

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**Estudo da implantação de uma miniusina solar
fotovoltaica na UNIFEI: aspectos técnicos,
econômicos e exergéticos**

Tatiane Caetano Silva

Itajubá, 13 de agosto de 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Tatiane Caetano Silva

**Estudo da implantação de uma miniusina solar
fotovoltaica na UNIFEI: aspectos técnicos,
econômicos e exergéticos**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutora em Ciências em Engenharia Mecânica.

Área de Concentração: Térmica e Fluidos

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula – FEG/UNESP

Prof. Dr. José Luz Silveira – FEG/UNESP

Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio - UNIFEI

Prof. Dr. Victor Eduardo Mello Valério - UNIFEI

Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado (Orientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia (Co-Orientador) - UNIFEI

Agosto de 2021
Itajubá

SILVA, Tatiane Caetano

Estudo da implantação de uma miniusina solar fotovoltaica na UNIFEI, aspectos técnicos, econômicos e exergéticos/ Tatiane Caetano Silva – Itajubá: UNIFEI, 2021.

220p.

Tese (doutorado) – Universidade Federal de Itajubá, 2021.

Orientador: Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado

Co-Orientador: Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia

1. Energia Solar Fotovoltaica – Análise Técnica – Viabilidade
Econômica – Análise Exergética

I. Coronado, Christian J. R. II. Universidade Federal de Itajubá III.
Estudo da implantação de uma miniusina solar fotovoltaica na UNIFEI,
aspectos técnicos, econômicos e exergéticos.

Dedicatória

Dedico este trabalho primeiramente à Deus, a Délcia Felícia de Lima (in memoriam) e a todos aqueles que de alguma forma me incentivaram a seguir os meus objetivos.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à Deus por me amparar nos momentos difíceis, me dar força interior para superar as dificuldades, mostrar o caminho nas horas incertas e me suprir em todas as minhas necessidades.

Aos meus pais Ricardo e Délcia por terem me proporcionado educação e formação. Em especial a minha mãe Délcia (in memoriam) que em muitos momentos renunciou aos seus sonhos para que eu pudesse viver os meus.

As minhas irmãs Taciane e Taiãne por todo apoio e incentivo nos momentos mais difíceis.

Aos colegas e amigos da pós-graduação, em especial ao Alisson, Bruno e Eudes por todo apoio e ajuda nesta caminhada.

Ao meu namorado Fábio que sempre me apoia em tudo que faço, me incentivando a não desistir e a conseguir alcançar meus objetivos.

A toda minha família, pelo apoio e torcida.

Aos meus orientadores Christian Jeremi Rodriguez Coronado, Eduardo Crestana Guardia pela constante ajuda e contribuição neste trabalho.

A todos os professores, que deram grande contribuição para minha formação e ajudaram a fazer com que meu trabalho fosse concluído.

À CAPES pelo apoio financeiro através do programa de bolsas e ao Instituto de Engenharia Mecânica – IEM pela estrutura fornecida para desenvolvimento desse trabalho.

Epígrafe

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade” –Albert Einstein.

Resumo

Silva, T. C (2021), *Estudo da implantação de uma miniusina solar fotovoltaica na UNIFEI, aspectos técnicos, econômicos e exergéticos*, Itajubá, 220p. Tese (Doutorado em Conversão de Energia) – Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá

Este trabalho apresenta análises técnica, econômica, de risco e de sensibilidade da instalação de uma miniusina fotovoltaico na Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Sendo considerados três cenários técnicos. O Cenário I – dimensionamento do sistema de acordo com potência já instalada, Cenário II – dimensionamento limitado a demanda contratada, Cenário III – dimensionamento do sistema para atender o consumo total de energia no campus e três cenários econômicos (Pessimista, Mais provável e Otimista). Além disso realiza-se análise exergética e de sensibilidade de um micro gerador fotovoltaico de 1.252Wp. A análise técnica apresentou a contribuição energética do sistema FV de acordo com três cenários analisados sendo os Cenários I, II e III capaz de proporcionar uma redução anual no consumo de energia de 38,5%, 57,26% e 81,16%, respectivamente. Para a análise econômica foram usados os indicadores: VPL, TIR, e o Custo Nivelado de Energia (LCOE), como instrumentos à tomada de decisão; além disso, foi realizada a análise de sensibilidade e análise de risco de investimento utilizando a simulação de Monte Carlo, com auxílio do *software Crystal Ball*. A análise econômica indica a viabilidade do projeto, nos cenários Mais provável e Otimista, análise de sensibilidade apresenta a TMA como a variável que mais afeta a viabilidade do projeto. A análise de risco do investimento apresenta uma grande viabilidade econômica, superior a 94% para todos os cenários. A comparação entre os índices de desempenho de um sistema FV real em comparação ao simulado com auxílio do *software PVSyst*, apresentou diferença de 0,052% entre o desempenho global (PR) do sistema real e o simulado no PVSyst, em relação aos valores anuais. Da análise de eficiência exergética o sistema FV é possível observar o efeito do sombreamento na eficiência exergética do sistema. Do diagrama de Grassmann constata-se que a maioria das irreversibilidades que causam a exergia destruída ocorre nos módulos fotovoltaicos. Sendo a exergia destruída na conversão da energia solar, responsável por 70% da exergia de entrada. A análise de sensibilidade exergética apresentou a velocidade do vento como a variável de maior impacto na eficiência exergética, independente da estação do ano analisada.

Palavras-chave: Análise Técnica, Análise Econômica, Análise Exergética, Análise de Sensibilidade, Dimensionamento, Energia Solar Fotovoltaica.

Abstract

Silva, T. C (2021), *Study of the implementation of a solar photovoltaic plant at UNIFEI, technical, economic and exergy aspects*, Itajubá, 220p. Thesis – Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá

This thesis presents technical, economic, risk, and sensitivity analysis for a micro photovoltaic power plant installed at the UNIFEI campus. For technical analysis it was modeled three different scenarios: Scenario I, the system modeled in accordance with the capacity installed; Scenario II, the system modeled by the limits of contracted demand; Scenario III, the system modeled to meet total consumption on campus; along with three economic scenarios: pessimistic, more likely, and optimistic. Besides, a real micro photovoltaic generator of 1252 Wp was addressed using exergy and sensitivity analysis. The technical analysis presented the energetic contribution of the PV system in the three scenarios evaluated. Scenarios I, II, and III showed the possibility to reduce yearly 38.5%, 57.26%, and 81.16%, respectively, of the consumption of electricity. For the economic evaluation, VPL, IRR, and LCOE were performance indicators and tools for decision-making support. In addition, sensitivity and risk analysis were carried by Monte Carlo simulation through Crystal Ball software. The economic output pointed to the project's viability under more likely and optimistic scenarios. The sensitivity analysis pointed to minimum acceptable rate return (MARR) as the variable that causes more effect on the project's economic viability. The risk analysis indicated viability for more than 94% of the cases considering all three technical scenarios. The comparison between PVSyst simulations and the real PV system presents differences of only 0.05% on performance ratio (PR). From the exergetic point of view, the efficiency is affected clearly by the near shadings, the Grassmann diagram indicated that the larger share of exergy destruction comes from the solar energy conversion, which is addressed with destruction rates of 70% of the system input. The sensitivity analysis from exergy evaluation indicated that the wind velocity is the variable that causes a higher impact of efficiency, regardless of the season.

Keywords: Economic Analysis, Exergy Analysis, PVS modelling, Sensitivity Analysis, Solar Photovoltaics Energy

Lista de Figuras

Figura 2.1 Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica	29
Figura 2.2 Célula fotovoltaica e módulo FV, ambos de m-Si	32
Figura 2.3 Módulo FV e célula fotovoltaica, ambos de p-Si.....	32
Figura 2.4 Estrutura de uma célula solar convencional vs uma célula PERC	33
Figura 2.5 Incremento anual das instalações fotovoltaicas no mundo	34
Figura 2.6 Solar FV capacidade e crescimento, top 10 países por capacidade adicionada em 2019	35
Figura 2.7 Capacidade solar fotovoltaica global, por país e região, 2009-2019.....	35
Figura 2.8 Média ponderada global dos custos totais instalados, fator de capacidade e LCOE para FV.....	38
Figura 2.9 Preço médio dos serviços de integração.....	39
Figura 2.10 Preço dos sistemas fotovoltaicos médio no Brasil para o cliente final	40
Figura 2.11 Preço dos kits fotovoltaicos médio no Brasil	40
Figura 2.12 Preço dos kits fotovoltaicos médio no Brasil para instalação em solo ou telhado	41
Figura 2.13 Composição da fatura de energia elétrica	48
Figura 2.14 Fluxograma do sistema de compensação de energia elétrica.....	51
Figura 2.15 Sistema de compensação do consumidor do grupo A.....	53
Figura 3.1 Processo de cálculo da irradiância global incidente numa superfície inclinada	55
Figura 3.2 Componentes da irradiância solar incidente em uma superfície inclinada ..	58
Figura 3.3 Influência da variação da irradiância solar na curva característica <i>I-V</i> de uma célula FV de silício a temperatura 25°C	61
Figura 3.4 Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva <i>I-V</i> (para irradiância de 1.000 W/m ² , espectro AM 1,5).....	62
Figura 3.5. Distância mínima entre os módulos (<i>sheds</i>).....	66
Figura 4.1 Sequência de etapas utilizadas para desenvolvimento da presente tese	80
Figura 4.2. Vista área da UNIFEI, Campus Prof. José Rodrigues Seabra – Sede, Itajubá-MG	81
Figura 4.3. Consumo anual por posto horário (2015-2019)	83
Figura 4.4. Porcentagem de gastos na fatura de energia elétrica sem tributos, (a) 2016; (b) 2017; (c) 2018 e (d) 2019.....	86

Figura 4.5. A esquerda tem se a estação meteorológica localizada no Campus da UNIFEI.....	87
Figura 4.6 Processo de simulação realizado pelo PVSyst	93
Figura 4.7 Sistemas fotovoltaicos instalados nos edifícios X1 e X2.....	95
Figura 4.8 Sistemas fotovoltaicos instalados nos edifícios I1, I2 I3 e I4	95
Figura 4.9. Potenciais áreas para instalação do sistema FV em telhado, no campus da UNIFEI.....	96
Figura 4.10 Distribuição de probabilidade triangular para os cenários Pessimista, Mais Provável e Otimista de acordo com as varáveis, a) crescimento da tarifa, b) degradação dos painéis, c) OPEX e d) custo de capital	101
Figura 4.11 Sistema fotovoltaico LTPFV, instalado no campus da UNIFEI, a esquerda a instalação dos módulos sobre o telhado, a direita o inversor conectado à rede.....	102
Figura 5.1 Geração FV mensal proposta para a UC, de acordo com as edificações escolhidas	108
Figura 5.2 Percentuais da energia gerada por edificações. Cenário I.....	109
Figura 5.3 Percentuais da energia gerada por edificações. Cenário II.....	109
Figura 5.4 Percentuais da energia gerada por edificações. Cenário III	109
Figura 5.5 Análise de sensibilidade econômica do sistema fotovoltaico	115
Figura 5.6 Análise de risco do sistema fotovoltaico para VPL, Cenário I	116
Figura 5.7 Análise de risco do sistema fotovoltaico para VPL, Cenário II.....	116
Figura 5.8 Análise de risco do sistema fotovoltaico para VPL, Cenário III.....	116
Figura 5.9 Fator de capacidade do sistema FV LTPFV, monitorado vs PVSyst.....	119
Figura 5.10 Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes, no dia 22 de julho de 2020	124
Figura 5.11 Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes, no dia 26 de agosto de 2020	124
Figura 5.12 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV, dia 22 de julho de 2020	125
Figura 5.13 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 26 de agosto de 2020	125
Figura 5.14. Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC), no dia 22 julho de 2020.	126
Figura 5.15. Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC), no dia 26 de agosto de 2020.	126

Figura 5.16 Variação da exergia elétrica e exergia térmica, no dia 22 julho de 2020	128
Figura 5.17 Variação exergia elétrica e exergia térmica, no dia 26 de agosto de 2020	128
.....	128
Figura 5.18 Variação da exergia solar e exergia FV, no dia 22 julho de 2020.....	129
Figura 5.19 Variação da exergia solar, exergia FV e eficiência exergética, no dia 26 de agosto de 2020.....	130
Figura 5.20 Variação da eficiência exergética do sistema FV, nos dias 22 de julho e 26 de agosto de 2020.....	131
Figura 5.21 (a) Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC) no dia 28 de janeiro de 2021.....	133
Figura 5.22 (a) Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC) no dia 04 de março de 2021.....	133
Figura 5.23 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 28 de janeiro de 2021.....	134
Figura 5.24 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 04 de março de 2021.....	134
Figura 5.25 Variação exergia elétrica, exergia térmica e exergia fotovoltaica, no dia 28 de janeiro 2021.....	136
Figura 5.26 Variação exergia elétrica, exergia térmica e exergia fotovoltaica, no dia 04 de março de 2021.....	136
Figura 5.27 Variação da exergia de entrada/solar do sistema FV, nos dias 28 de janeiro e 04 de março de 2021.....	136
Figura 5.28 Variação da eficiência exergética do sistema FV, nos dias 28 de janeiro e 04 de março de 2021.....	136
Figura 5.29 Diagrama de Grassmann do sistema FV (sem escala).	138
Figura 5.30 Modelo utilizado para análise de sensibilidade dos parâmetros do sistema fotovoltaico.....	139
Figura 5.31 Análise de sensibilidade da irradiância solar incidente, (a) variação da inclinação do painel; (b) variação no ângulo azimutal.....	140
Figura 5.32 Análise de sensibilidade da irradiância solar incidente no período de primavera, (a) variação da inclinação do painel; (b) variação no ângulo azimutal.....	141

Figura 5.33 Análise de sensibilidade da irradiância solar incidente no período de verão, (a) variação da inclinação do painel; (b) variação no ângulo azimutal	142
Figura 5.34 Análise de sensibilidade da irradiância solar incidente no período de outono, (a) variação da inclinação do painel; (b) variação no ângulo azimutal	143
Figura 5.35 Variação da eficiência exergética média do sistema FV, no período de inverno	145
Figura 5.36 Variação da eficiência exergética média do sistema FV, no período de primavera	146
Figura 5.37 Variação da eficiência exergética média do sistema FV, no período de Verão	147
Figura 5.38 Variação da eficiência exergética média do sistema FV, no período de Outono	148
Figura 5.39. Análise de sensibilidade através do diagrama de tornado para período; (a) Inverno; (b) Primavera; (c) Verão; (d) Outono	149
Figura 7.1. Possível área para instalação da miniusina solar fotovoltaica em solo	155
Figura 7.2 Irradiância global horizontal vs. irradiância global inclinada	157
Figura 7.3 Consumo de energia HFP, energia do sistema FV, e a sua contribuição, Cenário I	158
Figura 7.4 Consumo total de energia, energia do sistema FV e a sua contribuição, Cenário II.....	158
Figura 7.5 Consumo total de energia com fator ajuste, energia do sistema FV e a sua contribuição, Cenário III.....	159
Figura 7.6 (a)Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC), no dia 28 de setembro de 2020	163
Figura 7.7 (a)Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC), no dia 28 de outubro de 2020	163
Figura 7.8 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 28 de setembro de 2020	164
Figura 7.9 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 28 de outubro de 2020	164
Figura 7.10 (a) Variação da exergia elétrica e exergia térmica; (b) Exergia solar, eficiência exergética no dia 28 de setembro de 2020	166

Figura 7.11 (a) Variação da exergia elétrica e exergia térmica; (b) Exergia solar, eficiência exergética no dia 28 de outubro de 2020	166
Figura 7.12 (a) Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC) no dia 16 de abril de 2021	168
Figura 7.13 (a) Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC) no dia 07 de maio de 2021.....	168
Figura 7.14 Variação da tensão de saída do sistema vs temperatura do módulo FV, dia 16 de abril de 2021	169
Figura 7.15 Variação da tensão de saída do sistema vs temperatura do módulo FV, dia 7 de maio de 2021.....	169
Figura 7.16 (a) Variação exergia elétrica, exergia térmica e exergia fotovoltaica; (b) exergia solar e eficiência exergética, no dia 16 de abril de 2021	171
Figura 7.17 (a) Variação exergia elétrica, exergia térmica e exergia fotovoltaica; (b) exergia solar e eficiência exergética, no dia 07 de maio de 2021	171

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Unidades consumidoras (UC) com geração distribuída por tipo de fonte, até junho 2020	36
Tabela 2.2 Unidades consumidoras (UC) com geração solar distribuída.....	37
Tabela 2.3 Resumo dos principais resultados de geração de energia, fluxo de caixa e <i>payback</i>	44
Tabela 4.1 Características da UC.....	82
Tabela 4.2 As tarifas do subgrupo A4, modalidade tarifaria horo sazonal verde, bandeira verde sem impostos.....	83
Tabela 4.3 Consumo de energia ativa mensal nos horários HFP E HP [kWh].....	85
Tabela 4.4 Dados mensais de radiação horizontal e temperatura para Itajubá – MET.....	87
Tabela 4.5 Especificações técnicas do módulo fotovoltaico	88
Tabela 4.6 Consumo de eletricidade na unidade consumidora em 2019 e energia necessária para atendimento do Cenário III	91
Tabela 4.7 Potência dos sistemas fotovoltaicos simulados	92
Tabela 4.8– Edificações da UNIFEI, que já possuem usinas solares fotovoltaicas, inclinações utilizadas, número de módulos FV e capacidade instalada	94
Tabela 4.9– Edificações da UNIFEI escolhidas para futuras instalações, inclinações utilizadas, número de módulos FV e capacidade a ser instalada.....	96
Tabela 4.10 Variáveis econômicas utilizadas	97
Tabela 4.11 Preço dos sistemas FV de acordo com a potência instalada e do local de instalação	98
Tabela 4.12 Parâmetros para obtenção do CAPEX utilizados na análise de risco	99
Tabela 4.13 Parâmetros técnicos e econômicos usados na análise de risco	99
Tabela 4.14 Especificações técnicas do módulo fotovoltaico YL245P-29b	103
Tabela 4.15 Especificações técnicas do inversor <i>Sunny Boy</i> SB1200.....	103
Tabela 5.1 Potência do sistema FV simulado (kWp).....	104
Tabela 5.2 Alguns dos resultados obtidos através da simulação	106
Tabela 5.3 Síntese dos parâmetros dos indicadores de desempenho do sistema FV, em telhado	107
Tabela 5.4 Fatores médio de emissão de CO ₂ no SIN.....	111
Tabela 5.5 Emissões de CO ₂ evitadas com utilização de sistema FV, cenários I, II e III	112

Tabela 5.6 Resultados análise econômica.....	113
Tabela 5.7 Comparativo entre resultados da simulação no PVSyst e os dados experimentais.....	118
Tabela 5.8 Dados do sistema FV, para medições realizadas no período de inverno, dia 22/07/2020.....	121
Tabela 5.9 Influência do sombreamento parcial na geração do sistema fotovoltaico	127
Tabela 7.1. Inclinação, desvio azimutal, número de módulos FV e capacidade a ser instalada para sistema fotovoltaico simulado em solo	154
Tabela 7.2 Alguns dos resultados obtidos através da simulação em PVSyst, para os cenários analisados	155
Tabela 7.3 Síntese dos parâmetros dos indicadores de desempenho do sistema FV, em solo	156
Tabela 7.4 Resultados análise econômica, em solo	160

