de sensibilidade, foram escolhidas as cidades listadas na Tabela 4.32. Esta tabela contém os respectivos índices de DNI/GHI e os resultados de produtividade para os sistemas 1 e 6. A partir dela é possível comparar o ganho dos sistemas de CPV em diversos locais no Brasil e no mundo.

Tabela 4.32 – *Ganho em produtividade do sistema 6 em relação ao sistema 1 para diferentes cidades no Brasil e no mundo*

| País           | Cidade        | DNI/GHI | Produtividade (kWh/kWp) |           |          |
|----------------|---------------|---------|-------------------------|-----------|----------|
|                |               |         | Sistema 1               | Sistema 6 | Variação |
| África do Sul  | Cape Town     | 0,702   | 1791                    | 1786      | -0,3%    |
| Alemanha       | Munique       | 0,502   | 1129                    | 852       | -24,5%   |
| Arábia Saudita | Sharorah      | 0,739   | 1895                    | 2009      | 6,0%     |
| Austrália      | Alice Springs | 0,736   | 1907                    | 2022      | 6,0%     |
| Brasil         | Belém         | 0,521   | 1425                    | 995       | -30,2%   |
| Brasil         | Brasília      | 0,616   | 1625                    | 1389      | -14,5%   |
| Brasil         | Cuiabá        | 0,539   | 1481                    | 1111      | -25,0%   |
| Brasil         | Jaíba         | 0,686   | 1689                    | 1639      | -3,0%    |
| Brasil         | Salvador      | 0,549   | 1516                    | 1124      | -25,9%   |
| Brasil         | São Luís      | 0,536   | 1469                    | 1032      | -29,7%   |
| Brasil         | São Paulo     | 0,451   | 1214                    | 780       | -35,7%   |
| Chade          | N'Djamena     | 0,611   | 1711                    | 1425      | -16,7%   |
| Chile          | Santiago      | 0,596   | 1506                    | 1266      | -15,9%   |
| China          | Golmud        | 0,682   | 1911                    | 1816      | -5,0%    |
| Egito          | Cairo         | 0,599   | 1623                    | 1319      | -18,7%   |
| Espanha        | Sevilla       | 0,632   | 1596                    | 1430      | -10,4%   |
| Estados Unidos | Phoenix       | 0,749   | 1848                    | 1970      | 6,6%     |
| Reino Unido    | Londres       | 0,421   | 911                     | 601       | -34,0%   |
| Sudão          | Khartum       | 0,635   | 1759                    | 1531      | -13,0%   |

Nota-se na Tabela 4.32 que são necessários índices de DNI/GHI maiores do que 0,7 para a

obtenção de ganhos na produtividade, utilizando-se sistemas de CPV ao invés de sistemas fotovoltaicos convencionais de estrutura fixa. Apenas em cidades de climas desérticos, como em Alice Springs no *outback* australiano, em Phoenix no estado do Arizona dos EUA, ou em Sharorah na Arábia Saudita, foram obtidos ganhos significativos, alcançando variações de 6,6%. Dentre as cidades brasileiras analisadas, Jaíba destaca-se como a mais favorável para o CPV. Outras cidades, como São Paulo e Belém, apresentaram péssimos resultados para o CPV, o que era esperado devido ao perfil climático das cidades com muita nebulosidade e chuva.

Nessa análise de sensibilidade não foi realizado um comparativo do custo nivelado da energia, pois os parâmetros econômicos podem variar muito entre as cidades do mundo, o que tornaria o estudo muito complexo e passível de erros.

Dessa forma, considera-se que a chance de um sistema de CPV ser mais competitivo do que um sistema fotovoltaico de estrutura fixa convencional depende consideravelmente do perfil climático do local de instalação, apresentando melhores resultados em locais áridos. A partir do potencial produtivo observado, nota-se a necessidade de um estudo econômico, que mostre que o sistema de CPV não tem custo mais elevado do que o convencional, como foi observado no estudo econômico realizado para Jaíba.

## 5 CONCLUSÕES

O método de análise técnico-econômica foi aplicado a 6 diferentes arranjos fotovoltaicos instalados no município de Jaíba, conforme a descrição seguinte:

- **Sistema 1:** Módulos FV de silício; estrutura e inclinação fixas; inversores centrais;
- **Sistema 2:** Módulos FV de silício; estrutura e inclinação fixas; inversores de *string*;
- **Sistema 3:** Módulos FV de silício; estrutura fixa e inclinação variável; inversores de *string*;
- **Sistema 4:** Módulos FV de silício; rastreador solar de 1 eixo; inversores de *string*;
- **Sistema 5:** Módulos FV de silício; rastreador solar de 2 eixos; inversores de *string*;
- **Sistema 6:** Módulos CPV de multi-junção com lentes Fresnel; rastreador solar de 2 eixos; inversores de *string*;

Conclui-se que os sistemas 4 e 5, de rastreamento a 1 e 2 eixos, são as melhores opções de investimento. Esses dois sistemas ganham em produtividade e custo da energia produzida, sendo mais vantajosos que os sistemas de estrutura fixa e o sistema de CPV.