Lista de Símbolos

Letras Latinas

C_f	Fator de capacidade
C_p	capacidade térmica específica da célula fotovoltaica de silício [K]
C_0	Investimento inicial [R\$]
CF_n	Fluxo de caixa [R\$]
d	Degradação anual dos painéis
D	Distância das fileiras (Pitch) [m]
E_{CA}	Energia produzida em CA [kWh]
E_{CC}	Energia produzida em CC [kWh]
$\dot{E}x$	Exergia [W]
$\dot{E}x_{elec}$	Exergia elétrica [W]
$\dot{E}x_{FV}$	Exergia do sistema fotovoltaico [W]
$\dot{E}x_{sol}$	Exergia solar / Exergia de entrada [W]
$\dot{E}x_{term}$	Exergia térmica [W]
FF	Fator de forma
G_0	Irradiância nas condições STC [W/m ²]
G_{SC}	Constante solar [1.367 W/m ²]
h_{ca}	Coefficiente de transferência de calor [W/m ² K]
I'	Irreversibilidade [W]
I_H	Irradiância horizontal total no sistema [W/m ²]
I_0	Irradiância solar extraterrestre [W/m ²]
I_T	Irradiância total incidente em uma superfície inclinada [W/m ²]
$I_{T,b}$	Irradiância direta no plano inclinado [W/m ²]
$I_{T,refl}$	Irradiância refletida no solo [W/m ²]
$I_{T,d}$	Irradiância difusa em plano inclinado [W/m ²]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito [A]
I_{mp}	Corrente de potência de máxima potência [A]
K	Custo de capital do projeto [R\$]
K_T	Índice de claridade atmosférica
L_c	Perda de captura na matriz [kWh/kWp/dia]

L_s	Perda no sistema [kWh/kWp/dia]
n	Período de duração do sistema
N_{dia}	Número do dia do ano
P_{max}	Potência máxima [W]
PR	Desempenho global do sistema fotovoltaico
\dot{Q}	Taxa de transferência de calor [w]
S_t	Radiação solar no plano [w/m^2]
T_a	Temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$]
T_{cel}	Temperatura da célula [$^{\circ}\text{C}$]
T_s	Temperatura do sol [k]
U_L	Coefficiente de perdas, por convecção [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$]
V_{mp}	Tensão máxima de potência [V]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto [V]
V_{vento}	Velocidade do vento [m/s]
Y_a	<i>Array Yield</i> [kWh/kWp/dia]
Y_f	Fator de produtividade final do sistema (<i>Yield factor</i>) [kWh/kWp/dia]
Y_r	Rendimento do Sistema de referência (<i>Reference system yield</i>) [kWh/m ² /dia]

Letras Gregas

η	Eficiência do painel
α	Ângulo limite de sombreamento
δ	Declinação solar
ω	Ângulo horário
\varnothing	Latitude do local
ψ	Eficiência exergética
β	Ângulo de inclinação dos painéis
θ	Ângulo azimutal / Azimute / Ângulo zênite
$\tau\alpha$	Produto efetivo da transmitância – absorptância
ρ	Albedo do solo
γ	Coefficiente de variação de potência
μ	Micro

Subscritos

amb	Ambiente
b	Direta
CA	Corrente alternada
CC	Corrente continua
cel	Célula / modulo fotovoltaico
d	Destruída / difusa
FV	Fotovoltaica
Max	Máximo
NOCT	Condições de operação nominal de acordo com fabricante
opt	Óptica
refl	Refletida

Abreviaturas e Siglas

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão
BOS	<i>Balance of System Costs</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CdTe	Telureto de cádmio
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CHG	Central Geradora Hidráulica
CIS	Seleneto de Cobre e Índio
CIGS	Cobre-índio-gálio- selênio
CIP	Contribuição para Custeio do serviço de Iluminação Pública
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPF	Cadastro de Pessoa Física

c-Si	silício cristalino
DOBI	Diretoria de Obras e Infraestrutura
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EOL	Usinas Eólicoelétricas
GEE	Gases do Efeito Estufa
HFP	Horário Fora de Ponta
HIT	Heterojunção com Capa Fina Intrínseca (<i>Heterojunction with Intrinsic Thin layer</i>)
HP	Horário de Ponta
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	Agência Internacional de Energia
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INOVAI	Associação Itajubense de Inovação e Empreendedorismo
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável (<i>International Renewable Energy Agency</i>)
LCOE	Custo Nivelado de Energia (<i>Levelized cost of electricity</i>)
LTPFV	Laboratório de Tecnologia e Planejamento de Sistemas Fotovoltaicos
mc-Si	Silício Multicristalino
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MPDG	Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PERC	Tecnologia <i>Passivated Emitter Rear Cell</i>
PIS	Programa de Integração Social
PR	Taxa de desempenho (<i>Performance Ratio</i>)
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QMAP	Centro de Estudos em Qualidade da Energia e Proteção Elétrica
RCEs	Reduções Certificadas de Emissões
REN	Resolução Normativa / <i>Renewable Global Status Report</i>
sc-Si	Silício cristalino simples
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standard Test Conditions</i>

TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
UTE	Usinas Termelétricas
VPL	Valor Presente Líquido

Sumário

Dedicatória.....	i
Agradecimentos	ii
Epígrafe.....	iii
Resumo	iv
Abstract.....	v
Lista de Figuras.....	vi
Lista de Tabelas	xi
Lista de Símbolos	xiii
Letras Latinas	xiii
Letras Gregas	xiv
Subscritos	xv
Abreviaturas e Siglas	xv
Sumário.....	xviii
1. INTRODUÇÃO.....	22
1.1 Objetivos.....	24
1.1.1 Objetivos específicos	24
1.2 Justificativas.....	25
1.3 Estrutura do trabalho.....	26
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	28
2.1 Energia solar fotovoltaica	28
2.2 Tecnologia de células solares	30
2.2.1 Células de silício cristalino (c-Si).....	30
2.2.2 Células solares de silício com tecnologia PERC	33
2.3 Energia solar fotovoltaica no mundo	33
2.4 Energia solar fotovoltaica no Brasil.....	35
2.5 Custos dos sistemas solares e módulos fotovoltaicos	37
2.6 Energia solar em câmpus universitários	42
2.7 Ambiente de Contratação Regulado	44

2.7.1	Tarifas e tributos que compõe a conta de energia elétrica.....	45
2.7.2	Estrutura tarifária.....	48
2.8	Aspectos legais de micro e minigeração fotovoltaica.....	49
2.8.1	Sistema de compensação de energia elétrica.....	52
3.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	54
3.1	Radiação solar.....	54
3.1.1	Irradiância extraterrestre.....	56
3.1.2	Estimativa das componentes de irradiância direta e difusa.....	56
3.1.3	Irradiância incidente em uma superfície inclinada.....	57
3.2	Fatores climáticos que influenciam no funcionamento de sistema fotovoltaico	60
3.2.1	Radiação solar.....	61
3.2.2	Temperatura ambiente.....	61
3.2.3	Velocidade do vento.....	63
3.2.4	Posicionamento e sombreamento do sistema.....	65
3.2.5	Indicadores de desempenho do sistema fotovoltaico.....	66
3.3	Análise econômica de um sistema fotovoltaico.....	69
3.3.1	Valor Presente Líquido (VPL).....	69
3.3.2	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	70
3.3.3	Custo Nivelado de Energia (LCOE).....	70
3.4	Análise exergética dos sistemas solares fotovoltaicos.....	71
3.4.1	Análise exergética utilizando o modelo paramétrico.....	74
4.	METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO.....	79
4.1	Apresentação do local de estudo.....	81
4.2	Dados de consumo elétrico da UNIFEI.....	81
4.2.1	Dados de irradiância solar.....	86
4.2.2	Módulos fotovoltaicos.....	88
4.3	Considerações técnicas para dimensionamento do sistema.....	88
4.3.1	Estimativa da geração de energia utilizando PVSyst.....	92

4.4	Estrutura física para implantação do sistema solar FV	93
4.4.1	Usinas solares fotovoltaicas nos telhados	93
4.5	Considerações de análise econômica	96
4.6	Estudo de caso – Sistema fotovoltaico LTPFV de 1.225 Wp.....	102
4.6.1	Descrição da instalação FV	102
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	104
5.1	Viabilidade técnica do sistema fotovoltaico	104
5.2	Sistemas fotovoltaicos e o potencial de descarbonização.....	110
5.2.1	Emissões de gases do efeito estufa (GEE) evitadas.....	110
5.3	Viabilidade econômico-financeira	112
5.3.1	Análise de risco.....	114
5.4	Sistema fotovoltaico LTPFV de 1.225 Wp.....	117
5.4.1	Comparativo entre os resultados obtidos na simulação utilizando o software PVSyst e os dados reais obtidos para o sistema fotovoltaico.....	117
5.5	Análise exergética do sistema fotovoltaico LTPFV de 1.225 Wp.....	119
5.5.1	Diagrama de balanço exergético do sistema FV.....	137
5.6	Análise de sensibilidade.....	138
5.6.1	Metodologia.....	138
5.6.2	Análise de sensibilidade da irradiância solar	140
5.6.3	Análise de sensibilidade da eficiência exergética.....	144
6.	CONCLUSÕES	150
6.1	Trabalhos Futuros	153
7.	APÊNDICE	154
7.1	Usina solar fotovoltaica em solo.....	154
7.2	– Análise exergética.....	161
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	172
	ANEXO A – Sistemas Fotovoltaicos em Universidades e Institutos Federais.....	179
	ANEXO B – Usina FV UNIFEI: Solo, Cenário I.....	188
	ANEXO C – Usina FV: Solo, Cenário II	191
	ANEXO D – Usina FV: Solo, Cenário III.....	194

ANEXO E – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio X1.....	197
ANEXO F – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio X2.....	200
ANEXO G – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio I1.....	203
ANEXO H – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio I2.....	206
ANEXO I – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio I3.....	209
ANEXO J – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio I4.....	212
ANEXO K – Usina FV: Telhado já instalado, LTPFV.....	215

1. INTRODUÇÃO

O consumo de energia é um dos principais indicadores de desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade, razão pela qual a implementação de esforço técnico e acadêmico para o desenvolvimento das fontes alternativas de geração de energia ganha cada vez mais relevância. Segundo o relatório anual da Agência Internacional de Energia (IEA) o consumo de energia em todo o mundo cresceu cerca de 0,9% em 2019, representando 40 % da taxa de crescimento observada em 2018 (IEA, 2020). Portanto, o cenário atual, associado a preocupações ambientais, tem encorajado pesquisas e estudos de caso do uso de fontes de energia renováveis para geração de energia.

No ano de 2019 pode-se observar um crescimento de 3,7% na utilização das fontes de energias renováveis ao redor do mundo. A utilização de energias renováveis no fornecimento de eletricidade foi responsável pela grande maioria do crescimento global. Em 2019, a produção global de eletricidade a partir das fontes renováveis de energia corresponde a um aumento de 6,5% de um ano para outro, o segundo maior aumento depois de 2018. Com o aumento das demandas energéticas e a busca de novas alternativas de geração, visando o desenvolvimento sustentável, a energia solar fotovoltaica assumiu uma posição de destaque no cenário mundial, representando aproximadamente 2,7% do crescimento mundial da geração de energia elétrica, atingindo o nível de representatividade de 3% da produção mundial de eletricidade (IEA, 2020).

No Brasil, segundo dados do Balanço Energético Nacional – BEN, a participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira atingiu 83,3% em 2018, e 83,0% em 2019. Embora a energia solar fotovoltaica ainda representasse apenas 0,5% da energia elétrica no País em 2018, a utilização desta fonte apresentou um crescimento de aproximadamente 92,2% em relação ao ano anterior (BEN, 2020).

O cenário de energia solar no Brasil, assim como em outros países de baixas latitudes, que possuem altos níveis de radiação, torna-se atrativo para implementação de sistemas fotovoltaicos, permitindo que esta fonte assuma um lugar de destaque entre as demais fontes alternativas (MARTINS *et al.*, 2008; RÜTHER e ZILLES, 2011). Porém, apesar do enorme potencial desta tecnologia para as características físico-geográficas do Brasil e da forte tendência da redução dos custos de implementação, a adoção da energia solar fotovoltaica no Brasil apenas começou a ser discutida neste início de década.

O grande impulso dado à geração fotovoltaica no Brasil deve-se a Resolução Normativa nº 482/2012 - reeditada na Resolução Normativa nº 687/2015 - também estabelecida pela ANEEL, por meio da qual implementou-se a regulamentação da geração distribuída no Brasil. A referida Resolução Normativa, acabou por servir como catalisador do crescimento da adoção da energia fotovoltaica, tendo em vista que esta modalidade de geração é a que melhor se ajusta à geração distribuída, especialmente em razão de sua característica descentralizada (ABINEE, 2012; HOLDERMANN *et al.* 2014).

Os incentivos governamentais foram implementados tarde demais e acabaram não estimulando a consolidação da indústria fotovoltaica nacional (HOLDERMANN *et al.*, 2014), razão pela qual, conseqüentemente, os projetos brasileiros de energia fotovoltaica dependem da importação de muitas peças de equipamentos, aumentando o custo de investimento e expondo o setor às flutuações da taxa de câmbio. Por óbvio, essa perspectiva aumenta significativamente a barreira econômica enfrentada pelo setor fotovoltaico nacional (ABINEE, 2012; HOLDERMANN *et al.* 2014).

Por esse motivo, argumenta-se que é imprescindível a realização de estudos econômicos sobre projetos de energia fotovoltaica, com o objetivo de reduzir os riscos associados ao investimento e, assim, contribuir com a potencialização do uso dessa tecnologia no Brasil (HOLDERMANN *et al.*, 2014; BENDATO *et al.*, 2015). Além disso, a própria viabilidade das usinas fotovoltaicas tende a consolidar o mercado nacional, uma vez que reduz os custos futuros de investimento por meio da curva de aprendizado do setor (EPE, 2014).

Essa questão é particularmente importante para o setor público brasileiro, uma vez que seus gastos com consumo de energia elétrica totalizaram R\$ 2,5 bilhões em 2019, representando 5,05% do total das despesas do governo. Para que se tenha noção da dimensão de tal custo, basta analisar que dos R\$ 4,1 bilhões gastos com universidades federais, 13,96% (R\$ 562,9 milhões) são consumidos com serviços de energia elétrica (MPDG, 2021).

Em que pese a elevadíssima representatividade das despesas com energia elétrica, nas despesas totais da administração pública, a potência fotovoltaica instalada no setor público representa pouco mais de 1,07% (74.254,95 kW) dos mais de 6.911.685,16 kW registrados no banco de dados da Aneel, para a micro e minigeração distribuída no Brasil, ficando claro que a própria administração pública não está se beneficiando do potencial da geração distribuída no Brasil (ANEEL, 2021). Entre os fatores que afetam a

implementação estão o elevado custo inicial dos sistemas fotovoltaicos, e a falta de incentivos governamentais para aproveitamento deste tipo de fonte em prédios públicos.

A compreensão dos fatores que afetam a implementação de sistemas fotovoltaicos nas instituições públicas de ensino superior pode ser um caminho para o desenvolvimento futuro desse tipo de geração distribuída no país. Os benefícios da adoção desta modalidade de geração podem ser estendidos a outros entes da administração pública no Brasil, não só da esfera federal, permitindo a redução dos gastos do setor público com energia elétrica.

1.1 Objetivos

Diante o potencial da utilização da fonte solar fotovoltaica na redução das despesas com energia elétrica em um Campus Universitário, tem-se como objetivo principal da presente tese, a análise técnica, econômica da implantação de um sistema fotovoltaico para atender as necessidades de consumo elétrico da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, permitindo não apenas a redução significativa dos gastos públicos com energia elétrica, mas também demonstrar a possibilidade de a administração pública assumir o papel de agente catalisador do desenvolvimento tecnológico e econômico dos sistemas fotovoltaicos.

Além da análise técnica e econômica é necessário a realização da análise exergética e de sensibilidade de um sistema fotovoltaico, com intuito de avaliar as possíveis causas de irreversibilidades no sistema.

Para o desenvolvimento do trabalho foram traçados alguns objetivos:

1.1.1 Objetivos específicos

Para avaliar a viabilidade técnica, econômica e exergética de um sistema fotovoltaico algumas atividades são necessárias, neste sentido considera-se alcançar os seguintes objetivos específicos:

- Avaliar o perfil de consumo da UNIFEI.
- Analisar a viabilidade técnica da inserção da energia solar fotovoltaica de acordo com o local de instalação e em diferentes cenários técnicos.
- Analisar a viabilidade econômica e análise de risco da implantação do sistema fotovoltaico.

- Aplicar a análise exergética e de sensibilidade em um micro gerador fotovoltaico instalado no Campus da UNIFEI como estudo de caso para o novo e maior sistema a ser instalado na UNIFEI.

1.2 Justificativas

Segundo dados do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (MPDG) de 2019, o valor pago nas faturas de energia elétrica das Universidades Federais constitui uma das maiores despesas dessas instituições, sendo que, somente em 2019, foram gastos 562,9 milhões para essa finalidade, representando cerca de 13,96% dos gastos apurados naquele ano (MPDG, 2021), como já informado anteriormente.

Diante do atual cenário econômico enfrentado pelas Instituições Públicas de Educação Superior, com os inúmeros e consideráveis cortes orçamentários implementados pelo Governo Federal, ganha relevância e importância a adoção de medidas para redução das despesas com energia elétrica, tendo em vista que esta constitui uma das principais despesas de custeio dessas instituições, conforme constatado pela ANEEL.

Considerando que o consumo de energia elétrica das Instituições Públicas de Educação Superior no mínimo permanece, tendência de aumento; a ausência de estudos que permitam o desenvolvimento de soluções para diminuição da despesa com energia elétrica, poderá expor tais instituições ao risco de insolvência financeira.

Neste contexto, adotando como premissa que o período de maior demanda de energia elétrica desses tipos de edifícios, ocorre simultaneamente ao período de maior radiação solar, com uma taxa de simultaneidade de 80 a 100%, denota-se que o uso de sistemas fotovoltaicos surge como uma alternativa para diminuição dos gastos com energia elétrica para essas instituições de ensino, que será capaz de produzir parte de sua própria energia.

Há de se lembrar que os campi universitários possuem abundância em espaço físico passíveis à inserção de projetos de integração de geradores solares fotovoltaicos (como áreas em coberturas de edificações, estacionamentos e terrenos) o que torna a tecnologia fotovoltaica ainda mais atrativa para este segmento da administração pública.

Com base nos dados apresentados, a presente tese avalia a viabilidade técnica, econômica da instalação de um sistema fotovoltaico para a geração de energia na UNIFEI, considerando três cenários técnicos e econômicos. Os benefícios da utilização da energia

solar fotovoltaica em um campus universitário, vão além da redução de despesas com energia elétrica, ela inclui uma diminuição nas emissões de CO₂, ajudando a reduzir os efeitos do aquecimento global.

A maioria dos estudos referentes à viabilidade de implantação dos sistemas fotovoltaicos estão direcionados à análise técnica e econômica de tais sistemas, existindo poucos trabalhos/estudos dedicados à questão da análise exergética das plantas solares, incluindo uma análise de sensibilidade do sistema FV.

A análise exergética tem por objetivo avaliar o uso eficiente da energia solar, permitindo a melhor utilização e a melhor compreensão dos benefícios da utilização da energia solar FV. Sendo essa, uma ferramenta importante nas análises termodinâmicas e na avaliação dos sistemas, uma vez que, ao se determinar as fontes e a magnitude das irreversibilidades, se permite a otimização da eficiência de um sistema.

A principal contribuição da presente tese, relaciona-se a necessidade de estudo que colaborem para o maior conhecimento dos fatores e variáveis que influenciam na eficiência exergética de um sistema fotovoltaico. A quantidade de estudos nesse segmento é ainda pequena, tendo pouco conhecimento dos fatores que influenciam na eficiência exergética dos sistemas fotovoltaicos. Realizando-se a análise exergética e de sensibilidade de um sistema fotovoltaico, é possível avaliar de maneira clara as principais causas de irreversibilidades. Sendo, a partir dos resultados obtidos, com base em dados reais de um estudo de caso, se faz compreender quais os parâmetros climáticos, mais influenciam na eficiência exergética do sistema.

1.3 Estrutura do trabalho

A presente tese está estruturada em seis capítulos: Introdução, Revisão bibliográfica, Fundamentação Teórica, Estudo de caso e Metodologia, Resultados e discussões e Conclusões.