Financeiramente, observa-se que os sistemas 1 ao 5, com células fotovoltaicas de silício, obtém retornos de investimento (Payback) em aproximadamente 8 a 11 anos e taxas internas de retorno (TIR) da ordem de 15% a 20%, mostrando-se mais atrativos do que investimentos bancários do tipo CDB, por exemplo. Já o sistema de CPV apresenta um Payback de 17 anos, com uma TIR de 8,9%, demonstrando que esse investimento é pouco lucrativo e que o seu custo de oportunidade é alto se comparado a outros investimentos mais simples e seguros.

O sistema 2 confirma que o uso de inversores de *string* ao invés de inversores centrais aumenta os custos adicionais, o que torna esse sistema aproximadamente 4% mais caro que o sistema convencional.

Para o sistema 3, observa-se que o uso de estruturas fixas com inclinação variável dos módulos gera um aumento na produtividade em relação ao sistema convencional em 4,9%. Economicamente, o aumento no custo dessa estrutura faz com que o custo nivelado da energia se equipare com o do sistema convencional, com uma diferença menor do que 0,5%. Por meio da análise de sensibilidade, infere-se que esse sistema é mais competitivo do que o sistema convencional para um custo adicional de estrutura de até 4%.

O sistema 4 com a estrutura de rastreamento a 1 eixo é o que apresenta melhor desempenho técnico-econômico, apesar do seu ganho em produtividade ser o segundo melhor dos seis sistemas. Esse resultado reforça que essa tecnologia dispõe de uma boa relação custo-

benefício. Por meio da análise de sensibilidade, comprova-se que o custo adicional da estrutura de rastreamento a 1 eixo sendo até 4 vezes mais caro que a estrutura fixa, ainda está em vantagem quanto ao LCOE.

O sistema 5, com rastreador a 2 eixos, apresenta o maior ganho em produtividade. Entretanto, esse sistema ocupa a segunda posição quanto ao custo da energia produzida, devido ao alto investimento na estrutura de rastreamento, estimada quatro vezes maior que a estrutura fixa. Ressalta-se na análise de sensibilidade que a estrutura de rastreamento a 2 eixos deverá custar no máximo duas vezes e meia mais que a estrutura fixa, para que o sistema 5 possa competir com o sistema 4 de rastreamento a 1 eixo e ser o melhor dentre os 6 sistemas.

A tecnologia de concentração solar fotovoltaica (CPV), analisada no sistema 6, obtém o pior rendimento técnico-econômico, com uma variação negativa da produtividade em (-3,4%) e o maior aumento em custo de investimento (42,3%) em relação ao sistema 1.

Notou-se que para o sistema de CPV ser tão competitivo quanto o sistema convencional, é necessário que os seus módulos sejam 40% mais baratos do que os módulos de silício, e que o custo do rastreamento a 2 eixos seja no máximo duas vezes e meia mais caro do que a estrutura fixa convencional. O estudo confirma ainda que nenhuma variação na produtividade do sistema 6 para o município de Jaíba, dentro de valores aceitáveis de simulação, torná-lo-ia mais competitivo do que os outros sistemas. Resume-se que, para Jaíba, o sistema de CPV é caro e pouco produtivo, sendo necessária uma redução considerável de custo investimento para torná-lo mais atrativo do que outros investimentos.

Acerca do ganho em produtividade do sistema de CPV aplicado a outras cidades do Brasil e do mundo, concluiu-se que a competitividade do CPV depende significativamente do perfil climático da região de instalação do sistema, e que é favorecido de forma considerável por climas áridos ou semiáridos, por exemplo, em desertos da Austrália e dos Estados Unidos. O município de Jaíba encontra-se em um das melhores regiões do Brasil para a instalação do CPV, que apesar de não apresentar um desempenho melhor em relação ao sistema convencional, mostra-se mais produtivo que nas outras cidades, como São Paulo e Belém.

Algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Simular a produtividade dos sistemas com outros softwares e outras bases de dados meteorológicos, afim de avaliar o impacto desses recursos nos resultados;
- Estudar o ganho dos sistemas de CPV em termos de energia produzida por área (kWh/m<sup>2</sup>), a fim de avaliar outros aspectos desse tipo de sistema, como a melhor eficiência das células.
- Estudar os sistemas fotovoltaicos de estrutura fixa com inclinação variável para mais inclinações ao longo do ano (3 ou 4), a fim de avaliar o ganho em produtividade e o seu ganho em competitividade econômica em relação ao sistema com estrutura fixa.
- Estudar mais aspectos que diferenciem os sistemas com inversores centrais dos sistemas com inversores de *string*, na avaliação da diferença em produtividade.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira – 2012**. Disponível em: <[www.abinee.org.br](http://www.abinee.org.br)>. Acesso em: 16 set. 2015.

ABNT. NBR 10899 **Energia solar fotovoltaica - Terminologia**. ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro. 2006.

ALCÂNTARA, E. C. (2013). **Ferramenta para estimar o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes estruturas de inclinação e tecnologias – uma análise comparativa do ganho proveniente da utilização de seguidor de Sol e concentrador solar**. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 117p.

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento. **Energia - Geração de vapor e energia renovável**. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 21 de novembro de 2015.

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento. **Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP**. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 21 de novembro de 2015.

BRANKER, K; PATHAK, M.J.M; PEARCE, J.M. **A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, p. 4470–4482, 2011.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – **Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos – 2014**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 02 out. 2015.

EPE – **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, 2012**. Disponível em <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em 03 de dezembro de 2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2015 – Ano base 2014**. Rio de Janeiro 2015. Disponível em: <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em 03 de dezembro de 2015.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, 2014**. Disponível em <[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)>. Acesso em 24 de outubro de 2015.

Fraunhofer & NREL – **Current Status of Concentrator Photovoltaic (CPV) Technology. 2015.** Disponível em: <[www.ise.fraunhofer.de/en](http://www.ise.fraunhofer.de/en)>. Acesso em: 02 out. 2015.

Fraunhofer Institute for Solar Energy ISE – **Photovoltaics Report. 2015.** Disponível em: <[www.ise.fraunhofer.de/en](http://www.ise.fraunhofer.de/en)>. Acesso em: 18 out. 2015.

GREENPEACE: **[R]evolução energética: a caminho do desenvolvimento limpo – Cenário Brasileiro 2013.** Disponível em: <[www.greenpeace.org](http://www.greenpeace.org)>. Acesso em 03 de outubro de 2015.

GSES – Global Sustainable Energy Solutions – **Grid-Connected PV Systems Design and Installation.** 7th Edition, Australia, 2010.

HOBSBAWM, ERIC J. **A era das revoluções: Europa 1789-1848.** 3. Rio de Janeiro: Paz e Terra. 1981.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Investment Outlook 2014.** Disponível em: <[www.iea.org](http://www.iea.org)>. Acesso em 03 de dezembro de 2015.

MARION et al. **Performance parameters for grid-connected PV systems.** In: IEEE photovoltaics specialists conference and exhibition, 31, 2005, Florida. Proceedings. IEEE: Piscataway, 2005.

PRB – Population Reference Bureau. **2015 World Population Data Sheet.** Disponível em: <[www.prb.org](http://www.prb.org)>. Acesso em 03 de outubro de 2015.

REN21 – Renewables 2015: **Global Status Report – 2015.** Disponível em: <[www.ren21.net](http://www.ren21.net)>. Acesso em: 02 set. 2015.

SHAFIEE, S.; TOPAL, E. **When will fossil fuel reserves be diminished? Energy and Policy,** n. 37, p. 181-189, 2008.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações.** 1º Ed. São Paulo: Érica, 2012, 224 p.

## **APÊNDICE**

## **A) ENTRADA DE DADOS NO PVSYST**

Nessa parte, mostra-se resumidamente como utilizar o programa PVsyst, a fim de facilitar a replicação do estudo<sup>37</sup>.

### **Versão do programa e observações**

Programa utilizado no trabalho:

- PVsyst V6.39, licença PREMIUM.

Consideração sobre a licença:

O PVsyst conta com duas licenças, a PREMIUM e a PRO30. A licença PRO30 possibilita a simulação de sistemas com até 30kW de potência, enquanto que a PREMIUM é ilimitada. É importante notar que a licença PRO30 não torna possível a modelagem dos sistemas propostos neste trabalho, dado que o sistema com a menor potência é da ordem de 100kW. É possível, para testar o programa, adquirir uma licença TRIAL válida por 30 dias, que não apresenta restrições de simulação.

---

<sup>37</sup> Mais informações sobre instruções de uso do programa pelo endereço eletrônico:  
<<http://files.pvsyst.com/help/>>

## Inicialização e criação do projeto de SFCR

Na tela inicial do programa, clicar em *Project Design* e *Grid-Connected* (Figura A.1).



Figura A.1 – PVsyst V6.39: tela inicial do programa

Para criar um projeto novo, deve-se clicar em *New Project* e inserir o nome do projeto em *Project's name* (Figura A.2). Não é necessário criar um projeto novo para cada sistema diferente, pois é possível armazenar diferentes arranjos na parte *System Variant*, clicando em *New variant*, o que possibilita a criação de diferentes situações para comparação.