No Capítulo 1 apresenta-se uma introdução ao assunto estudado, mostrando a importância do estudo a ser realizado, seus objetivos, justificativas e conteúdo do trabalho.

Ao longo do Capítulo 2 apresenta-se conceitos sobre energia solar fotovoltaica, tecnologias das células solares, energia solar fotovoltaica, custos dos sistemas no Brasil

e no mundo, energia solar em campus universitários e conceitos relacionados à contratação de energia elétrica.

O Capítulo 3 apresenta-se a fundamentação teórica utilizada, abrangendo modelos matemáticos necessários à previsão do desempenho de um sistema fotovoltaico, os indicadores econômicos utilizados como tomada de decisão de viabilidade do sistema FV. Por fim, são apresentados os equacionamentos para obtenção da análise exergética do sistema FV.

O Capítulo 4 apresenta-se o local de estudo, incluindo dados de consumo elétrico, e a metodologia utilizada nas etapas são; considerações técnicas para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, estimativa da geração de energia utilizando software PVSyst, estrutura física para implantação do sistema, considerações de análise econômica utilizadas na tomada de decisão da rentabilidade do sistema; estudo de caso de um micro sistema fotovoltaico instalado no Laboratório de Tecnologia e Planejamento de Sistema Fotovoltaicos - LTPFV; e a análise exergética e de sensibilidade de um sistema fotovoltaico instalado no campus da UNIFEI.

Apresenta-se no Capítulo 5 os resultados obtidos para os distintos cenários técnicos e econômicos estudados, além dos resultados de eficiência exergética incluindo o diagrama de Grassmann e análise de sensibilidade.

E por fim, no Capítulo 6 apresenta-se as conclusões obtidas através da análise técnica, análise econômica, análise de risco, análise exergética e de sensibilidade.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo aborda o princípio de funcionamento e as tecnologias das células fotovoltaicas, comercialmente disponíveis no mercado.

Ainda neste capítulo é apresentado um panorama global da energia solar fotovoltaica, com breve análise da evolução da tecnologia no Brasil e no mundo, custos dos sistemas solares e aspectos regulatórios do setor elétrico brasileiro.

2.1 Energia solar fotovoltaica

O efeito fotovoltaico foi relatado pelo francês Edmund Becquerel em 1839, e consiste na transformação da radiação eletromagnética do sol em energia elétrica, através da criação de uma diferença de potencial, sobre uma célula formada por uma junção de materiais semicondutores. Semicondutores são caracterizados pela presença de bandas de energia onde é permitida a presença de elétrons (bandas de valência e bandas de condução) e de outra totalmente vazia (banda proibida ou *gap*).

Exposta à temperatura de 0 K, a banda de valência em semicondutores é totalmente preenchida, ao mesmo tempo em que a banda de condução permanece vazia. Já à temperatura ambiente, há energia necessária para que alguns elétrons atravessem o *gap* e passem para a banda de condução. Entretanto, essa quantidade de eletros é pequena, sendo necessário realizar o processo conhecido como dopagem para utilização do semicondutor na produção de energia elétrica (EPE, 2013).

Por meio do efeito fotovoltaico, torna-se possível que parte da energia proveniente dos raios solares seja convertida diretamente em energia elétrica. Dentre as principais vantagens deste método de conversão energética é válido mencionar: (i) sua extrema simplicidade; (ii) a inexistência de qualquer peça mecânica móvel; (iii) sua característica modular (desde mW até MW); (iv) os curtos prazos de instalação; (v) o elevado grau de confiabilidade dos sistemas; e (v) sua baixa manutenção (ZOMER, 2014).

O material semicondutor mais utilizado no mundo para fabricação de painéis fotovoltaicos é o silício, tendo em vista que este é o material mais abundante na crosta terrestre. Os átomos do material semicondutor constituído de silício se caracterizam por possuírem quatro elétrons, que se ligam aos vizinhos formando uma rede cristalina.

Ao se adicionar átomos com cinco elétrons, como o fósforo, haverá um elétron em excesso, que não poderá ser emparelhado e ficará “sobrando”, permanecendo

fracamente ligado ao seu átomo de origem, permitindo que este elétron seja liberado, deslocando-se para a banda de condução. O fósforo figura como “dopante”, atuando como verdadeiro doador de elétrons e sendo denominado dopante n ou impureza n (EPE, 2013).

Se, por outro lado, são introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, “faltar” um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede, razão pela qual se atribui a esta falta a denominação de “buraco” ou “lacuna”. Da mesma forma, é demandada pouca energia para que um elétron de um sítio vizinho possa ocupar esta posição, fazendo com que o “buraco” se desloque. Diz-se, assim, que o boro é um “aceitador de elétrons” ou um dopante p (EPE, 2013).

Se, partindo de um silício puro, forem introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo na outra, será formado o que se chama junção pn . Nesta junção os elétrons livres do lado n passam ao lado p onde se encontram os “buracos” a serem ocupados; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons próximos à interface, no lado p , tornando essa região negativamente carregada, e uma redução de elétrons na região da interface do lado n , o que torna essa parcela eletricamente positiva.

Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p ; este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira a movimentação dos elétrons livres remanescentes no lado n . A Figura 2.1 apresenta o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica ilustrando o efeito da exposição do material a luz solar (CRESESB, 2008).

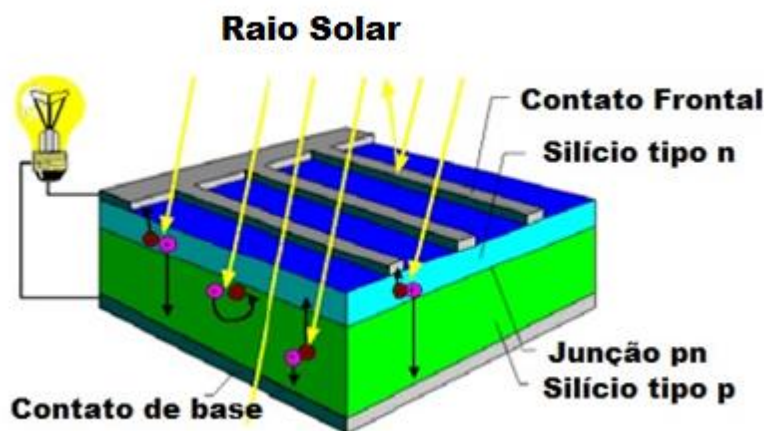


Figura 2.1 Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica
Fonte: CRESESB (2008)

Se uma junção pn for exposta a fótons com energia maior que o gap , ocorrerá a geração de pares elétrons-lacuna; se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando, assim, uma corrente de deslocamento de carga através da junção; este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial a qual é chamada de efeito fotovoltaico. Se as duas extremidades do "pedaço" de silício forem conectadas por um condutor, haverá corrente de circulação de elétrons. Essa é a base do funcionamento das células fotovoltaicas.

2.2 Tecnologia de células solares

De acordo com Lacerda e Bergh (2016), atualmente há uma grande variedade de tecnologias de células fotovoltaicas no mercado, usando diferentes tipos de materiais e um número ainda maior estará disponível no futuro.

As tecnologias de células solares fotovoltaicas geralmente são categorizadas em três gerações, a depender da matéria prima utilizada e do nível de maturidade comercial.

- **Células fotovoltaicas de primeira geração:** são as células solares totalmente comerciais, que utilizam a tecnologia de silício cristalino (c-Si) tanto na sua forma cristalina simples (sc-Si) quanto na forma multicristalina (mc-Si).
- **Células fotovoltaicas de segunda geração:** são baseadas em tecnologias fotovoltaicas de filmes finos e geralmente incluem três famílias principais: (i) silício amorfo (a-Si) e silício micro amorfo (a-Si/ μ a-Si); (ii) telureto de cádmio (CdTe) e (iii) seleneto de cobre e índio (CIS) e cobre-índio-gálio-selênio (CIGS).
- **Células solares de terceira geração:** são células solares que incluem tecnologias fotovoltaicas orgânicas que ainda estão em teste ou não foram amplamente comercializadas e os novos conceitos em desenvolvimento.

2.2.1 Células de silício cristalino (c-Si)

Atualmente o mercado solar fotovoltaico é dominado por células e módulos silício cristalino (c-Si) no formato de *wafer* (El CHAAR *et al.* 2011), tendo em vista que tais células fotovoltaicas são as que possuem a tecnologia mais madura e amplamente utilizada, razão pela qual a busca pela melhoria de sua eficiência e confiabilidade continuam sendo constantemente estudados.

A maior eficiência de conversão reportada para célula solar de silício cristalino foi de 25,6% para as condições de teste padrão (STC), que são: (i) 1.000 W/m² de irradiância; (ii) massa de ar AM1,5¹; (iii) e temperatura de 25 °C (KUMAR, 2017).

Outras tecnologias de células de silício (c-Si) serão discutidas a seguir.

➤ **Células de silício mono-cristalinas (mc-Si)**

Os painéis fotovoltaicos de silício monocristalino (Figura 2.2) são utilizados há muitos anos, pois, possuem uma tecnologia de fabricação consideravelmente desenvolvida.

Cada célula de silício monocristalino é composta de um único cristal de silício ultrapuro, que é aquecido em altas temperaturas e submetido a um processo de formação de cristal chamado método de Czochralski. Como produto deste processo tem-se o lingote de silício monocristalino, que possui organização molecular homogênea, conferindo-lhe um aspecto brilhante e uniforme.

Posteriormente o lingote é então serrado e fatiado para produzir *wafers* que ainda não possuem as propriedades de uma célula fotovoltaica e são submetidos a processos químicos. Por último, a célula semiacabada recebe uma película metálica em uma das faces, uma grade metálica na outra e uma camada de material antirreflexivo na face que vai receber a luz, obtendo-se como resultado final a célula fotovoltaica monocristalina (VILLALVA, 2015).

As células de silício monocristalino são as mais eficientes produzidas em larga escala, sua eficiência de conversão é relatada entre 15% e 20% (PARK *et al.* 2014; VILLALVA, 2015). Entretanto, tais células, além de possuírem alto custo de fabricação, exigem um volume maior de energia durante seu ciclo de vida e o uso de materiais muito puros (silício de grau solar), com estrutura cristalina perfeita (PENG *et al.*, 2013; TYAGI *et al.*, 2013).

¹ Corresponde ao espectro da radiação solar global sob condição de Massa AR 1,5 (chamado de espectro AM 1,5).



Figura 2.2 Célula fotovoltaica e módulo FV, ambos de m-Si
Fonte: Portal Solar (2019)

➤ Células de silício policristalino (p-Si)

As células de silício policristalino (p-Si) são fabricadas por um processo mais econômico do que o empregado na fabricação das células monocristalinas, sendo que ao contrário dessas últimas, o lingote de silício policristalino é formado por um aglomerado de pequenos cristais, com tamanho e orientações diferentes (VILLALVA, 2015).

Embora a eficiência das células de silício policristalino (Figura 2.3) oscilem entre 13% e 16%, sendo ligeiramente inferiores às das células monocristalina, estudos demonstram que as células monocristalinas perdem mais eficiência em países tropicais devido a temperatura (El CHAAR *et al.*, 2011; VILLALVA, 2015), em relação às policristalinas. Além da redução dos custos de fabricação, as células policristalinas oferecem outras vantagens em relação às células monocristalina, tais como: Melhor aparência estética, *payback* energético baixo, ou seja, menor tempo de retorno energético, menor efeito estufa, menor consumo de energia em sua fabricação, estrutura de cristal não precisa ser perfeita (PENG *et al.*, 2013; TYAGI *et al.*, 2013).

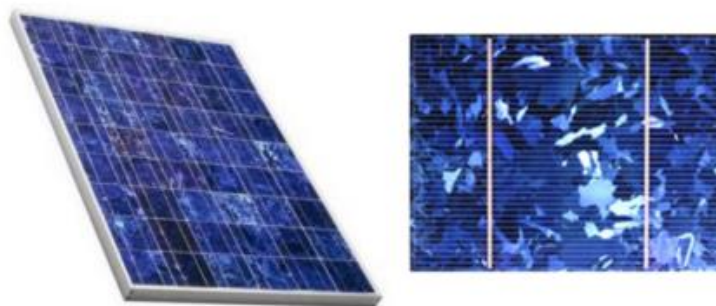


Figura 2.3 Módulo FV e célula fotovoltaica, ambos de p-Si
Fonte: Portal Solar (2019)

2.2.2 Células solares de silício com tecnologia PERC

As células solares de tecnologia *Passivated Emitter Rear Cell* (PERC) que basicamente, consiste em células fotovoltaicas mais finas e fabricadas com uma camada adicional de passivação. Não se trata de uma tecnologia nova, uma vez que as primeiras células PERC de alta eficiência foram fabricadas em 1988, com 21,8% de eficiência na Sandia em outubro de 1988 (20,9% pelos padrões atuais).

Uma célula solar PERC não é muito diferente na construção de uma célula solar fotovoltaica típica. Ambas as tecnologias utilizadas usam *wafer* de silício para gerar um fluxo de elétrons através da radiação solar.

A principal diferença entre células PERC e células fotovoltaicas monocristalinas típicas é a integração de uma camada de passivação da superfície de fundo, que é uma camada de material na parte de trás das células que fornece três benefícios principais que aumentam a eficiência da célula.

- I. Maior reflexão da luz na parte de trás da célula
- II. Redução da velocidade de recombinação de elétrons na superfície do silício
- III. Redução da absorção de calor

A Figura 2.4 apresenta uma comparação entre as estruturas de uma célula convencional e uma célula PERC.

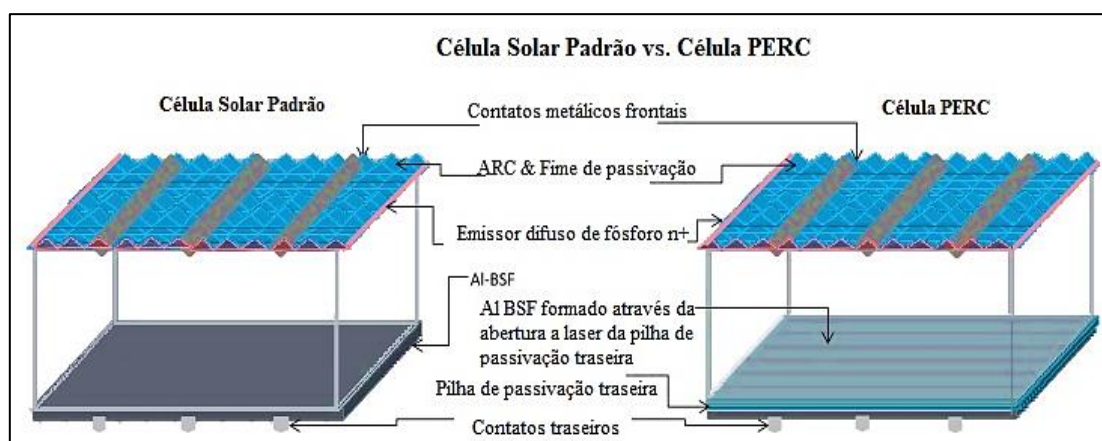


Figura 2.4 Estrutura de uma célula solar convencional vs uma célula PERC

Fonte: Adaptado de Chunduri; Schmela (2016)

2.3 Energia solar fotovoltaica no mundo

De acordo com o relatório internacional *Renewable Global Status Report*, elaborado e divulgado pela REN21, mostra que a fonte de energia solar fotovoltaica

liderou o crescimento da capacidade instalada de energias renováveis no mundo em 2019, com o acréscimo de 115 GW, como mostra a Figura 2.5, o que representou um crescimento anual de 22,5%. O estudo revela que a capacidade global instalada das energias renováveis cresceu mais de 200 GW em 2019, sendo liderada pela energia solar fotovoltaica que representou 57,5% desse montante (REN21, 2020).

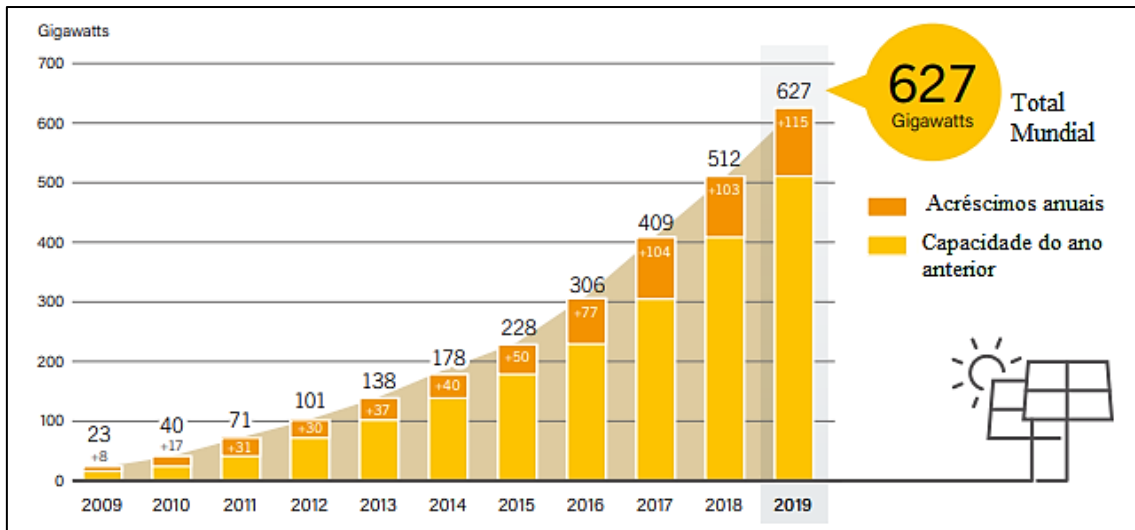


Figura 2.5 Incremento anual das instalações fotovoltaicas no mundo

Fonte: Adaptado: REN21 (2020)

No cenário internacional, a China se manteve na liderança mundial na implantação da fonte solar, o país implantou 30,1 GW de capacidade, seguida pelos Estados Unidos, com implantação de 13,3 GW, completando o top 5 aparecem, a Índia com aumento de 9,9 GW, o Japão com 7,0 GW e a Espanha e Vietnã ambos com 4,8 GW, como apresenta a Figura 2.6.

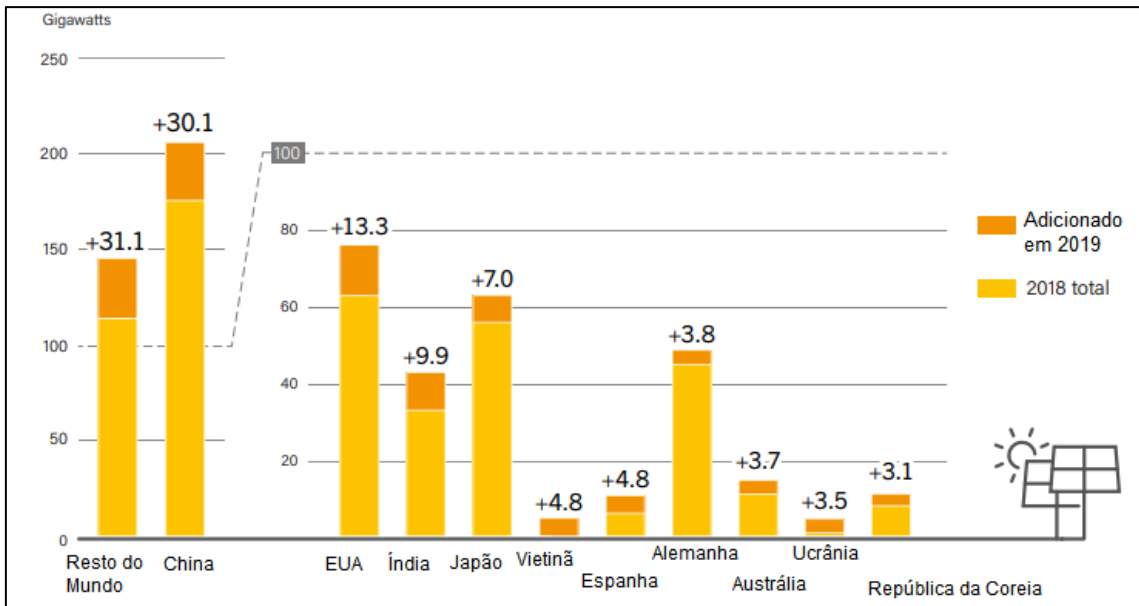


Figura 2.6 Solar FV capacidade e acréscimo, top 10 países por capacidade adicionada em 2019
Fonte: Adaptado: REN21 (2020)

A Figura 2.7 apresenta a capacidade global da energia solar fotovoltaica, por país e região de 2009 a 2019.

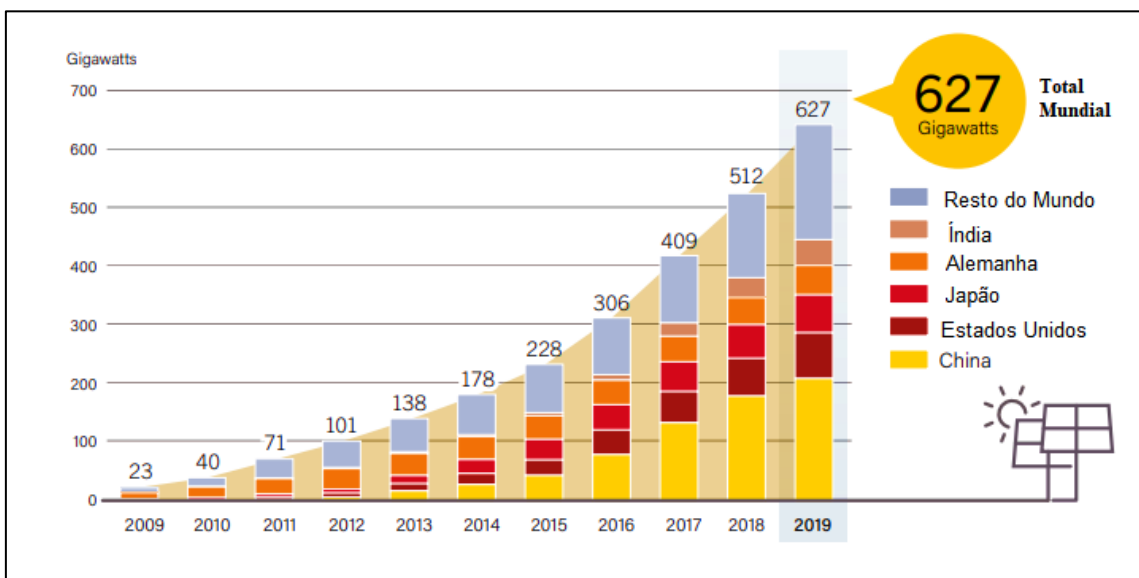


Figura 2.7 Capacidade solar fotovoltaica global, por país e região, 2009-2019
Fonte: Adaptado: REN21 (2020)

2.4 Energia solar fotovoltaica no Brasil

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica ABSOLAR (2019), em 2019, o mercado de energia solar fotovoltaica brasileiro bateu recorde com dados de crescimento (212%), ultrapassando os 2,4 GW instalados. De

acordo com a ANEEL, em 2019, mais de 110 mil sistemas fotovoltaicos de microgeração e minigeração de energia foram instalados no país, totalizando um investimento de R\$ 4,8 bilhões.

Em maio de 2020, a energia solar fotovoltaica passou a responder por 1,6% da matriz energética brasileira, o que significa que 2,87 GW de potência instalada no país provêm de uma fonte de energia limpa, renovável e sustentável.

Segundo dados do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2024 (PDE 2024) a geração de energia elétrica proveniente dos raios de sol, alcançara 7.000 MW no Brasil até 2024. Segundo dados do planejamento é esperado para próxima década, que a potência instalada de eletricidade a partir da fonte solar representará cerca de 4% da potência total brasileira de 2024 (MME, 2015).

Um significativo potencial de oferta de energia proveniente de recursos renováveis é previsto no horizonte decenal. A participação da fonte solar somada ao segmento da eólica, biomassa e das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) deve corresponder 28% na matriz de capacidade instalada de energia elétrica em 2024.

De acordo com dados da ABSOLAR datados de junho de 2020 a potência operacional total da energia solar fotovoltaica somava 5.764,0 MW, dos quais, 2.928,8 MW vêm de geração centralizada e 2.836,0 MW de geração distribuída, de micro ou minigeração.

A fonte solar fotovoltaica é a mais utilizada pelos consumidores-geradores na modalidade geração distribuída, correspondendo a aproximadamente 97,5% da potência instalada através da GD, como pode ser visto na Tabela 2.1 (ANEEL, 2019).

Tabela 2.1 Unidades consumidoras (UC) com geração distribuída por tipo de fonte, até junho 2020

Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	47	4.126	36.305,47
EOL	69	132	14.930,70
UFV	510.424	642.294	5.917.636,44
UTE	313	5.061	97.173,52
Total de Usinas: 510.853		Total de UCs que recebem os créditos: 651.613	Potência total: 6.066.046,13

Fonte: Aneel, (2020)

Em números de unidades instaladas, os consumidores residenciais estão no topo da lista, representando 74,60% do total com 341.499 unidades de GD. Em seguida,

aparecem as empresas dos setores de comércio e serviços (15,69%), consumidores rurais (7,03%), indústrias (2,27%), poder público (0,37%) e outros tipos, como serviços públicos (0,03%) e iluminação pública (0,01%) (ABSOLAR, 2018). A Tabela 2.2 apresenta os dados por classe de consumo.

Tabela 2.2 Unidades consumidoras (UC) com geração solar distribuída

Classe de consumo	Potência Instalada (MW)	Unidades de GD	Cidades com GD
Residencial	2.148,44	341.499	5.034
Rural	706,27	32.168	3.843
Comercial	1.994,80	71.840	4.524
Industrial	453,80	10.398	2.065
Poder Público	63,10	1.700	763
Serviço Público	4,98	120	98
Iluminação Pública	1,01	31	27

Fonte: Aneel, (2020)

2.5 Custos dos sistemas solares e módulos fotovoltaicos

O estudo de sistemas fotovoltaicos, assim como seu respectivo custo de instalação e prováveis preços de mercado já é assunto recorrente na literatura. Pelo menos desde 1966 estuda-se a variação do preço de um sistema em função de fatores como eficiência do módulo, área requerida, uso de rastreadores solares, assim como da viabilidade do uso de concentradores (EVANS & FLORSCHUETZ, 1977; EVTUHOV, 1979). Em 1981, um sistema convencional poderia ser encontrado nas faixas US\$ 3,15-5,04/Wp; US\$ 3,70-5,86/Wp e US\$ 4,80-7,52/Wp de acordo com a margem de lucro utilizada, para os respectivos *markups* de 30%, 60% e 120%, em dólares da época (COX III, 1981).

Entre dezembro de 2009 e dezembro de 2019, os preços dos módulos de silício cristalino diminuíram na faixa de 87% a 92% para os módulos vendidos na Europa, dependendo do tipo. Entre dezembro de 2018 e dezembro de 2019, a redução foi de 14%, atingindo USD 0,27/Wp (R\$² 1,36/Wp). O custo dos módulos cristalinos de alta eficiência a USD 0,37/Wp (R\$ 1,86/Wp) foi ligeiramente superior à módulos de película fina, que foi vendida a USD 0,36/Wp (R\$ 1,81/Wp) durante esse período (IRENA, 2019).

² Cálculo considerando a cotação do dólar em 21 de junho de 2021, no valor de USD 1.00 = R\$ 5,03. Fonte: <https://www.bcb.gov.br/conversao>

O Custo Nivelado de Energia - LCOE (*levelized cost of electricity*) global médio ponderado das instalações fotovoltaicas em escala de utilização diminuiu 82% entre 2010 e 2019, de cerca de USD 0,378/kWh para USD 0,068/kWh em 2019, com uma redução de 13% em relação ao ano anterior em 2019. Em cada país, o valor ponderado do LCOE médio dos sistemas FV em escala de utilização diminuiu na faixa de 66% a 85% entre 2010 e 2019 (IRENA, 2019).

O custo total médio da capacidade global instalada dos projetos comissionados em 2019 foi de USD 995/kW (R\$ 5.011,52/kW), sendo 79% inferior à de 2010 e 18% inferior à de 2018 (IRENA, 2019).

Os custos totais dos sistemas fotovoltaicos residenciais instalados em telhados diminuíram na faixa de 47% a 80% entre 2010 e 2019, dependendo do mercado. Enquanto os sistemas instalados nos telhados no mercado comercial diminuíram na faixa de 64% a 86% entre 2010 e 2019 (IRENA, 2019).

O fator de capacidade média para sistema FV, em escalada de utilização, aumentou de 13,8% em 2010 para 18,0% em 2019. Isto foi predominantemente impulsionado pelo aumento da proporção de implantação desses sistemas em locais mais ensolarados.

A Figura 2.8 apresenta a média global dos custos totais da potência instalada, o fator de capacidade e o LCOE, dos sistemas fotovoltaicos de 2010 a 2019. A média de preço do sistema fotovoltaico em 2019 foi de 995 USD/kWp instalado. Como no Brasil o dólar está cotado em USD 1,00 = R\$ 5,03, isto representa 5.004,85 R\$/kWp instalado.

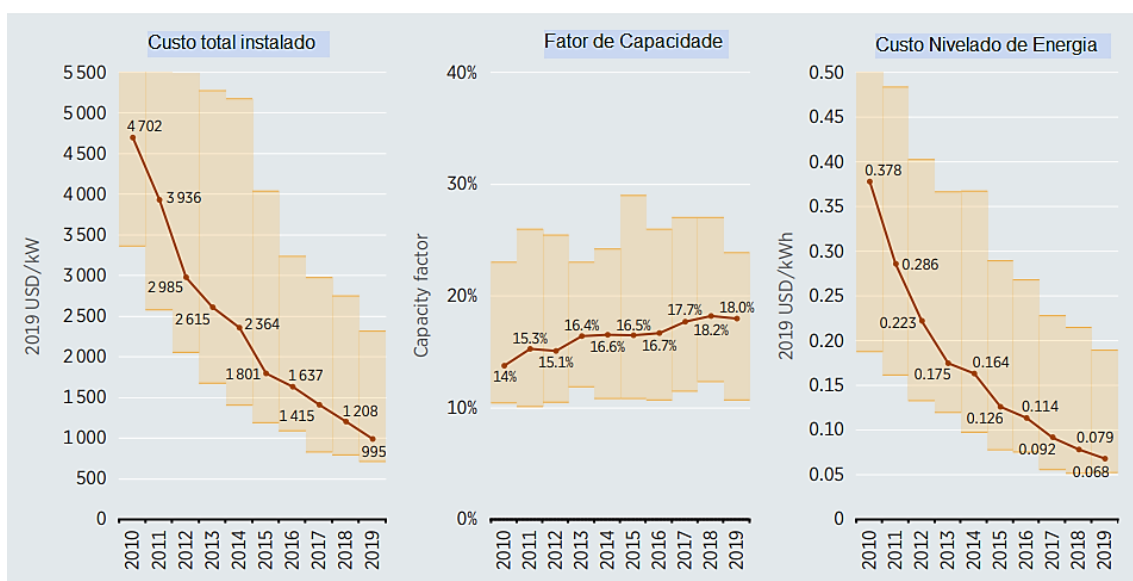


Figura 2.8 Média ponderada global dos custos totais instalados, fator de capacidade e LCOE para FV
Fonte: IRENA, (2019)

No Brasil, os preços de referência dos sistemas fotovoltaicos estão, de acordo com o estudo publicado pela GREENER (empresa de Pesquisa e Consultoria especializada no setor de energia solar fotovoltaica), baseado em dados coletados de 685 empresas integradoras atuantes no setor fotovoltaico. Como podemos depreender pelos dados da GREENER, a maior parte dos sistemas fotovoltaicos instalado no Brasil são mais baratos que a média mundial (exceto no caso de microssistemas de 2,0 kWp), como apresenta a Figura 2.9.

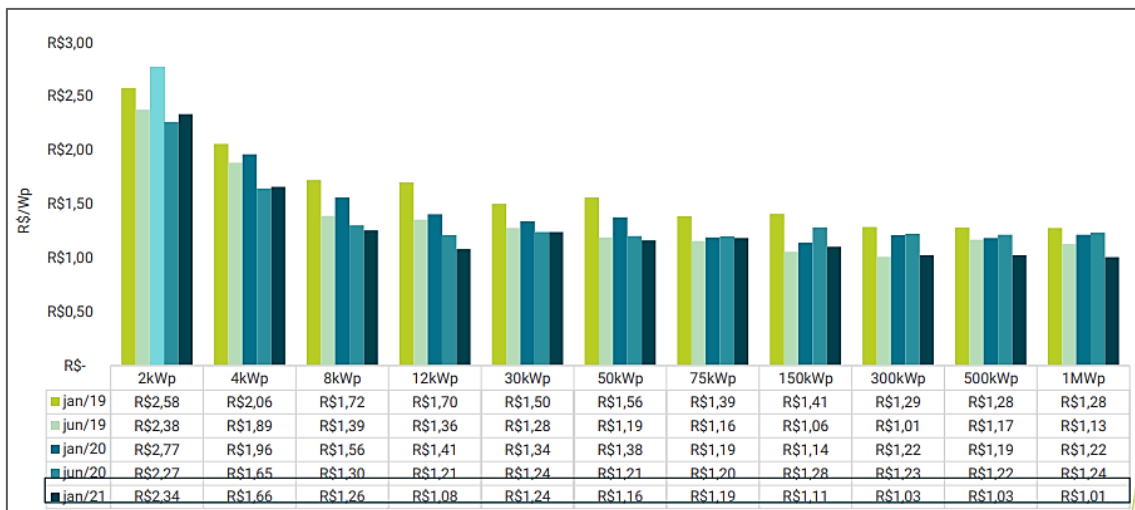


Figura 2.9 Preço médio dos serviços de integração
Fonte: GREENER, (2021)

O estudo ainda conta com informações de preço final para cliente (aquisição, integração, engenharia, entre outros), para sistemas FV instalados em solo ou em telhado, como apresentado na Figura 2.10. Apresenta também o preço dos kits fotovoltaicos (Figura 2.11), preço dos kits fotovoltaicos para instalação em solo ou telhado (Figura 2.12), preços de serviços de integração, entre outros.

O preço médio de um sistema fotovoltaico para o cliente final, que inclui custos de instalação, engenharia, entre outros, de 50 kWp por exemplo, era R\$ 3,62/Wp em janeiro de 2020, aumentando para R\$ 3,88/Wp em janeiro 2021, um aumento de 7,18%. De junho de 2020 para janeiro de 2021 o aumento de preço dos sistemas FV para o cliente final foi de 4,8%. A Figura 2.10 apresenta o preço dos kits fotovoltaicos de janeiro de 2019 a janeiro de 2021 com relação a potência instalada.

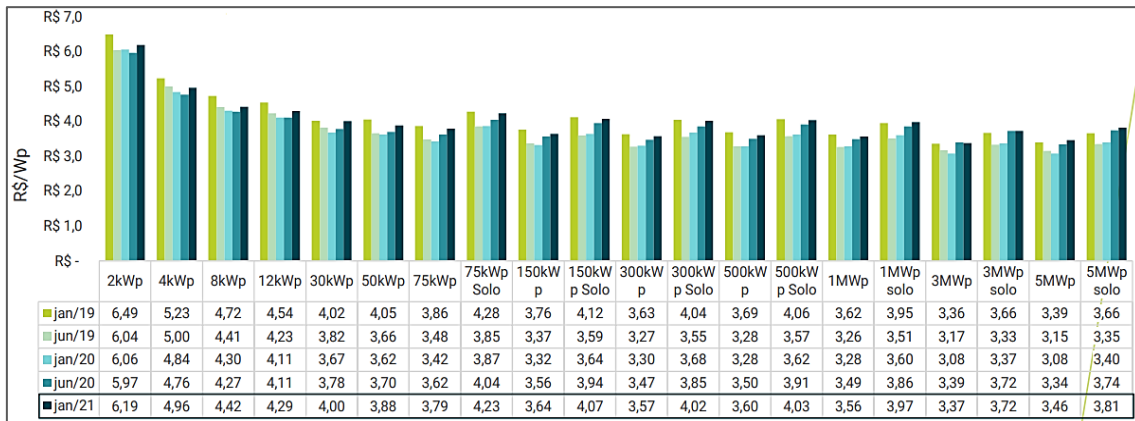


Figura 2.10 Preço dos sistemas fotovoltaicos médio no Brasil para o cliente final

Fonte: GRENEER, (2021)

O preço médio dos kits de 50 kWp praticados em janeiro de 2020, era de R\$ 2,24/Wp, aumentando para R\$ 2,72/Wp em janeiro de 2021, representando um aumento de 21,42% (Figura 2.11). Em média, os preços dos kits subiram 10% no último semestre de 2020 e 20% ao longo do ano, as elevações ao longo do ano são reflexos da forte desvalorização do Real e aos altos custos logísticos (GREENER, 2021).

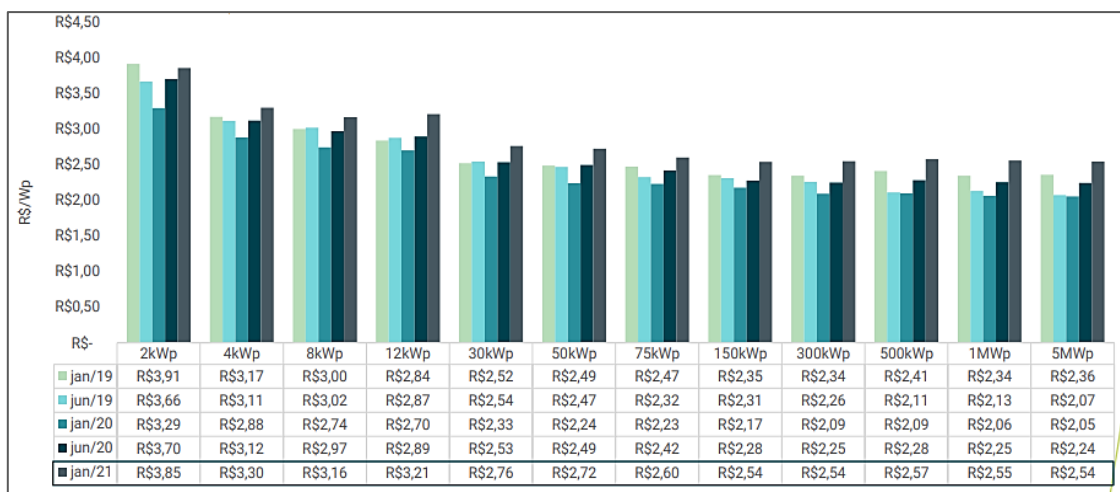


Figura 2.11 Preço dos kits fotovoltaicos médio no Brasil

Fonte: GRENEER, (2021)

Com relação ao preço médio dos kits fotovoltaicos, segundo o estudo da GREENER, aqueles instalados em solo são em média cerca de 7% a 9% mais caros que os instalados em telhado.