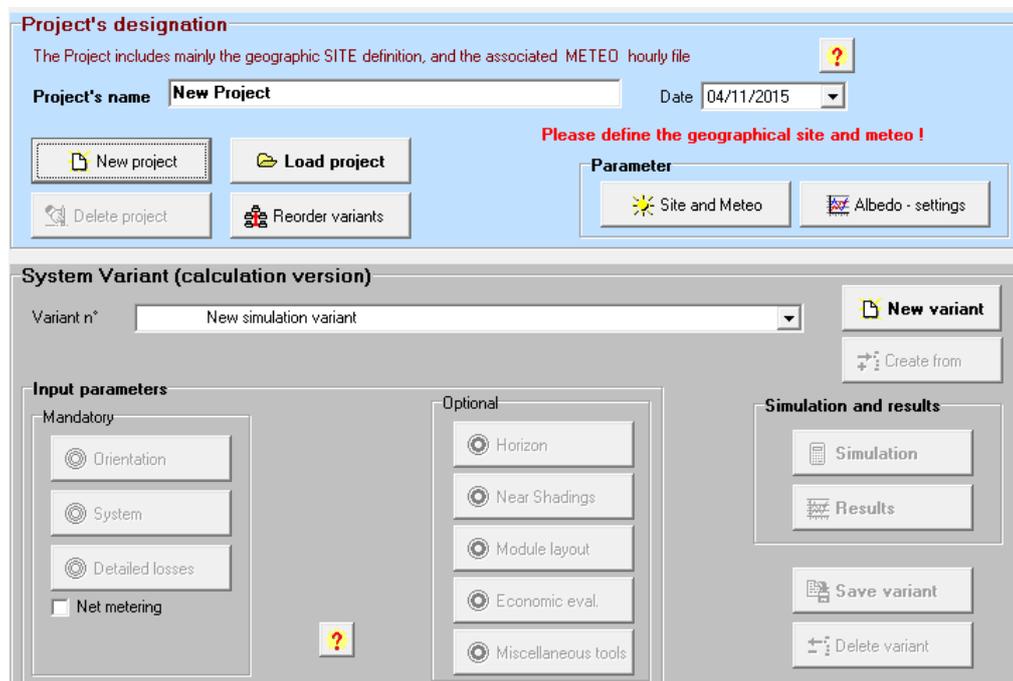


Figura A.2 – PVsyst V6.39: tela principal do projeto

## Localização, dados meteorológicos e coeficiente de albedo

Clicar em *Site and Meteo* (Figura A.2), escolher o país e a localidade. Caso a localidade não se encontre na base de dados do programa, deve-se clicar em *Open*, no canto direito superior da tela (Figura A.3) para definir o novo local.

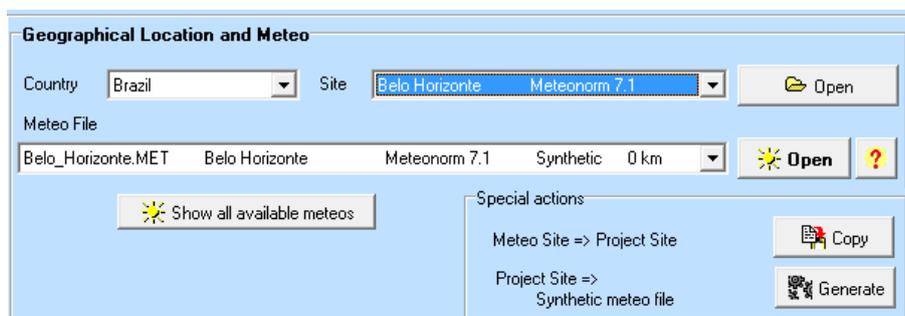


Figura A.3 – PVsyst V6.39: painel com informações de localização e dados meteorológicos

Na tela *Geographical site parameters*, clicar na aba superior direita *Interactive Map*, entrar com os dados de coordenadas da latitude e longitude da localização no espaço *Address*<sup>38</sup> e clicar em *Search*. Confirmado o local no mapa, clicar em *Import* (Figura A.4).

Na aba *Geographical Coordinates*, selecionar a base de dados meteorológicos, à direita na tela, e clicar em *Import* (Figura A.5) Confirmar que os dados (GHI, DHI, temperatura e vento) foram importados na aba *Monthly meteo* e finalizar clicando em *OK*. Voltando à mesma tela da Figura A.3, clicar em *OK*.

---

<sup>38</sup> Latitude e Longitude em formato graus decimais, com ponto “.” para separar os decimais e vírgula “,” para separar as coordenadas e “-” para Latitude Sul e Longitude Oeste. Exemplo: “-13.34 , 7.98” para 13,34° Sul e 7,98° Leste.