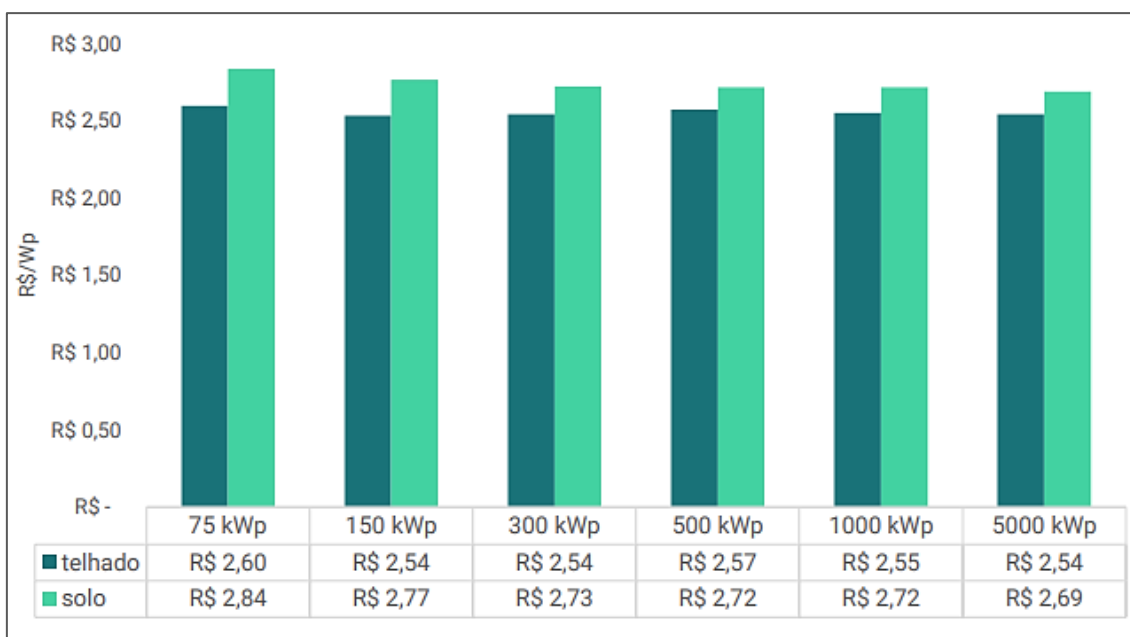


Figura 2.12 Preço dos kits fotovoltaicos médio no Brasil para instalação em solo ou telhado

Fonte: GREENER, (2021)

O preço do serviço de integração de um sistema fotovoltaico, varia de acordo com a potência instalada. A parcela referente aos serviços de integração caiu em janeiro de 2021, em média, 7% em relação a junho de 2020. Ao longo do ano de 2020 a variação foi de menos 13%, ainda que com o aumento dos preços do kit, é possível que os integradores tenham absorvido uma parte buscando manter a competitividade (GREENER, 2021).

De fato, determinar de forma precisa os preços de um sistema fotovoltaico praticados em diferentes localidades não é trivial. Fatores tais como custo de estrutura, características do mercado e incentivos locais têm ampla relevância sobre o preço final do produto instalado. E ainda em um mesmo mercado, a capacidade instalada, eficiência e material do módulo, local do projeto, entre outros, torna a faixa de preço final ainda mais abrangente. Para sistemas importados, impostos e tributos locais podem ainda ter considerável impacto sobre o preço vendido no varejo. Quando se analisam os preços de módulos ou sistemas fotovoltaicos é ainda importante atentar se estes são preços de fábricas, varejo ou do sistema já instalado. E ainda, se estes valores dizem respeito apenas ao módulo ou a todo o sistema.

2.6 Energia solar em câmpus universitários

As instituições de ensino superior, pela sua missão multidimensional desempenham um papel importante de transformação da sociedade, deste modo as instituições de ensino superior têm um papel fundamental no desenvolvimento sustentável na sua região. O conceito de universidade sustentável refere-se a instituições de ensino superior que promovem a minimização de efeitos ambientais, econômicos e sociais gerados pelo uso de seus recursos (VELAZQUEZ et al., 2006).

A divulgação da Diretiva Europeia sobre o Desempenho Energético em Edificações (EPBD) fez aumentar a preocupação com a sustentabilidade energética em campus universitários Europeus (JANSSEN, 2004). Um número significativo de universidades em todo o mundo está planejando investimentos relevantes, a fim de melhorar sua sustentabilidade em curto e médio prazo.

Com base na preocupação que as Instituições de Ensino Superior vêm demonstrando em se tornarem sustentáveis, a seguir são apresentados estudos recentes de inserção de fontes de energia renováveis e análises de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos inseridos em ambientes universitários.

Um estudo realizado por Hasapis et al. (2017) apresentou as maiores instituições de ensino superior que utilizavam a energia fotovoltaica em seus câmpus e sua potência, sendo o Arizona o estado que possui a maior potência instalada, 28 MWp, como apresentado no Quadro 2.1. O objetivo do estudo era mostrar as principais etapas no projeto de plantas de geração de energia fotovoltaica (FV) em larga escala em câmpus universitários para sua independência energética, e paralelamente foi realizado um estudo da viabilidade da geração de energia fotovoltaica.

Quadro 2.1- Resumo dos maiores sistemas fotovoltaicos conectados à rede em campus universitários

Instituição	País	Potência [kWp]	Status
<i>The University Of Arizona</i>	EUA	28.095	Instalado
<i>Arizona State University</i>	EUA	23.567	Instalado
<i>Rutgers, The State University of New Jersey</i>	EUA	17.417	Instalado
<i>Mount St. Mary's University</i>	EUA	17.400	Instalado
<i>Michigan State University</i>	EUA	11.000	Instalado
<i>Colorado State University</i>	EUA	6.754	Instalado
<i>California State University, Fullerton</i>	EUA	6.000	Instalado
<i>West Hills Community College District</i>	EUA	6.000	Instalado
<i>United States Air Force Academy</i>	EUA	5.150	Instalado
<i>The Hashemite University</i>	Jordânia	5.000	Em Construção
<i>Arizona Western College</i>	EUA	5.150	Instalado
<i>Universidad de Murcia</i>	Espanha	2.750	Instalado
<i>Oregon University</i>	EUA	2.000	Instalado
<i>Cornell University</i>	EUA	2.000	Em Construção
<i>Yale University</i>	EUA	1.250	Planejado
<i>University of Queensland</i>	Austrália	1.220	Instalado

Fonte: Adaptado, HASAPIS *et al.* (2017)

Kalkan et al. (2011) analisaram aspectos técnicos e de viabilidade para integração de um sistema fotovoltaico isolado no *Highfield Campus* da *University of Southampton* no Reino Unido, com o objetivo de reduzir o consumo.

Em Talavera et al. (2014) foram identificados e simulados diversos sistemas fotovoltaicos nos telhados e nos estacionamentos do Campus Universitário da Universidade de Jaen na Espanha. Sendo realizada uma análise econômica, de custos e a análise de sensibilidade dos fatores que mais influenciaram na rentabilidade do sistema.

No estudo realizado por Lee et al. (2016) analisou-se a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos da *University of New Haven*. Os resultados obtidos poderão ser usados para avaliar a viabilidade de sistemas fotovoltaicos em outras universidades dos estados que possuem as mesmas características climáticas e os mesmos fatores econômicos. Park e Kwon (2016) estudaram distintos sistemas de geração de energia

renovável para o campus da *Kyung-Hee University*, na Coréia do Sul, e demonstraram que estabelecer sistemas conectados à rede é mais eficiente do que sistemas isolados.

Pinto (2018) analisou os impactos da inserção de um sistema fotovoltaico de 5 MWp sobre as despesas com energia elétrica em campus universitário, na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

A Tabela 2.3 apresenta os principais resultados obtidos nos trabalhos de Kalkan *et al.* (2011); Talavera *et al.* (2014); Lee *et al.* (2016); e Pinto (2018).

Tabela 2.3 Resumo dos principais resultados de geração de energia, fluxo de caixa e *payback*

Ano	Autor	Geração de energia estimada anualmente [MWh]	Fluxo de Caixa	Payback [anos]
2011	Kalkan et al. (2011)	1.325,0	£ 2.529.325,51	5,6
2014	Talavera et al. (2014)	1.550,3	€ 525.766,00	17,5
2016	Lee et al. (2016)	1.307,5	\$ 6.299.679,00	11,0
2018	Pinto (2018)	6.193,5	R\$ 26.324.529,66	8,0

No Brasil, segundo dados da ANEEL datados de novembro de 2018, 82 Instituições de Ensino Superior Públicas utilizam a energia solar fotovoltaica em seus Campus para geração de energia elétrica, totalizando uma potência instalada de 4.395,33 kWp (ANEXO A). Das 63 Universidades Públicas, 17 possuem pelo menos um sistema solar fotovoltaico em seus Campus universitários, totalizando uma potência instalada de 559,75 kWp.

2.7 Ambiente de Contratação Regulado

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada em dezembro de 1996 para regular o setor elétrico Brasileiro. Uma das principais atribuições da ANEEL é garantir aos consumidores o pagamento de uma tarifa justa pela energia fornecida e, ao mesmo tempo, preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, para que possam prestar o serviço com qualidade pactuada (ANEEL, 2016).

O Modelo do Setor Elétrico brasileiro abrange dois ambientes de contratação de energia elétrica, O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR envolve os mercados atendidos pelas distribuidoras, na forma de consumidores cativos, onde o valor unitário da energia é estipulado por tarifas. Já o ACL envolve os mercados dos grandes consumidores que optaram por migrar

do ACR e comprar a própria energia a preços unitários estabelecidos com contratos bilaterais com geradores ou comercializadores.

Para compreender as faturas de energia elétrica no ACR, são apresentados conceitos a respeito dos componentes de custos que são definidos nas resoluções homologatórias da ANEEL nos processos de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica, descrevendo como obter o valor final da fatura mensal do consumidor da modalidade tarifária horosazonal verde e azul.

2.7.1 Tarifas e tributos que compõe a conta de energia elétrica

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços (geração, transmissão e distribuição) receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, à ANEEL (ANEEL, 2018). O valor cobrado deve ser suficiente para arcar com as despesas de operação e expansão dos componentes elétricos que compõe o sistema, resultando em baixos índices de falhas e um fornecimento de energia com qualidade.

A REN 414/2010 define dois diferentes componentes de custo calculados pela ANEEL para as distribuidoras aplicarem na forma de tarifas aos consumidores:

Tarifa de energia (TE): Valor monetário unitário utilizado para o faturamento mensal referente ao consumo de energia, determinado pela ANEEL, em R\$/MWh.

Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD): Valor monetário unitário utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema da rede elétrica (custo do fio), determinado pela ANEEL, em R\$/MWh para o custo variável e R\$/kW para custo fixo. A TUSD cobre os custos com as instalações, equipamentos e componentes da rede de distribuição utilizadas para levar a energia com qualidade e continuidade.

A tarifa paga as concessionárias de distribuição de energia é composta por componentes de custos agregados representados pela Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa

de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)³. Além da tarifa, nas faturas de energia elétrica são incluídos tributos federais, estaduais e municipais, que são cobrados na forma de PIS/COFINS, ICMS e contribuição para iluminação pública, respectivamente. Os encargos setoriais e os tributos, a seguir detalhados não são criados pela ANEEL e, sim, instituídos por leis.

Tributos Federais: O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são cobradas pela União, voltados para o trabalhador e para atender a programas sociais do Governo Federal. As alíquotas são de 1,65% (PIS) e 7,6% (COFINS), sendo apuradas de forma não-cumulativa. As alíquotas médias desses tributos podem variar por vários fatores, mas elas são determinadas principalmente por despesas que as concessionárias têm com a energia adquirida para revenda ao consumidor.

Tributos Estaduais: O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo estadual. O imposto incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços, sendo de competência de cada estado e do Distrito Federal fixar suas alíquotas. A distribuidora é responsável por realizar a cobrança do ICMS diretamente na fatura do consumidor, repassando o valor ao Governo estadual.

Tributo municipal: A Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) está prevista na Constituição Federal, e deve ser arrecadada pela distribuidora e repassada ao Poder Público Municipal.

A Equação (2.1) apresenta a forma como os consumidores podem aplicar os tributos no cálculo da fatura de energia, chamado cálculo “por dentro”, ou seja, partindo da soma dos componentes de custos para o valor final da fatura. A distribuidora apresenta para o consumidor as alíquotas dos tributos calculados “por fora”, ou seja, partindo do valor final da fatura, quanto correspondem os tributos (ANEEL, 2008).

³ Na TUSD estão incluídas as funções de custos de Transporte (componentes tarifários de Transmissão e Distribuição), de Perdas (componentes tarifários de perdas Técnicas, Não Técnicas e Irrecuperáveis) e de Encargos (componentes tarifários para ANEEL, ONS, P&D e EE, CDE e Proinfa). Na TE estão incluídas as funções de custos de Energia (adquirida nos leilões para mercado cativo), de Transporte (de Itaipu), Perdas (componentes complementares do mercado cativo na Rede Básica) e de Encargos (componentes tarifários para CFURH, ESS/EER, P&D, EE e CDE).

$$\text{Valor cobrado} = \frac{\text{Tarifa ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})\%} \quad (2.1)$$

No Brasil, segundo a ENEL (2021), os impactos dos impostos e tributos sobre o custo da energia elétrica podem chegar a 43% do valor pago, sendo o ICMS o imposto que mais impacta nas contas de energia elétrica, podendo variar de 0 a 30% (comparando as alíquotas por dentro e por fora).

A partir de 2015, o Sistema de Bandeira Tarifárias passou a ser incluído na fatura de energia mensal como outro custo adicionado às Tarifas de Energia, substituindo as variações tarifárias sazonais dos períodos seco e úmido (ANEEL, 2015). A Bandeira Tarifária, representa o custo sazonal de geração de energia, ou seja, a variação do custo de geração de energia elétrica conforme a época do ano, volume de chuvas, disponibilidade hídrica, entre outras variáveis, sinalizado diretamente ao consumidor final através do custo marginal de operação do sistema, ou seja, do custo de despacho das usinas em operação. Ao serem adicionadas, as bandeiras tarifárias são faturadas sobre o consumo de energia elétrica. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha (patamar1 e patamar2).

Bandeira Verde: A tarifa não sofre acréscimo.

Bandeira Amarela: A tarifa sofre acréscimo de 18,74 R\$/MWh consumido.

Bandeira Vermelha (Patamar 1): A tarifa sofre acréscimo de 39,71 R\$/MWh consumido.

Bandeira Vermelha (Patamar 2): A tarifa sofre acréscimo 94,92 R\$ /MWh, consumido.

Este sistema tem como objetivo sinalizar aos consumidores o custo real de geração de energia, incentivando o consumidor a utilizar de forma mais consciente a energia elétrica, uma vez que o regime hidrológico desfavorece a geração hidroelétrica e solicita maior uso de usinas térmicas, que possuem uma geração de energia mais cara.

Deste modo a Figura 2.13 apresenta a composição da fatura de energia elétrica de acordo com as tarifas e bandeiras tarifárias.

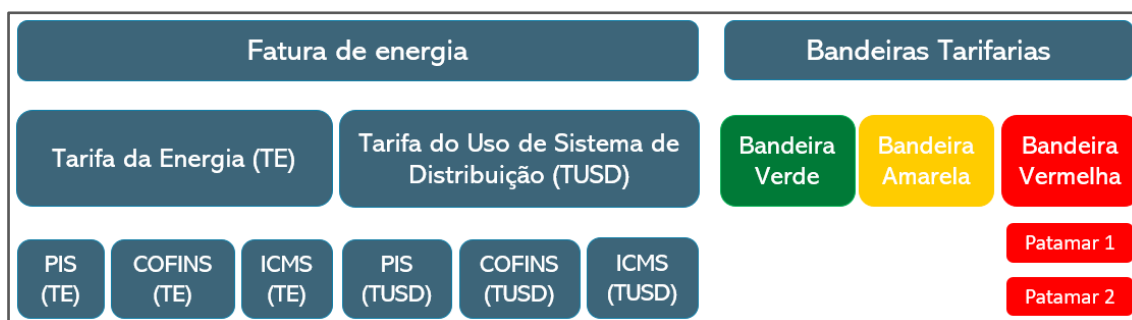


Figura 2.13 Composição da fatura de energia elétrica

Fonte: Autoria própria

2.7.2 Estrutura tarifária

A estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro, é o conjunto de tarifas aplicadas ao consumidor de energia elétrica, que está dividida em dois grupos: Grupo A e Grupo B. O agrupamento é definido principalmente em função do nível de tensão em que são atendidos e o enquadramento da unidade consumidora também feito em função da demanda (kW) (ANEEL, 2010).

Ao Grupo A são aplicadas tarifas binômias havendo componentes de custo para demanda e para energia. Ao Grupo B são aplicadas tarifas monômias apenas com componentes de energia.

O Grupo A, corresponde aos consumidores atendidos pela rede de alta tensão, variando de 2,3 a 230 kV; sendo dividido em seis subgrupos (A1, A2, A3, A3a, A4 e AS) e possuem duas modalidades tarifas: horo-sazonal verde e horo-sazonal azul.

Modalidade Tarifária Horo-Sazonal Verde – Só podem se enquadrar na modalidade tarifária verde, unidades consumidoras do Grupo A, pertencentes aos subgrupos A3a, A4 e As. A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta de duas parcelas referentes a consumo (ponta e fora de ponta) e uma parcela de demanda única. Nesta modalidade a tarifa de demanda é única, independe da hora do dia no período de faturamento.

Modalidade Tarifária Horo-Sazonal Azul – É obrigatório o enquadramento na modalidade tarifária azul os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3. A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta por duas parcelas referentes ao consumo (ponta e fora de ponta) e duas parcelas de demanda (ponta e fora de ponta).

A ultrapassagem de demanda pode ser cobrada somente quando a demanda medida ultrapassar a demanda contratada acima do limite de tolerância (5% para todos os subgrupos).

O grupo B, corresponde aos consumidores atendidos por uma tensão inferior a 2,3 kV, estes também são divididos em quatro subgrupos (B1, B2, B3 e B4). As modalidades tarifas aplicadas podem ser.

Convencional – Corresponde a tarifa técnica independente da hora

Horária Branca - Com diferentes tarifas para os postos horários ponta, fora ponta e intermediário.

2.8 Aspectos legais de micro e minigeração fotovoltaica

Em abril de 2012 foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a minuta da Resolução Normativa nº 482, que estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída a partir de fontes renováveis e alternativas com sistemas de geração distribuídas conectados à rede elétrica de baixa tensão (ANEEL, 2012).

A publicação dessa resolução normativa, representou um grande avanço no marco regulatório do nosso país, beneficiando a população, pois embora as concessionárias de energia não sejam obrigadas a pagar um valor monetário pela energia excedente, são gerados créditos de energia que podem ser utilizados nos meses subsequentes pelos consumidores/geradores distribuídos (NAKABAYASHI, 2014).

A Resolução Normativa nº 482/12 estabelece que qualquer cidadão brasileiro ou empresa poderá ter uma usina fotovoltaica produzindo eletricidade para consumo próprio, ou para consumo em outra unidade consumidora, desde que esteja relacionada ao mesmo CPF (cadastro de pessoa física) ou CNPJ (cadastro de Pessoa Jurídica) da unidade consumidora responsável pela geração dos créditos incluídas matriz e filial (NAKABAYASHI, 2014).

Buscando o aperfeiçoamento das regras vigentes na época foi realizada a Audiência Pública ANEEL – AP nº 26/2015, no período de 7/5/2015 a 22/06/2015. O resultado dessa Audiência Pública deu origem a Resolução Normativa 687/2015 que atualiza a Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012).