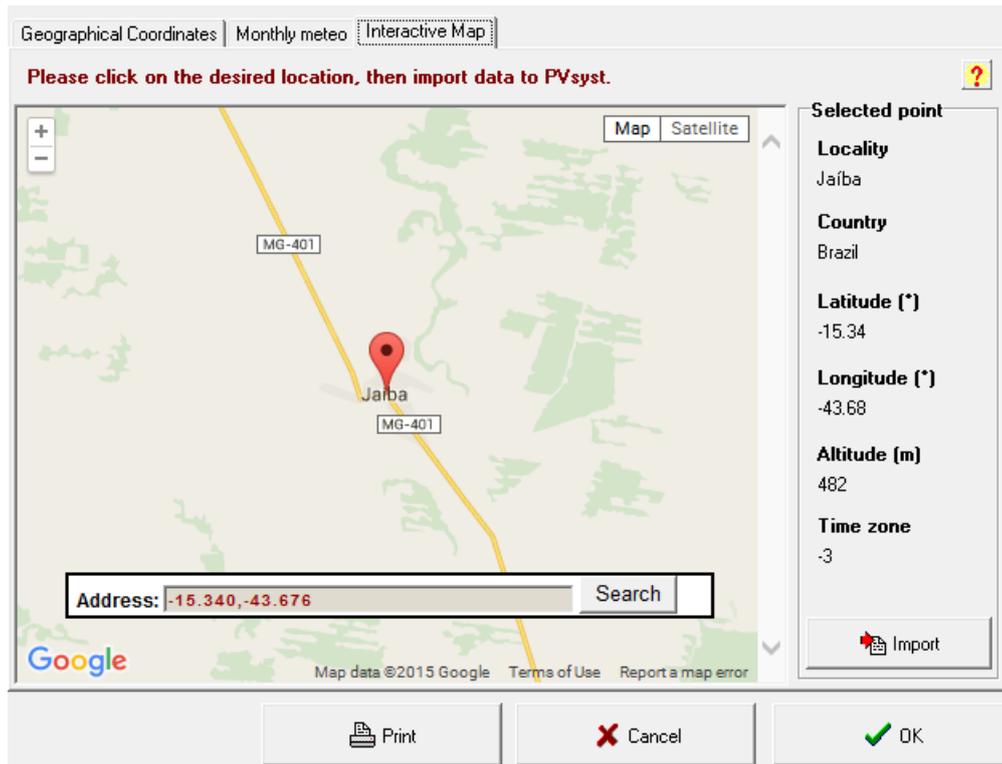


Figura A.4 – PVsyst V6.39: Escolha da localização geográfica do projeto

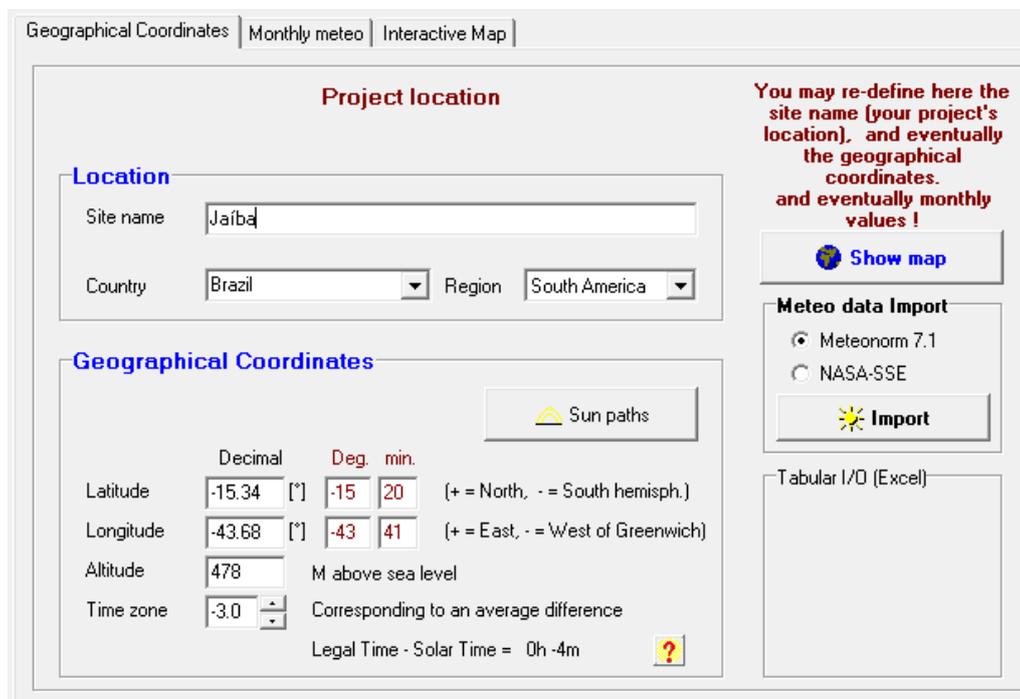


Figura A.5 – PVsyst V6.39: Escolha da base de dados meteorológicos

O coeficiente de albedo é escolhido a partir da tela principal do projeto (Figura A.2) clicando-se no ícone *Albedo - settings* e depois na aba *Albedo*. O programa permite ajustar um valor de coeficiente para cada mês do ano ou simplesmente um valor comum para todos, em *common value* (Figura A.6).