No art. 2º da Resolução Normativa nº 687 são apresentadas novas definições de micro e minigeração distribuída, assim como novas unidades de geração distribuída (ANEEL, 2015):

- **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).
- **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).
- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitui uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;
- **Geração compartilhada:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;
- **Autoconsumo remoto:** caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou

Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

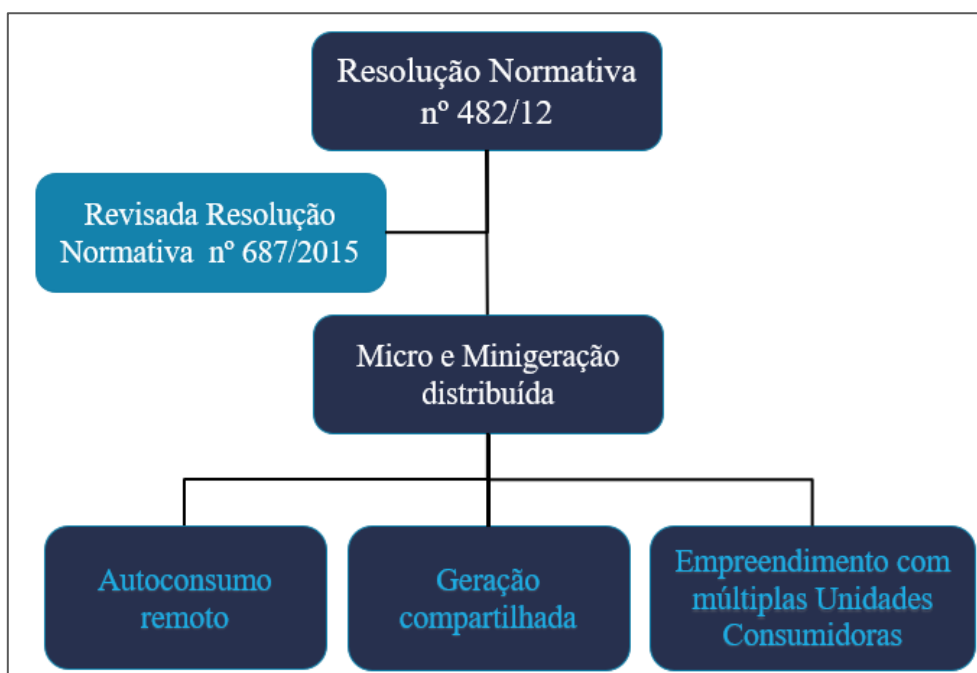


Figura 2.14 Fluxograma do sistema de compensação de energia elétrica

Fonte: Autoria própria

É de responsabilidade das distribuidoras conceder o acesso aos sistemas de distribuição, de realizar a adequação dos seus sistemas comerciais, além da elaboração ou revisão de normas técnicas para tratar do acesso de micro e minigeração distribuída. Utilizam-se como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. A seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST estabelece os procedimentos para o acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição (ANEEL, 2015).

Conforme § 1º do art. 4º da Resolução Normativa n° 687/2015, a potência instalada de micro e minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa n° 414/2010. Segundo inciso LX, art. 2º, considera-se a potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, calculada da seguinte forma:

A) Unidade consumidora do grupo A: a demanda, expressa em quilowatts (kW)

B) Unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).

No que diz respeito ao sistema de medição, a distribuidora é a responsável técnica e financeira pelo sistema de medição para microgeração distribuída. Os custos de adequação do sistema de medição para conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada, não é de inteira responsabilidade da distribuidora e pode ser de responsabilidade compartilhada com o interessado (interessante), no entanto após a adequação do sistema de medição, a distribuidora passa a ser responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

2.8.1 Sistema de compensação de energia elétrica

O sistema de compensação de energia elétrica, permite que instantaneamente a energia excedente gerada pela unidade consumidora, seja ela de micro ou minigeração, seja injetada na rede da distribuidora, armazenando esse excedente de energia para ser consumido em outro momento em que o consumo seja maior que a produção de energia. Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora: (i) com micro ou minigeração distribuída; (ii) integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras; (iii) caracterizada como geração compartilhada e (iv) caracterizada por autoconsumo remoto (ANEEL, 2016).

Uma vez que a energia injetada na rede for maior que a consumida, a unidade consumidora receberá um crédito em energia (kWh) podendo ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (no caso dos consumidores com tarifa horária) ou no abatimento na fatura dos meses subsequentes. Esse crédito extra, pode também ser utilizado em outras unidades consumidoras previamente cadastradas, quando pertencentes a mesma área de concessão da distribuidora. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses (ANEEL, 2016).

Importante ressaltar que o valor monetário da fatura de energia elétrica nunca chegará a zero, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo (ANEEL, 2016). De acordo com sistema de compensação deverá ser cobrado o custo de

disponibilidade para os consumidores de baixa tensão (grupo B) e a demanda contratada junto distribuidora para os consumidores em alta/média tensão (grupo A).

➤ **Sistema de compensação do consumidor grupo A**

As unidades consumidoras que dispem de tarifa horária, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período de geração (ponta ou fora de ponta). Caso haja sobra, esse saldo poderá ser utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um **fator de ajuste**, como ilustrado na Figura 2.15 (ANEEL, 2016).

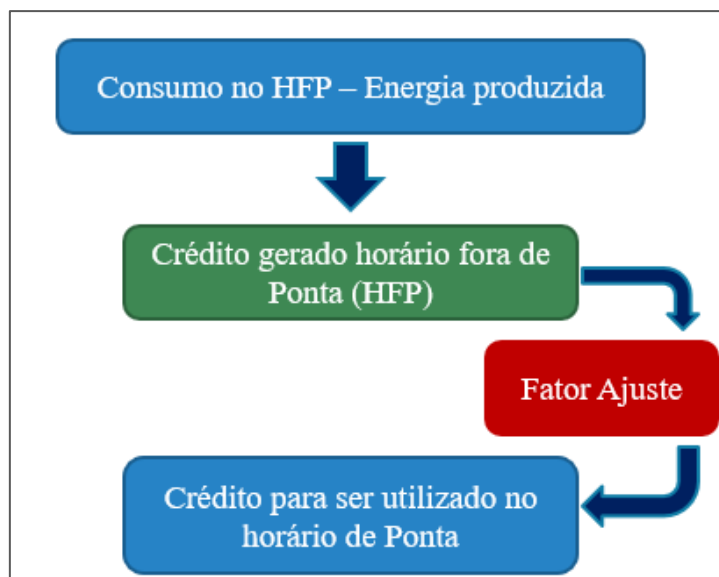


Figura 2.15 Sistema de compensação do consumidor do grupo A
Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2016).

O fator de ajuste é o resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (a componente TE – Tarifa de Energia) de ponta pela fora de ponta (nos casos do excedente ser originado no posto tarifário ponta – HP), ou da tarifa fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no posto fora de ponta – HFP (ANEEL, 2016).

Considerando que a geração fotovoltaica ocorre praticamente toda no horário fora de ponta o fator de ajuste utilizado para compensação dos créditos excedentes é divisão da tarifa de energia do horário fora de ponta pela tarifa de energia no horário de ponta de acordo com Eq. (2.2) (ANEEL, 2016).

$$Fator\ de\ Ajuste = \frac{TE_{HFP}}{TE_{HP}} \quad (2.2)$$

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O presente capítulo apresenta a fundamentação teórica utilizada para desenvolvimento desta tese, que tem como base modelos matemáticos necessários para cálculo do desempenho de um sistema fotovoltaico, para o cálculo fatores que influenciam a eficiência do sistema, tal como a irradiância solar incidente no sistema FV e os fatores construtivos que influenciam na potência gerada pelo sistema.

Também, será apresentado o equacionamento dos parâmetros utilizados para análise de desempenho de um sistema FV, que será utilizado para comparar sistemas FV e a que será utilizada para os dados reais de um sistema FV com os resultados obtidos em simulação no software PVSyst.

Para completar a análise, são apresentados os indicadores econômicos utilizados no auxílio da tomada de decisão de viabilidade do sistema FV, uma vez que é necessário otimizar os resultados econômicos em razão dos altos valores para a implantação do sistema FV.

Por fim, são indicados os equacionamentos para obtenção da análise exergética do sistema FV e sua eficiência exergética, apresentando as principais causas de irreversibilidades no sistema.

3.1 Radiação solar

Os dados de radiação solar podem ser disponibilizados de diferentes formas, como irradiância, que representa a medida instantânea da potência em $[W/m^2]$, e como irradiação, que representa a energia incidente $[kWh/m^2]$, que é obtida através da integração da irradiância (DUFFIE, A. JOHN; BECKMAN; 2013).

Para análise e simulação de sistemas solares FV são necessários informações referentes a irradiância em valores instantâneos, horários e diários. Entretanto os dados de irradiância disponíveis em sua grande maioria se referem a irradiância global no plano horizontal, uma vez que necessitam de equipamentos de medição mais simples, podendo ser medida através de um piranômetro⁴.

⁴ Piranômetro: Instrumento de medição da radiação solar instalado em estações solarimétricas, responsável por medir a irradiância global horizontal.

A irradiância global no plano horizontal na superfície terrestre (I_H), é composta pela soma das componentes da Irradiância Direta (I_b) e da Irradiância Difusa (I_d). O cálculo da irradiância no plano inclinado (I_T) a partir da irradiância global no plano horizontal (I_H) envolve uma série de etapas, como mostra a Figura 3.1.

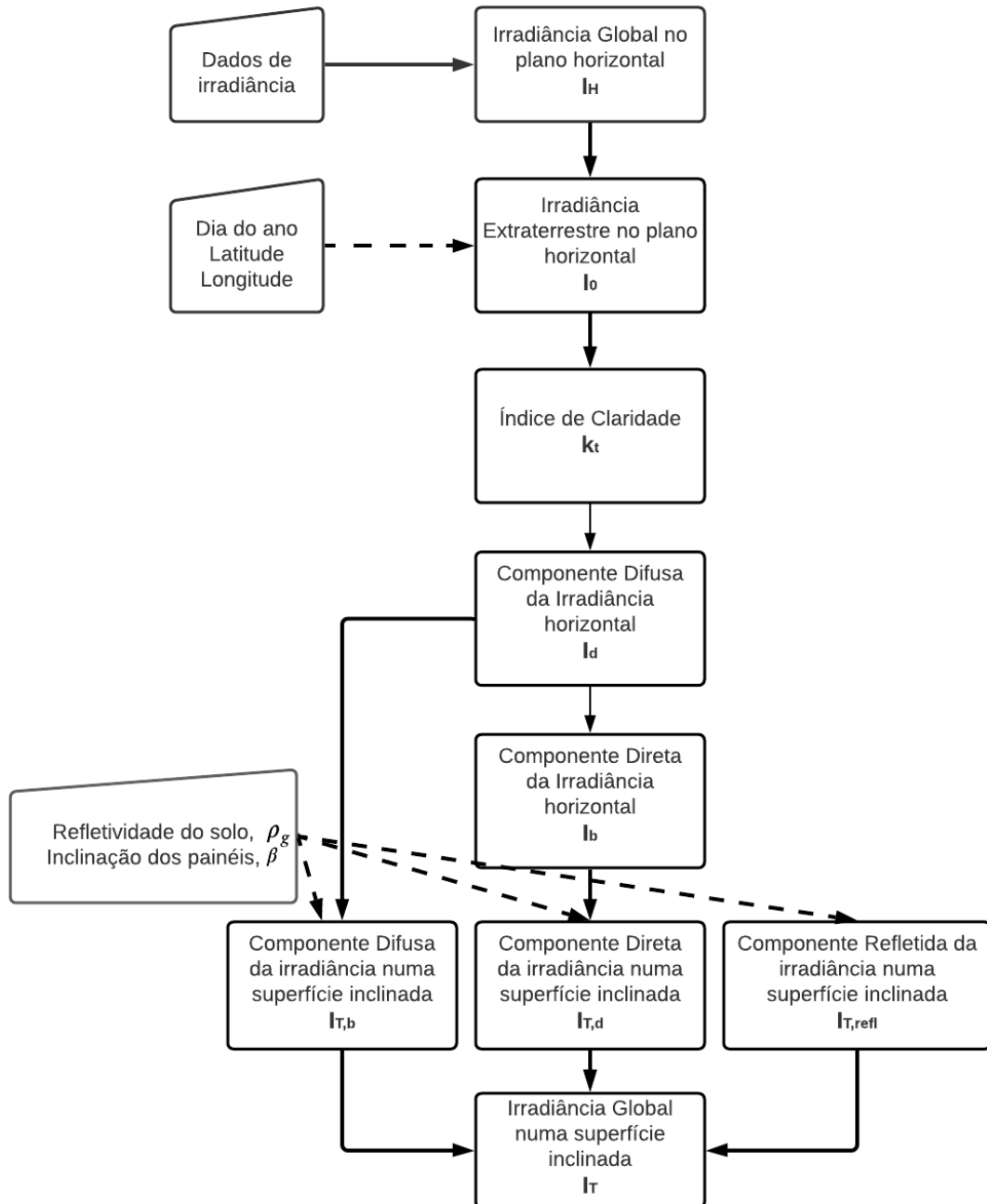


Figura 3.1 Processo de cálculo da irradiância global incidente numa superfície inclinada

Fonte: Adaptado: Roberts (2016)

A modelagem matemática utilizada no presente estudo, baseou-se nos modelos propostos por; Liu; Jordan (1963); Erbs *et al.* (1982); e Duffie, A. John; Beckman (2013).

3.1.1 Irradiância extraterrestre

O processo de cálculo da irradiância extraterrestre (I_0), Equação (3.1), ocorre a partir de dados como a data (dia do ano) e da latitude e longitude do local (DUFFIE, A. JOHN; BECKMAN; 2013).

$$I_0 = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 N_{dia}}{365} \right) \times (\cos \varnothing \cos \delta \cos \omega + \sin \varnothing \sin \delta) \quad (3.1)$$

Onde G_{sc} é a constante solar (1367 W/m^2), N_{dia} é número do dia do ano, \varnothing é latitude do local, δ representa o ângulo da declinação solar e ω representa ângulo horário, ou seja, o deslocamento angular do sol a leste ou oeste do meridiano local devido à rotação da terra no seu próprio eixo em 15° por hora; manhã negativa e tarde positiva.

O ângulo de declinação solar (δ) dependente da posição física da Terra na elíptica dada em graus, encontrada a partir da Equação (3.2) (DUFFIE, A. JOHN; BECKMAN; 2013).

$$\delta = 23,45 \times \sin \left(360 \frac{284 + N_{dia}}{365} \right) \quad (3.2)$$

3.1.2 Estimativa das componentes de irradiância direta e difusa

Os modelos conceituais de estimativa das irradiações difusa e direta baseados no índice de claridade, são chamados do tipo Liu; Jordan (1963).

O índice de claridade atmosférica (k_T) é definido como a razão entre a irradiância global na superfície terrestre e a irradiância solar extraterrestre (I_0). Como mostra a Equação (3.3).

$$k_T = \frac{I_H}{I_0} \quad (3.3)$$

O índice k_T expressa a condição de nebulosidade do céu. Baixos índices de claridade indicam céu encoberto, enquanto altos índices de claridade indicam céu limpo

ou com pouca nebulosidade. O índice k_T é utilizado para determinar a componente difusa da irradiância horizontal (I_d).

Dos diversos modelos desenvolvidos para estabelecer uma correlação empírica entre o índice de claridade (k_T) e a componente difusa da irradiância horizontal (I_d), a mais amplamente utilizada é a correlação de Erbs, em que se propõe uma correlação (I_d/I_H) para obtenção da irradiância difusa (ERBS et al., 1982), demonstrada pela Equação (3.4).

$$\frac{I_d}{I_H} = \begin{cases} 1,0 - 0,09k_T & \text{para } k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 & \text{para } 0,22 < k_T \leq 0,8 \\ 0,165 & \text{para } k_T > 0,8 \end{cases} \quad (3.4)$$

Conhecendo os valores da irradiância global e difusa no plano horizontal, a componente direta da irradiância no plano horizontal pode ser obtida através da Equação (3.5).

$$I_b = I_H - I_d \quad (3.5)$$

3.1.3 Irradiância incidente em uma superfície inclinada

A maior parte dos sistemas fotovoltaicos possui ângulo fixo de inclinação em relação à superfície horizontal, que impacta diretamente na eficiência do sistema. O ângulo de inclinação do painel FV (β) ideal é capaz otimizar os níveis de irradiância média, incidente na superfície do módulo FV, maximizando a produção média de energia ao longo do ano (VILLALVA; 2015).

Sabendo que a potência gerada dos sistemas solares fotovoltaicos está diretamente associada à radiação solar incidente sobre a superfície do painel, torna-se possível concluir que a estimativa da irradiância incidente em uma superfície inclinada é de extrema importância para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pois, permite avaliar sua viabilidade técnica, econômica e exergética.

Os modelos teóricos mais utilizados para estimar a irradiância que incide sobre uma superfície inclinada são os modelos de decomposição da irradiância (PADOVAN; DEL COL, 2010; DAVID et al., 2013; ROBERTS, 2016; e SILVA, 2019).

A Figura 3.2 apresenta as componentes da irradiância solar incidente em uma superfície inclinada.

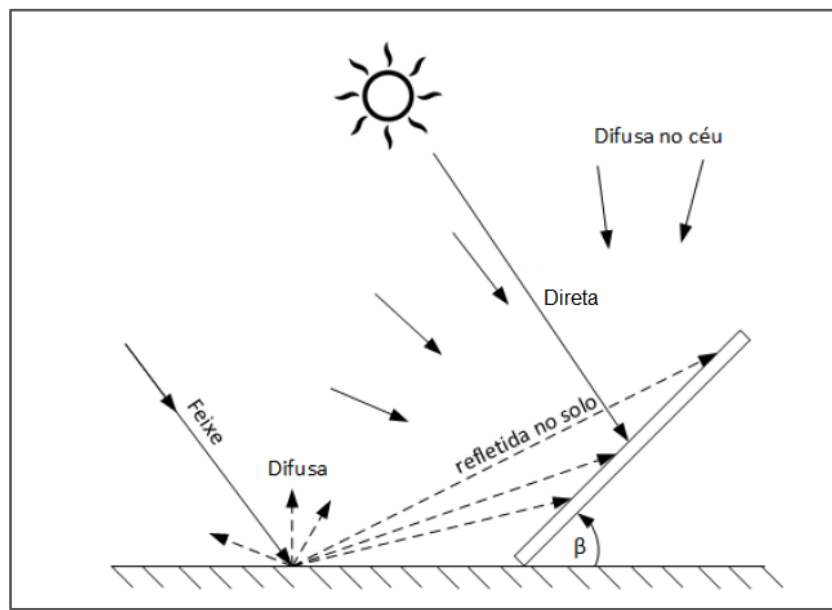


Figura 3.2 Componentes da irradiância solar incidente em uma superfície inclinada

Os dados de irradiância global no plano horizontal, separados em suas componentes de irradiância direta e difusa, são utilizados por modelos matemáticos de transposição que também são capazes de estimar a irradiância incidente em uma superfície inclinada (LIU; JORDAN, 1963; ERBS *et al.*, 1982; e DUFFIE, A. JOHN; BECKMAN, 2013). Estes modelos utilizam individualmente os valores das componentes de irradiância direta ($I_{T,b}$), difusa ($I_{T,d}$) e refletida ($I_{T,refl}$) pela superfície do solo como componentes da radiação total incidente sobre uma superfície inclinada (I_T).

Matematicamente, a irradiância total incidente em uma superfície inclinada é demonstrada pela Equação (3.6).

$$I_T = I_{T,b} + I_{T,refl} + I_{T,d} \quad (3.6)$$

Onde $I_{T,b}$ corresponde a irradiância direta em um plano inclinado, $I_{T,refl}$ representa a irradiância refletida no solo e $I_{T,d}$ a irradiância difusa em um plano inclinado.

➤ **Irradiância direta em uma superfície inclinada**

A irradiância direta incidente em uma superfície inclinada ($I_{T,b}$), baseia-se em um modelo de cálculo puramente geométrico, conforme a Eq. (3.7).

$$I_{T,b} = I_b \times R_b = I_b \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.7)$$

O fator geométrico R_b , é definido como a razão entre a irradiância incidente em uma superfície inclinada e a irradiância incidente em uma superfície horizontal em qualquer instante (Eq. 3.8), de modo que o fator R_b corresponde a correção devido à mudança no ângulo de incidência⁵ dos raios solares (θ), e o ângulo zênite⁶ (θ_z) (DUFFIE, A. JOHN; BECKMAN; 2013).

$$R_b = \frac{I_{b,T}}{I_b} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.8)$$

➤ **Irradiância refletiva em uma superfície inclinada**

O cálculo da irradiância refletida incidente em uma superfície inclinada, baseia-se no modelo isotrópico de Liu; Jordan (1963), admitindo-se que a irradiância incidente sobre o solo é uniforme. Deste modo, a irradiância refletida do solo em uma superfície inclinada ($I_{T,refl}$) é composta pelo albedo do solo (ρ_g), a inclinação do modulo (β) e um fator “de vista” para solo (F_{c-g}), definido como razão entre a irradiância incidente na superfície inclinada pela irradiância refletida pelo solo (Eq. 3.9).

$$I_{T,refl} = I_H \rho_g (F_{c-g}) = I_H \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.9)$$

⁵ Ângulo de incidência (θ): ângulo entre a radiação direta do Sol em uma superfície e a normal à superfície.

⁶ Ângulo zênite (θ_z): corresponde ao ângulo formado pelo feixe de radiação solar incidente sobre uma superfície com a vertical.

➤ **Irradiância difusa em uma superfície inclinada**

Dos modelos para estimar a irradiância direta, difusa e refletiva o que apresenta maior complexidade refere-se à transposição da irradiância difusa ($I_{T,d}$). Existem duas abordagens que permitem classificar os métodos em: (i) modelos de céu isotrópico; e (ii) modelos de céu anisotrópico.

Os modelos de céu isotrópico assumem que a irradiância difusa é uniformemente distribuída, e na mesma intensidade em todas as direções da cúpula celeste. Entretanto, os modelos de céu anisotrópicos levam em consideração a natureza anisotrópica da irradiância difusa na região do horizonte e na região circunsolar

De acordo com Roberts et al. (2015), os modelos de Liu; Jordan (1963) e Koronakis (1986) são os mais citados entre os modelos de céu isotrópico, para estimativa da irradiância difusa, enquanto para os modelos de céu anisotrópico os modelos mais empregados são modelo de Perez *et al.* (1990) e o modelo HDKR (DUFFIE, A. JOHN; BECKMAN, 2013). Os resultados deste estudo indicam que todos os modelos apresentam um erro médio absoluto de 9,2% em relação aos valores experimentais.

Portando, considerando o modelo de céu isotrópico de Liu; Jordan (1963), a componente da irradiância difusa incidente sobre uma superfície inclinada, pode ser obtida de acordo com Equação (3.10).

$$I_{T,d} = I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (3.10)$$

Por fim, após a obtenção de todas as componentes de irradiância incidente em uma superfície inclinada, é possível calcular a irradiância global incidente em uma superfície inclinada pela soma das componentes direta, refletiva e difusa (Eq. 3.11).

$$I_T = I_{T,b} + I_{T,refl} + I_{T,d} \quad (3.11)$$

3.2 Fatores climáticos que influenciam no funcionamento de sistema fotovoltaico

3.2.1 Radiação solar

Como se sabe a irradiância solar é um dos dois principais fatores que influenciam na energia produzida por meio dos sistemas fotovoltaicos, que está diretamente associada à radiação solar incidente sobre o sistema.

Observa-se que, quanto mais elevados forem os níveis de irradiância solar incidente sobre os painéis FV, maior será a corrente elétrica gerada, como apresenta a Figura 3.3. A corrente elétrica gerada pelo sistema FV aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta de forma logarítmica, se mantida a temperatura de 25 [°C].

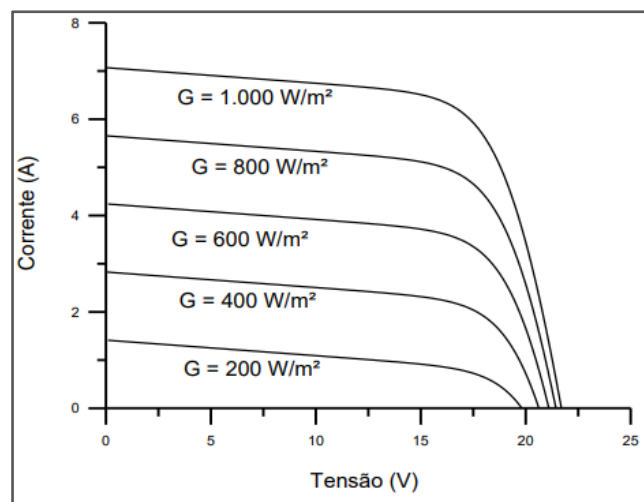


Figura 3.3 Influência da variação da irradiância solar na curva característica I - V de uma célula FV de silício a temperatura 25°C
Fonte: CRESESB (2014)

3.2.2 Temperatura ambiente

As variações da irradiância incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células FV, portanto, o aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente ocasiona o aumento da temperatura da célula FV reduzindo sua eficiência. Isso se deve ao fato de a tensão da célula fotovoltaica diminuir com o aumento da temperatura. No entanto a corrente fornecida pela células sofre uma elevação muito pequena, não compensando a perda causada pela diminuição da tensão (PINHO et al., 2014). A Figura 3.4 apresenta a variação da curva característica da I - V para diferentes temperaturas da célula FV, para irradiância de 1000 W/m².

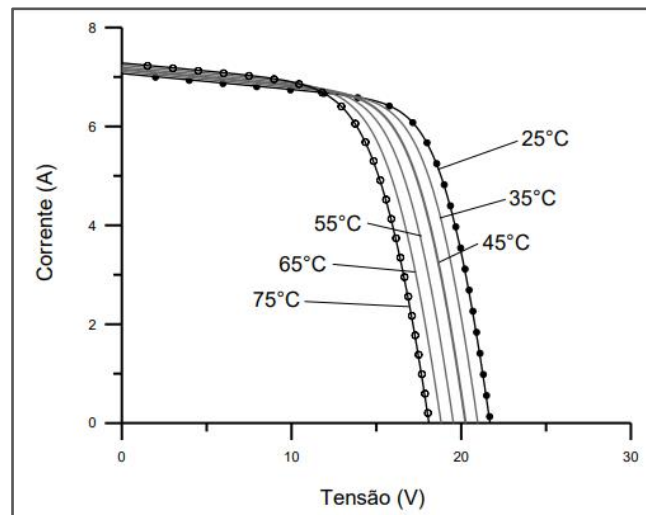


Figura 3.4 Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva $I-V$ (para irradiância de 1.000 W/m^2 , espectro AM 1,5)
Fonte: CRESESB (2014)

O efeito da variação da temperatura nas características dos módulos é representado por coeficientes de temperatura. A variação da tensão pela temperatura, é conhecida como coeficiente (β), o coeficiente de variação de corrente (α) e o coeficiente de variação da potência (γ). Os valores desses coeficientes variam em função da tecnologia da célula fotovoltaica. Portanto, quanto menores os coeficientes β e γ , menor será a perda de potência do módulo FV devido ao aumento na temperatura das células fotovoltaicas. É comum que os fabricantes de módulos FV informam os coeficientes de temperatura nas folhas de dados técnicos (PINHO et al., 2014).

➤ **Temperatura de operação do módulo em função apenas da radiação solar e da temperatura ambiente**

No caso de variações na temperatura ambiente e na irradiância, a temperatura da célula (T_{cel}) pode ser estimada com bastante precisão com a aproximação linear, conforme Eq. 3.12 (PANDEY et al., 2013).

$$T_{cel} = T_{amb} + \left(\frac{(T_{NOCT} - 20)}{800} \right) I_T \quad (3.12)$$

Onde I_T corresponde a irradiância solar incidente, T_{amb} à temperatura ambiente e T_{NOCT} corresponde a temperatura de operação nominal da célula fotovoltaica, e é definida como a temperatura da célula medida em circuito aberto quando a temperatura ambiente é de $20 \text{ [}^\circ\text{C]}$, a irradiância é de $800 \text{ [W/m}^2\text{]}$ e a velocidade do vento é de 1 m/s .

3.2.3 Velocidade do vento

A velocidade do vento é um fator que contribui para o resfriamento das células e módulos fotovoltaicos, permitindo a operação em níveis de eficiência real mais elevados. A troca de calor entre os módulos fotovoltaicos e o ambiente, ocorre através da transferência de calor por convecção.

De acordo com estudo realizado por Tamizhmani et al. (2003) o vento é capaz de reduzir a temperatura dos módulos fotovoltaicos em até 1,45°C para cada m/s de velocidade do vento. Segundo Skoplaki; Palyvos (2009) para velocidades do vento na faixa de 1,2 [m/s] até 4,0 [m/s] a temperatura do módulo pode diminuir de 1,6°C até 6,5°C, para valores de irradiância entre 600 e 1000 [W/m²].

O balanço de energia para um módulo fotovoltaico arrefecido, pode ser escrito de acordo com Eq. 3.13.

$$(\tau\alpha)I_T = \eta_c * I_T + U_L(T_{cel} - T_{amb}) \quad (3.13)$$

Onde o termo $\tau\alpha$ corresponde ao produto transmitância-absortância que quando multiplicado pela irradiância incidente produz a energia que é absorvida. O termo $\tau\alpha$ pode ser geralmente aproximado a 0,9 sem obter um grande erro. O termo η_c corresponde a eficiência do módulo e U_L corresponde ao coeficiente de perdas, incluindo as perdas por convecção, radiação e por condução (DUFFIE, A.; BECKMAN; 2013)

Para os testes realizados na condição NOCT não existe carga ligada na saída, podendo-se afirmar que nesse cenário a eficiência da célula fotovoltaica é nula, ($\eta_c=0$), e que U_L é uma função do coeficiente de convecção, portanto obtém-se a Eq. 3.14.

$$(\tau\alpha)I_T = U_{L,NOCT} * (T_{cel,NOCT} - T_{amb}) \quad (3.14)$$

Deste modo, a temperatura do módulo fotovoltaico, pode ser obtida através da Eq. 3.15, (DUFFIE, A.; BECKMAN; 2013).

$$\frac{T_{cel} - T_{amb}}{T_{cel,NOCT} - T_{amb,NOCT}} = \frac{I_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{U_{L,NOCT}}{U_L} * \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)}\right) \quad (3.15)$$

Rearranjando a Eq. 3.15, isolando T_{cel} , obtém-se a Eq. 3.16.

$$T_{cel} = T_{amb} + (T_{cel,NOCT} - T_{amb,NOCT}) * \frac{I_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{U_{L,NOCT}}{U_L} * \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)}\right) \quad (3.16)$$

O coeficiente de perdas U_L é função do coeficiente de transferência de calor por convecção (h_c), sendo esse influenciado pela velocidade do vento. O termo $\eta_c/(\tau\alpha)$ é pequeno comparado a unidade.

O coeficiente de transferência de calor por convecção h_c , é obtido através da Eq. 3.17.

$$h_c = 5,7 + 3,8 * V_{vento} \quad (3.17)$$

No estudo realizado por Skoplaki; Palyvos (2009) foi realizado uma aproximação do comportamento dos coeficientes de transferência de calor, para temperaturas do módulo superiores a 30°C e uma radiação solar de 1.000 [W/m²]. Foi constatado que a o aumento da velocidade do vento, ocasionou a diminuição da temperatura de operação do módulo fotovoltaico.

Os testes realizados nas condições NOCT a velocidade do vento é de [1 m/s], sendo $U_L=f(h_c)$, sendo a Eq. 3.18.

$$U_{L,NOCT} = h_c = 5,7 + 3,8 * V_{vento} = 9,5 \quad (3.18)$$

Portanto, substituindo a Equação 3.18 na equação 3.16, obtém-se a Eq. 3.19.

$$T_{cel} = T_{amb} + (T_{cel,NOCT} - T_{amb,NOCT}) * \frac{I_T}{G_{T,NOCT}} * \frac{9,5}{5,7 + 3,8 * V_{vento}} * \left(1 - \frac{\eta_c}{(\tau\alpha)}\right) \quad (3.19)$$

Onde:

$T_{amb,NOCT} = 20$ [°C];

I_T = Irradiância solar incidente [W/m²];

$G_{T,NOCT} = 800$ [W/m²];

η_c = Eficiência do módulo fotovoltaico informada no catálogo pelo fabricante [%];

T_{amb} = Temperatura ambiente [°C];

$T_{cel, NOCT}$ = Temperatura de operação do módulo, informada pelo fabricante [°C];

V_{vento} = Velocidade do vento [m/s];

$(\tau\alpha)$ = Produto efetivo da transmitância-absortância.

Deste modo obtém-se a temperatura de operação do módulo fotovoltaico em função da velocidade do vento, da temperatura, da irradiância solar incidente e das características dos materiais que compõem o módulo fotovoltaico.

3.2.4 Posicionamento e sombreamento do sistema

Primeiramente, é importante ressaltar que a capacidade de geração de energia de um sistema FV é diretamente influenciado pela posição do sistema em relação a: (i) ângulo azimutal; (ii) inclinação ótima dos painéis; e (iii) sombreamento. Tais características do sistema FV, podem provocar perdas significativas na energia produzida pelos módulos fotovoltaicos.

Para sistemas FV sem rastreamento solar o sistema deve ter seu ângulo azimutal igual a zero (voltado para norte geográfico), de modo a maximizar a produção diária de energia e otimizar a produção de energia ao longo do ano, devendo sua inclinação ser proporcional a latitude do local de instalação (VILLALVA, 2015).

O sombreamento em um sistema FV é outro fator preocupante para os projetistas, pois a presença de sombras nos módulos solares é extremamente prejudicial ao desempenho do sistema.

Os sombreamentos podem ser basicamente subdivididos em dois tipos: (i) sombreamento distantes, sendo estes causados por objetos muito distantes como, montanhas ou prédios; e (ii) sombreamentos próximos causados por pequenos objetos, como caixas d'água, árvores, chaminés, edificações ou até mesmo pelos próprios módulos fotovoltaicos.

Os sistemas FV instalados em solo costumam ser construídos em fileiras (*sheds*) de módulos ou distância entre os módulos, organizadas uma atrás da outra (Figura 3.5), razão pela qual podem gerar sombreamento mútuo entre as fileiras. Portanto, neste tipo de instalação, torna-se necessário calcular corretamente a distância entre os *sheds*, para que a eficiência do sistema não seja prejudicada por este tipo de sombreamento.

FV pela potência nominal do sistema FV, conforme demonstrado pela Eq. (3.24) (ATTARI et al., 2016).

$$Y_a = \frac{E_{cc}}{P_{nom}} \quad (3.24)$$

Onde E_{cc} é a energia produzida em corrente contínua (CC) fornecida pelos módulos FV [kWh] e P_{nom} é potência nominal dos módulos [kWp].

Rendimento do sistema de referência (Y_r - *Reference system Yield*) – O Y_r define os recursos de radiação solar, localização e orientação do painel fotovoltaico, a depender da periodicidade definida (mensalmente ou anualmente). Y_r é numericamente igual a energia incidente no plano do painel, expressa em [kWh/m²/dia].

Se a irradiância (I_0) for igual a 1.000 W/m², então Y_r será o número de radiação solar em unidades de [kWh/m²]. O cálculo do rendimento do sistema é dado pela Eq. (3.25).

$$Y_r = \frac{I_H}{I_0} \quad (3.25)$$

Onde I_H é a irradiância horizontal total no sistema e I_0 é irradiância nas condições STC [W/m²].

Fator de produtividade final do sistema (Y_f - *Yield Factor*) - Energia produzida pela instalação FV, ou seja, energia injetada na rede elétrica para o caso *Grid Connect* [kWh/kWp/dia].

O cálculo do fator de rendimento é dado pela Eq. (3.26).

$$Y_f = \frac{E_{CA}}{P_{nom,STC}} \quad (3.26)$$

E_{CA} é a quantidade de energia elétrica gerada pela usina FV e P_{nom} é a potência nominal total instalada da usina FV nas condições STC (KAZEM et al., 2017).

As perdas de energia ocorrem em vários componentes de um sistema FV conectado à rede elétrica em condições reais de funcionamento. As Equações 3.27 e 3.28, apresentam como estas perdas são estimadas.

Perda de captura na matriz (Lc) – Perda de energia na conversão da matriz FV, dado pela Eq. (3.27).

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (3.27)$$

Perda do Sistema (Ls) – São perdas de energia na conversão CC/CA, dado pela Eq. (3.28).

$$L_s = Y_a - Y_f \quad (3.28)$$

Desempenho global (PR- *Performance Ratio*) – Definido pelas Comunidades Europeias, representa a proporção de energia efetivamente produzida, em relação à energia que seria produzida por um sistema que funcionasse continuamente nas condições STC, sob mesma irradiância global da instalação em questão (*Incident Global In The Plane*). Em outras palavras é a medida internacional para descrever o nível de utilização de qualquer sistema fotovoltaico.

O PR inclui as perdas da matriz de painéis (*Shading*, IAM, conversão FV, qualidade dos módulos, degradação dos painéis, fiação) e as perdas do sistema (eficiência do inversor, perdas de armazenamento, acumulação, bateria, entre outras).

O desempenho global é uma medição da qualidade da usina FV independente da sua localização e, por isso, muitas vezes é descrita como um fator de qualidade do sistema. A PR é indicada em porcentagem e descreve a relação entre os resultados de energia reais e teóricos de um sistema FV, permitindo assim, a indicação da proporção de energia que está realmente disponível para injeção na rede elétrica após a dedução de perda de energia.

A PR é um parâmetro adimensional que permite a comparação entre plantas fotovoltaicas em diferentes locais e orientações.

Por fim, é válido destacar que a PR é calculada durante o processo de simulação, multiplicando os fatores de perda acima mencionados (JAMIL et al.; 2017). O cálculo do PR é dado pela Eq. (3.29).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.29)$$

Fator de capacidade (C_f) – Pode ser definido como produção real de energia gerada na saída da planta (E_{CA}), em comparação com a produção máxima teórica que a planta geraria se operasse com a potência nominal (P_{nom}) por 24 horas por dia anualmente.

O fator de capacidade anual é calculado através da Eq. (3.30).

$$C_f = \frac{E_{CA}}{P_{nom} \cdot (365 \cdot 24)} \quad (3.30)$$

3.3 Análise econômica de um sistema fotovoltaico

Em razão dos altos valores dos investimentos necessários à implantação de um sistema FV- considerando os custos de aquisição de materiais e os custos de implantação do projeto – a análise da viabilidade de qualquer projeto de um sistema FV, depende diretamente da análise econômica deste sistema.

Deste modo, é necessária a adoção de indicadores econômicos capazes de auxiliar na tomada de decisão tais como: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Levelized Cost of Energy* – LCOE (Custo Nivelado de Energia).

3.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do Valor Presente Líquido (VPL) tem por finalidade calcular em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento. Ou seja, traz para momento presente todo fluxo de caixa do investimento e o adiciona ao valor do investimento inicial.

Se o VPL for positivo, significa que os fluxos futuros somados ao valor presente excedem o investimento inicial e portanto, o projeto é viável economicamente.

Este indicador é mostrado pela Eq. (3.31).

$$VPL = -CAPEX + \sum_{n=1}^t \frac{CF_n}{(1 + TMA)^n} \quad [R\$] \quad (3.31)$$

Onde, VPL é valor presente líquido; CAPEX corresponde ao investimento inicial; CF ao fluxo de caixa no período; TMA corresponde ao custo de capital do projeto e t igual ao período total do projeto.

3.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o VPL nulo. Apresenta a produtividade de um projeto de investimento, considerando a mesma periodicidade do fluxo de caixa, ou seja, representa a porcentagem de rentabilidade anual do projeto.

3.3.3 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

O Custo Nivelado de Energia Elétrica (LCOE) tem por objetivo permitir a comparação entre o custo de produção de energia do sistema FV e a tarifa de energia da concessionária. O LCOE considera todos os custos esperados ao longo da vida útil de um sistema FV, portanto, se seu valor for menor que a tarifa de energia da concessionária local, haverá um lucro no final da vida útil do sistema, tornando-o viável. Resumidamente o LCOE, pode ser definido como os custos totais ocorridos durante a vida útil do sistema (custos de capital e operacional) divididos pela energia gerada durante esse período.