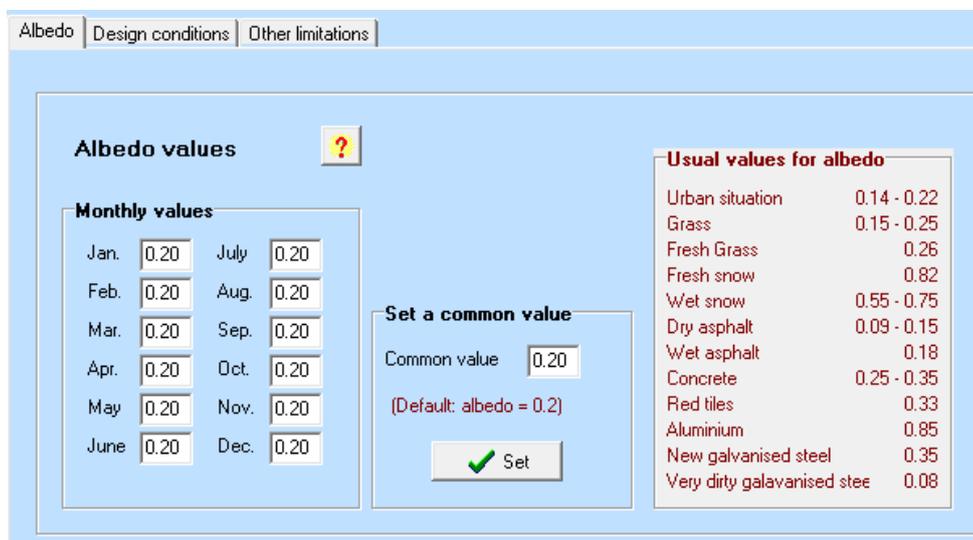


Figura A.6 – PVsyst V6.39: Escolha do coeficiente de albedo

## Estrutura de sustentação dos módulos e rastreamento solar

Na tela principal do projeto (Figura A.2), clicar no ícone *Orientation*. Em *Field type* (Figura A.7), selecionar:

- *Fixed Tilted Plane* para Estruturas fixas
  - Escolher a inclinação dos módulos em *Plane Tilt* e o azimute em *Azimuth*
- *Seasonal tilt adjustment* para Estruturas fixas com inclinação variável
  - Definir os meses de inverno na parte *Winter months*;
  - Escolher a inclinação dos módulos para os meses de verão e inverno, *Summer tilt* e *Winter tilt*, bem como o azimute dos módulos em *Azimuth*;
- *Tracking tilted or horiz. N-S axis* para Rastreadores a 1 eixo na horizontal
  - Escolher o ângulo e azimute do eixo de rotação da estrutura de rastreamento solar, em *Axis Tilt* e *Axis Azimuth*, respectivamente. Para o trabalho, ambos os ângulos são zero (horizontal N-S);
  - Definir os ângulos limite de rastreamento da estrutura, em *Phi min.* e *Phi max*;

- *Tracking two axis* para Rastreadores a 2 eixos.
  - Escolher os ângulos limite da estrutura de rastreamento para a inclinação, *Min. tilt* e *Max. tilt*, e para o azimute, *Min. azimuth* e *Max. azimuth*.

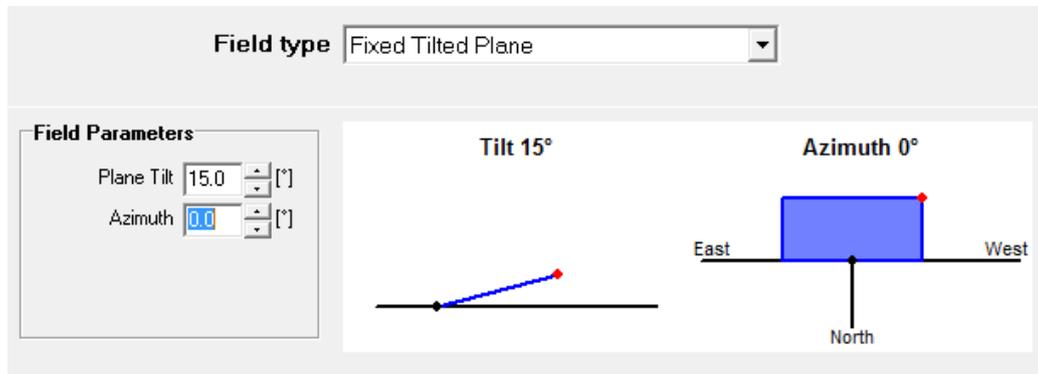


Figura A.7 – PVsyst V6.39: escolha do tipo de estrutura e rastreamento

## Arranjo do sistema

Na tela principal do projeto (Figura A.2), clicar no ícone *System*, para abrir a tela *Grid system definition*. Nessa tela (Figura A.8), definir:

- No espaço *Presizing Help*, definir a potência planejada (kWp) ou a área disponível para o projeto (m<sup>2</sup>);
- Em *Select the PV module*, selecionar o fabricante e o modelo do módulo a ser utilizado nos projetos:
  - Yingli Solar, modelo 255 Wp 26V Si-poly YL255-29b; OU
  - Soitec, modelo 2450 Wp 511V GaInP2/Ga CX-M500 1.00.086.
- Em *select the inverter*, selecionar o fabricante e o modelo do inversor a ser utilizado nos projetos:
  - Ingeteam, modelo 574 kW 505-820V TL 50/60Hz Ingecon Sun 570TL X300 DC Indoor; OU
  - Ingeteam, modelo 13 kW 300-820V 50/60Hz Ingecon Sun 12.5 TL M.
- Em *Design the array*, dentro de *Number of modules and strings*, selecionar:
  - A quantidade de módulos em série, no espaço *Mod. in series*; e
  - A quantidade de fileiras de módulos, no espaço *Nbre strings*.
- Voltando à parte *select the inverter*, selecionar a quantidade total de inversores do sistema.

A tela de definição do arranjo do sistema (Figura A.8) é dinâmica, sendo que o programa sugere arranjos série paralelo a partir das definições dos equipamentos e potência planejada, alertando ao projetista caso haja algum erro de dimensionamento.

The screenshot displays the 'Global System configuration' and 'Global system summary' sections. The 'Global system summary' table is as follows:

| Global system summary |          | Nominal PV Power | 2281 kWp  |
|-----------------------|----------|------------------|-----------|
| Nb. of modules        | 8946     | Maximum PV Power | 2225 kWdc |
| Module area           | 14525 m² | Nominal AC Power | 2296 kWac |
| Nb. of inverters      | 4        |                  |           |

The 'Sub-array name and Orientation' section shows 'PV Array' with a tilt of 15° and azimuth of 0°. The 'Select the PV module' section shows 'Yingli Solar' 255 Wp 26V Si-poly YL255P-29b. The 'Select the inverter' section shows 'Ingeteam' 574 kW 505-820 V TL 50/60Hz Ingecon Sun 570TL X300 DC Indoor. The 'Design the array' section shows 21 modules in series and 426 strings, with a total of 8946 modules and 14525 m² area. A warning message states 'The inverter power is slightly oversized.' and the 'Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C' is 2038 kW.

Figura A.8 – PVsyst V6.39: escolha dos equipamentos e arranjo do sistema

## Perdas associadas

Na tela principal do projeto (Figura A.2), clicar no ícone *Detailed losses*, para abrir a tela *PV field detailed losses parameter*. Nessa tela (Figura A.9), definir a partir das abas:

- *Thermal parameter*: a constante de perda térmica  $U_c$
- *Ohmic Losses > loss fraction at STC*: a fração de perda ôhmica por cabeamento em relação em condições padrão (STC), na parte
- *Module quality - LID - Mismatch*:
  - *Module efficiency loss*: perda percentual de eficiência do módulo por conta da sua qualidade

- *LID loss fator*: perda percentual de eficiência do módulo por conta da degradação induzida pela luz
- *Mismatch Losses > Power Loss at MPP*: perda percentual de eficiência do arranjo em série dos módulos por conta da diferença de potência entre eles.
- *Soiling loss*: fator de perda anual por conta de sujeira nos módulos
- *IAM Losses*: coeficiente bo, que define a perda pelo ângulo de incidência da irradiância nos módulos
- *Auxiliaries*: perda contínua por equipamentos auxiliares, em W ou perda proporcional à potência de operação do sistema, em W/kW

Thermal parameter | Ohmic Losses | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries | Unavailability

You can define either the Field thermal Loss factor or the standard NOCT coefficient:  
the program gives the equivalence !

**Field Thermal Loss Factor**

Thermal Loss factor  $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$

Constant loss factor  $U_c$  29.0 W/m²K ?

Wind loss factor  $U_v$  0.0 W/m²K / m/s

**Default value acc. to mounting**

"Free" mounted modules with air circulation

Semi-integrated with air duct behind

Integration with fully insulated back

**NOCT equivalent factor**

NOCT (Nominal Operating Cell temperature) is often specified by manufacturers for the module itself. This is an alternative information to the U-value definition which doesn't make sense when applied to the operating array.

**Don't use the NOCT approach. This is quite confusing when applied to an array !**

See the NOCT anyway ?

Figura A.9 – PVsyst V6.39: escolha dos parâmetros de perda do sistema

## Simulação e Resultados

Após definidos a orientação do sistema e arranjo, bem como as perdas associadas, voltar à tela principal do projeto (Figura A.2) e clicar no ícone *Simulation*. Na tela que se abre (Figura A.10), definir o nome do sistema no campo *Variant* e em seguida apertar o botão *Simulation*. Após o término da simulação, apertar em *OK*.

| Simulation parameters |                                      |             |            |               |                   |
|-----------------------|--------------------------------------|-------------|------------|---------------|-------------------|
| Variant               | Sistema 1: FV, Est Fixa, Inv Central |             |            |               |                   |
| Project               | TCC Luan 2015 - Jaiba                | PV module   | YL255P-29b | Inverter      | Ingecon Sun 570TL |
| Site                  | Jaiba                                | Unit power  | 255 Wp     | Unit power    | 574 kW            |
| Horizon               | Free Horizon                         | Nb. modules | 8946       | Nb. inverters | 4                 |
| System                | Grid-Connected                       | Array Power | 2281 kWp   | Prom AC       | 2296 kWac         |

| Preliminary definitions                                       | Simulation dates  |
|---|---|
| Optional further definitions, For refined data analysis only. | These dates correspond to the dates of your meteo file. They cannot be overcome.                          |
| Hourly data storage   | from: 01/01/1990 <input checked="" type="checkbox"/> Meteo beginning                                      |
| Special graphs  | up to: 31/12/1990 <input checked="" type="checkbox"/> Meteo end   |
| Output File   | NB: 1990 indicates a generic year, i.e. which doesn't correspond to really measured data for a given time |
| Batch simulation  |   |

|                 |            |         |
|-----------------|------------|---------|
| Back to params. | Simulation | Results |
|-----------------|------------|---------|

Figura A.10 – PVsyst V6.39: Simulação e entrada do nome da variante do projeto

Após rodar a simulação, é mostrado na tela da Figura A.12 um resumo com os resultados principais:

- Produção de energia anual: *System Production* (MWh/ano)
- Produtividade anual: *Specific prod.* (kWh/kWp/ano)
- Taxa de performance: *Performance Ratio* (adimensional)
- Produtividade normalizada: *Normalized prod.* (kWh/kWp/dia)
- Perdas do arranjo FV: *Array losses* (kWh/kWp/dia)
- Perdas do sistema: *System losses* (kWh/kWp/dia)

A partir daí, clicando no ícone *Report* é possível gerar um relatório contendo um resumo do sistema e os seus respectivos resultados, incluindo um gráfico com as perdas (Figura A.11), como as da figura. Ainda na tela de resultados, pode-se gerar tabelas e gráficos específicos da simulação, que não foram apresentados no relatório, clicando nos botões: *Tables*, *Predef. graphs* e *Hourly graphs*.

Loss diagram for "Sistema 1: FV, Est Fixa, Inv Central" - year

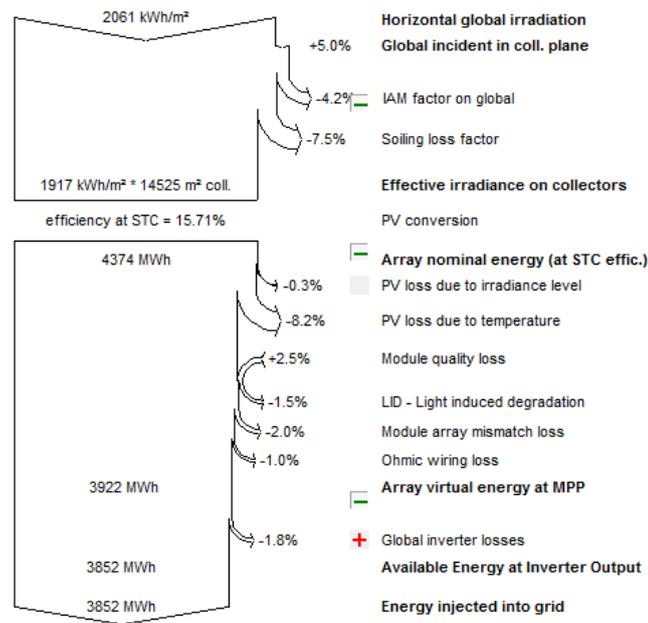


Figura A.11 – PVsyst V6.39: Exemplo de um diagrama de perdas anuais

O ícone *Economic evaluation* permite entrar com parâmetros econômico-financeiros para uma estimativa do custo da energia, com base na produtividade anual do sistema.

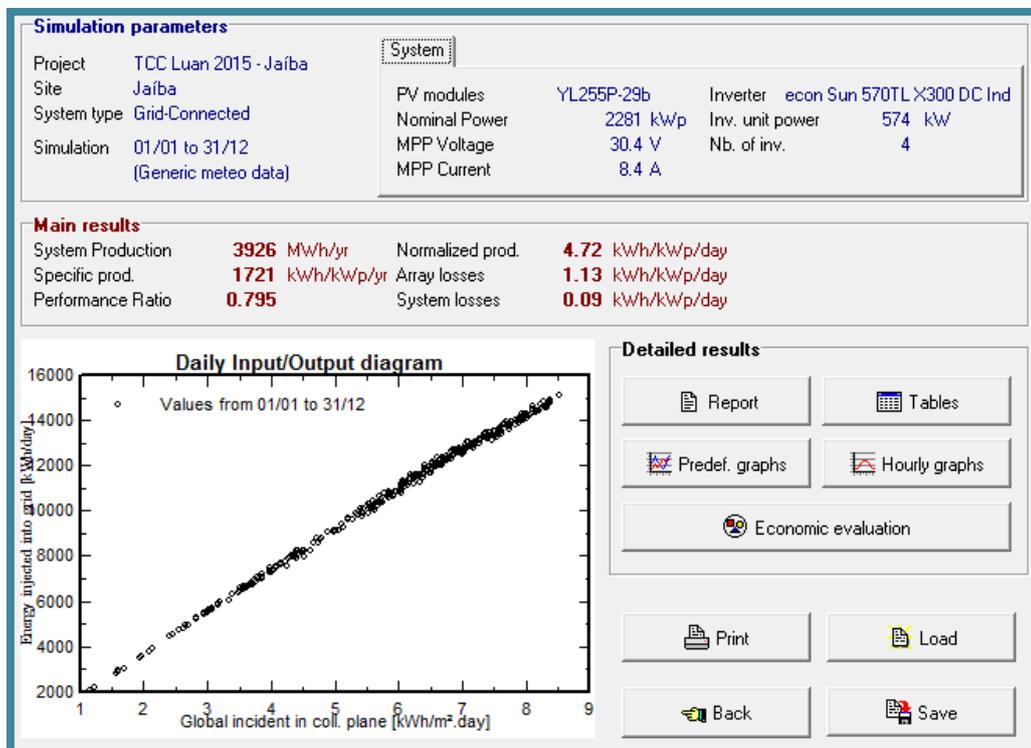


Figura A.12 – PVsyst V6.39: Resultados