Este indicador é mostrado na Eq. (3.32).

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^t \frac{OPEX_n \cdot (1 + i)^{n-1}}{(1 + TMA)^n}}{\sum_{n=1}^t \frac{E_{CA} \cdot (1 + i)^{n-1} (1 - d)^n}{(1 + TMA)^n}} \quad [R\$/MWh] \quad (3.32)$$

Onde, LCOE corresponde *levelized cost of electricity*; CAPEX corresponde ao investimento inicial; OPEX corresponde custo de operação e manutenção; E_{CA} é a produção de energia/ energia produzida no período n; i taxa de variação da energia elétrica %; d corresponde a degradação anual dos painéis FV %.

3.4 Análise exérgica dos sistemas solares fotovoltaicos

Conforme já visto anteriormente, o desempenho de um sistema fotovoltaico depende fortemente das condições meteorológicas, de operação e de concepção, tais como: (i) temperatura ambiente; (ii) a irradiação local, (iii) velocidade do vento; (iv) temperatura do módulo FV; (v) coeficiente de temperatura; (vi) tensão em circuito aberto; (vii) corrente de curto-circuito; (viii) tensão máxima de funcionamento; (ix) corrente máxima de potência de pico; e (x) área do módulo FV. A estimativa de desempenho dos sistemas FV conectados à rede normalmente é obtida por meio do cálculo do seu rendimento energético (diário, mensal e anual), fator de capacidade e do desempenho global (SHARMA; CHANDEL, 2013).

De modo a estabelecer os limites teóricos e práticos de desempenho dos sistemas energéticos, pesquisadores e engenheiros aplicam a análise termodinâmica. Tradicionalmente, a análise energética, que se baseia na Primeira Lei da Termodinâmica, é utilizada na avaliação da eficiência energética de sistemas energéticos. A eficiência energética dos sistemas FV pode ser obtida através da relação entre a produção de energia e a entrada de energia no sistema. Essa, entretanto ignora a alteração na qualidade da energia irradiante durante o processo de conversão e dá bastante ênfase à quantidade. Portanto, a análise da Primeira Lei, tem sido criticada por não incluir as perdas geradas no sistema durante o processo de geração de energia (ROSEN; BULUCEA, 2009).

Para uma análise da utilização racional de energia quanto à degradação da energia útil em meio as suas transformações, a abordagem mais adequada é a que corresponde a aplicação de conceitos da Segunda Lei da Termodinâmica. A análise exérgica baseia-se nos conceitos da Segunda Lei e considera os parâmetros climáticos, geométricos e operacionais de uma matriz/sistema fotovoltaico (SARHADDI et al., 2009). Esta análise, portanto, estabelece a quantidade máxima da energia presente em um sistema que pode ser convertida em trabalho útil, utilizando de parâmetros do meio ambiente como referência. Também mostra a capacidade de quantificar as principais causas de irreversibilidades termodinâmicas ocorrida nos sistemas e, portanto, pode sugerir medidas para diminuição dessas perdas.

Estudo realizado por Dincer (2002) relata as interações entre a energia e a exergia, a exergia e o ambiente, energia e desenvolvimento sustentável, bem como a elaboração de políticas energéticas e de exergia em detalhes. Ele fornece os seguintes pontos chaves para destacar a importância da exergia e a sua utilização essencial de inúmeras formas:

a) É um instrumento primário que melhor permite estabelecer o impacto da utilização dos recursos energéticos sobre o ambiente.

b) É um método eficaz que utiliza a conservação da massa e dos princípios da conservação da energia em conjunto com a Segunda Lei para a concepção e análise dos sistemas energéticos.

c) É a técnica adequada para ampliar o objetivo de uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos, pois permite determinar a localização, o tipo e a verdadeira magnitude dos resíduos e perdas.

d) Trata-se de uma técnica eficiente que permite saber, em que grau é possível projetar sistemas energéticos mais eficientes, reduzindo as ineficiências dos sistemas existentes.

e) É uma componente fundamental para a obtenção de um desenvolvimento sustentável. A análise exérgica provou ser uma ferramenta poderosa na simulação de análises termodinâmicas de sistemas energéticos e tem sido utilizada na concepção, simulação e avaliação do desempenho de sistemas energéticos. Esta análise mostra as possibilidades de melhorias em termos termodinâmicos e em aspectos de custo (HEPBASLI, 2008).

Com o aumento da utilização dos sistemas FV ao redor do mundo, estudos sobre a análise exérgica de diferentes sistemas fotovoltaicos para diferentes regiões no mundo vem sendo realizados (AKYUZ et al., 2012; SAHIN et al., 2007; SHUKLA, A. et al., 2015; SUDHAKAR; SRIVASTAVA, 2014).

O estudo realizado por Sahin et al. (2007), investigaram a análise termodinâmica de um módulo FV baseado no potencial químico do componente e na eficiência exérgica do módulo FV. A eficiência exérgica do sistema FV calculada para um dia típico variou de 2% a 8%.

Sarhaddi *et al.* (2009) desenvolveram uma otimização exérgica afim de determinar o melhor desempenho e os parâmetros de projeto de um sistema solar FV. Utilizando de uma análise detalhada com base na energia e exergia para avaliar o desempenho elétrico, os componentes de destruição de exergia, e a eficiência energética de um sistema FV.

Akyuz *et al.* (2012) investigaram as variações de eficiência exérgica para dois casos, utilizando dados experimentais reais obtidos a partir de um sistema FV instalado na Turquia. Uma abordagem inovadora, utilizando o software Matlab-Simulink, foi

proposta na qual o ângulo de incidência e o dia do ano foram considerados como parâmetros para o cálculo da eficiência exergética do sistema FV.

Sudhakar; Srivastava (2014) investigaram a produção térmica, elétrica e de exergia dos painéis fotovoltaicos instalados no Energy Centre, NIT Bhopal na Índia. Constataram que as eficiências energéticas e exergéticas do sistema FV estudado variaram entre 6% a 9% e 8% a 10% durante o dia, respectivamente. Além disso, a eficiência exergética do módulo fotovoltaico aumenta inicialmente com o aumento da intensidade da radiação solar e depois diminui após atingir o ponto máximo.

Shukla, K. N. *et al.* (2015) analisaram a variação na eficiência energética, exergética e de conversão de energia de módulos fotovoltaicos do tipo amorfo e do tipo policristalino para um dia particularmente ensolarado. A eficiência exergética do módulo fotovoltaico amorfo variou de 2,44% a 3,92% enquanto para o módulo policristalino variou de 4,83% a 8,32% ao longo do dia.

Pandey *et al.* (2015) realizaram um estudo que analisou o desempenho energético e exergético do módulo solar fotovoltaico do tipo HIT, heterojunção de camada fina intrínseca, para diferentes meses do ano em uma zona climática típica do norte da Índia. A eficiência exergética nos meses de fevereiro, maio, junho, setembro, outubro e dezembro foram considerados superiores à da eficiência de conversão de energia.

Shukla *et al.* (2016) realizaram um estudo teórico de análise energética e exergética, utilizando o método paramétrico e o método da energia fotônica (*parametric method and photonic energy method*) para um sistema FV integrado a um edifício (BIPV). Sendo analisados, o desempenho elétrico do sistema, a exergia destruída e eficiência exergética. Utilizando o método de energia fotônica, o comprimento de onda do espectro visível desempenhou um papel importante na caracterização da eficiência exergética. Ambos os modelos se mostraram necessários para se obter uma correlação profunda entre o parâmetro climático e o parâmetro de funcionamento.

Em Rawat *et al.* (2016) analisaram o desempenho do sistema FV que utilizava módulos de CdTe, de 3,2kWp em condições reais e constataram que a usina estava operando com uma eficiência de 9,84% em termos de eficiência exergética.

O estudo realizado por Sukumaran & Sudhakar (2018) analisa o desempenho de um sistema FV de 12MWp, localizada no aeroporto internacional de Cochin – Índia, considerando aspectos energéticos e exergéticos. A eficiência energética variou entre 16,4% e 13,3%, enquanto a análise exergética média anual foi de 9,77%. Em, Kareem *et al.* (2019) analisaram durante um ano o desempenho de um sistema FV localizado em

Baghdad – Iraque, a eficiência exergética do sistema variou entre 10,8% a 15,8%, apresentando uma destruição exergética de 182,8 a 352,3 W/m² ao longo de todo o ano.

O desempenho de um sistema fotovoltaico é afetado por alterações sazonais, é muito essencial analisar o desempenho para possíveis melhorias. Do recente estudo bibliográfico, vários estudos de caso salientaram a utilidade da análise exergética para análise de desempenho de módulos solares fotovoltaicos.

A análise exergética do presente estudo se baseou nos estudos realizados por (PANDEY *et al.*, 2013; SUDHAKAR & SRIVASTAVA, 2014; BAYAT & OZALP, 2018).

3.4.1 Análise exergética utilizando o modelo paramétrico

A energia solar absorvida pelos módulos fotovoltaicos é convertida em energia elétrica e em energia térmica. Enquanto a eletricidade é gerada pelo efeito fotovoltaico, as células fotovoltaicas também são aquecidas devido à energia térmica presente na radiação solar. A eletricidade gerada por um sistema fotovoltaico também é chamada de exergia elétrica, pois é a energia disponível que pode ser completamente utilizada para fins úteis. Por outro lado, a energia térmica disponível na superfície fotovoltaica é dissipada para o ambiente como uma perda de calor, por convecção e radiação.

Baseada na eficiência da Segunda Lei da Termodinâmica, a análise exergética é adotada para avaliar e melhorar os sistemas de energia, podendo ajudar na compreensão dos benefícios do uso de energia solar fotovoltaica.

O balanço exergético global de um sistema FV pode ser expresso da seguinte forma, Eq. (3.33):

$$\text{Exergia na entrada} = \text{Exergia na saída} + \text{Exergia destruída} \quad (3.33)$$

Portanto:

$$\sum \dot{E}x_{entra} - \sum \dot{E}x_{sai} = \sum \dot{E}x_{dest} \quad (3.34)$$

A exergia de entrada de um sistema FV, também conhecida como exergia solar, inclui apenas a intensidade da radiação solar que incide sobre o módulo e pode ser

calculada usando a relação de Petela's, conforme demonstrado na Eq. (3.35) (SHUKLA *et al.*, 2016; SUKUMARAN; SUDHAKAR, 2018).

$$\dot{E}x_{entra} = A \times I_T \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{T_{amb}}{T_{sol}} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{T_{amb}}{T_{sol}} \right)^4 \right] \quad (3.35)$$

Onde A é área do sistema FV em m² e I_T corresponde à radiação solar no plano inclinado em W/m². T_{amb} e T_{sol} correspondem a temperatura ambiente e temperatura do sol, respectivamente. O valor de temperatura na superfície do sol adotada como 5.777 K.

Em um sistema fotovoltaico, a energia térmica é dissipada a partir da superfície do módulo fotovoltaico sem utilização posterior. Assim, esta energia é considerada como uma perda. A exergia na saída de um sistema FV, incluindo a exergia térmica e a exergia elétrica, pode ser calculada como a exergia na saída do sistema (Eq. 3.36).

$$\dot{E}x_{sai} = \dot{E}x_{elet} + \dot{E}x_{term} \quad (3.36)$$

Para o cálculo da exergia elétrica ($\dot{E}x_{elet}$) do sistema FV, presume-se que o conteúdo de exergia recebido pela superfície fotovoltaica é totalmente utilizado para gerar a exergia elétrica máxima ($V_{oc}I_{sc}$). A exergia gerada pode ser obtida como o valor diário/mensal ou anual da energia produzida em CA fornecida à rede. A exergia elétrica na saída do módulo FV é dada pela Eq. (3.37) (PANDEY *et al.*, 2015).

$$\dot{E}x_{elet} = E_{elet} - \dot{E}x_{d,elet} = V_{oc}I_{sc} - (V_{oc}I_{sc} - V_{max}I_{max}) \quad (3.37)$$

Onde, o termo $V_{oc}I_{sc}$ representa energia elétrica e o termo $(V_{oc}I_{sc} - V_{max}I_{max})$ representa a exergia elétrica destruída.

Utilizando a Eq. (3.37) encontra-se a exergia elétrica como (Eq. 3.38).

$$\dot{E}x_{elet} = V_{max}I_{max} \quad (3.38)$$

A exergia térmica do sistema, é dissipada na forma de perda de calor da superfície fotovoltaica para a atmosfera, e pode ser calculado de acordo com a Eq. (3.39).

$$\dot{E}x_{term} = h_{conv}A(T_{cel} - T_{amb}) \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cel}}\right) \quad (3.39)$$

Onde h_{conv} é o coeficiente de transferência de calor, A é a área da matriz FV em m^2 , T_{amb} e T_{cel} são a temperatura ambiente e a temperatura do módulo em Kelvin, respectivamente.

O coeficiente de transferência de calor por convecção é dado pela Eq. (3.40) (BOYLE, 2012)

$$h_{conv} = 5,7 + 3,8v_{vento} \quad (3.40)$$

Como é sabido, a eficiência dos módulos fotovoltaicos varia inversamente com a temperatura ambiente. Deste modo, o efeito da perda térmica no desempenho dos módulos FV é significativo.

Considerando que os sistemas FV têm apenas dois componentes de exergia na saída, e sabendo que a parte térmica é desperdiçada para o ambiente, a expressão de exergia total de um sistema FV pode ser determinada considerando tanto a expressão de exergia elétrica como a expressão de exergia térmica, como mostra Eq. (3.41), (PANDEY, 2013).

$$\dot{E}x_{FV} = V_{max}I_{max} - \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cel}}\right) [h_{conv}A(T_{cel} - T_{amb})] \quad (3.41)$$

A eficiência exergética do sistema fotovoltaico, baseia-se fundamentalmente na relação entre o parâmetro de saída e o parâmetro de entrada. Portanto, considera-se que a exergia total do sistema FV é considerada sendo a exergia na saída. A exergia de entrada é considerada como a exergia da radiação solar, assim a eficiência exergética pode ser calculada com Eq. (3.42), (PANDEY, 2013).

$$\psi_{FV} = \frac{\dot{E}x_{sai}}{\dot{E}x_{ent}} = \frac{\dot{E}x_{FV}}{\dot{E}x_{solar}} \quad (3.42)$$

Substituindo as Equações (3.35) e (3.41) na Equação (3.42), obtêm-se eficiência exergética do sistema FV, como demonstrado pela Equação (3.43).

$$\psi_{FV} = \frac{V_{max}I_{max} - \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{cel}}\right)UA(T_{cel} - T_{amb})}{I_T \times A \left[1 - \frac{4}{3}\left(\frac{T_{amb}}{T_{sol}}\right) + \frac{1}{3}\left(\frac{T_{amb}}{T_{sol}}\right)^4\right]} \quad (3.43)$$

A perda na qualidade da energia é chamada de perda exergética, também denominada irreversibilidade. A eficiência exergética (Eq. 3.43) também pode ser expressa através da irreversibilidade, I' . Como a degradação da exergia em sistemas FV ocorre como resultado da destruição da exergia tanto elétrica como térmica, a irreversibilidade pode ser mostrada na Eq. (3.44) (BAYAT; OZALP, 2018):

$$\psi_{FV} = \frac{\dot{E}x_{sai}}{\dot{E}x_{ent}} = \frac{\dot{E}x_{ent} - \sum \dot{E}x_{irr}}{\dot{E}x_{solar}} = 1 - \frac{I'}{\dot{E}x_{solar}} \quad (3.44)$$

Deste modo a irreversibilidade se torna, Eq. (3.45).

$$I' = (1 - \psi)\dot{E}x_{solar} \quad (3.45)$$

As irreversibilidades que ocorrem em um sistema FV, podem ser classificadas como externas e internas (exergia destruída), como apresentado na Eq. (3.45). As perdas externas são causadas pela perda de calor entre a superfície do módulo e o ambiente, também conhecida como exergia térmica destruída ($\dot{E}x_{d,term}$), que é numericamente igual a exergia térmica ($\dot{E}x_{term}$) perdida no sistema FV. Enquanto que, as perdas exergéticas internas são causadas devido a perdas ópticas na superfície do arranjo fotovoltaico, a variação na temperatura do sistema FV e a temperatura do Sol, a diferença de temperatura entre o sistema FV e o entorno e a destruição da exergia elétrica (SARHADDI *et al.*, 2009)

$$I' = \sum (\dot{E}x_{perdida} + \dot{E}x_{destruida}) \quad (3.46)$$

As perdas internas, que correspondem a exergia destruída, incluem três componentes. O primeiro deles representa as perdas ópticas que ocorrem através da superfície fotovoltaica, obtido através da Eq. (3.47) (SARHADDI *et al.*, 2009).

$$\dot{E}x_{d,opt} = I_T A \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{sol}}\right) (1 - (\tau\alpha)) \quad (3.47)$$

Onde $(\tau\alpha)$ representa o produto eficaz da transmitância - absorbância, que não pode ser conhecido com precisão. No entanto uma estimativa de 0,9 é geralmente adotada sem grandes erros para sistema FV, porque o termo $(1 - (\tau\alpha))$ é menor que a unidade (JOHN, A.; BECKMAN, A.; 2013).

O segundo termo é causado pela diferença de temperatura entre a superfície da matriz PV e a temperatura do sol, Eq. (3.48)

$$\dot{E}x_{d,\Delta T_{sol}} = (C_p) I_T A T_{amb} \left(\frac{1}{T_{cel}} - \frac{1}{T_{sol}}\right) \quad (3.48)$$

O termo C_p corresponde a capacidade térmica específica da célula solar de silício, e que pode ser definida na Eq. (3.49) (REGEL; GLAZOV, 1980).

$$C_p = 0,844 + 1,18 \cdot 10^{-4} T_{cel} - 1,55 \cdot 10^4 (T_{cel})^{-2} \quad (3.49)$$

Para finalizar, o terceiro termo corresponde à exergia elétrica destruída, Eq. (3.50).

$$\dot{E}x_{d,elet} = (I_{SC} V_{OC} - I_{max} V_{max}) \quad (3.50)$$

O entendimento detalhado dos parâmetros que influenciam no funcionamento de um sistema FV, se mostra essencial para bom desempenho. Deste modo a análise exérgica se demonstra eficaz para análise do desempenho do sistema FV, pois através dela é possível identificar as perdas e irreversibilidades do sistema. As perdas em um sistema fotovoltaico, levam a redução na produção de energia elétrica, que por sua vez faz reduzir a receita a ser gerada pelo sistema.

4. METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

No presente capítulo é apresentada toda a metodologia aplicada na realização do estudo da implantação de uma miniusina solar fotovoltaica na UNIFEI, contemplando seus aspectos técnicos, econômicos e exergéticos.

No intuito de facilitar a apresentação da metodologia, o presente capítulo será dividido em cinco etapas, quais sejam;

- A. Na primeira etapa é apresentada a metodologia utilizada para obtenção dos dados meteorológicos do local de instalação do sistema, e são apresentados os critérios utilizados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, utilizando o software PVSyst;
- B. Na segunda etapa são apresentados os dados da Unidade Consumidora (UC) onde o sistema será instalado, incluindo a localização, o consumo elétrico, e as considerações técnicas para dimensionamento do sistema.
- C. Na terceira etapa são apresentadas as ferramentas econômicas utilizadas na análise de viabilidade do sistema fotovoltaico proposto;
- D. A quarta etapa apresenta a descrição do micro sistema fotovoltaico, utilizado para obtenção de dados reais de geração para comparação entre dados reais e simulados de geração e desempenho.
- E. Por fim, na quinta etapa será apresentada a análise exergética e de sensibilidade, com base nos dados reais obtidos de uma micro usina solar FV instalada no campus da UNIFEI.

A Figura 4.1 representa o fluxograma da sequência das etapas indicadas acima.

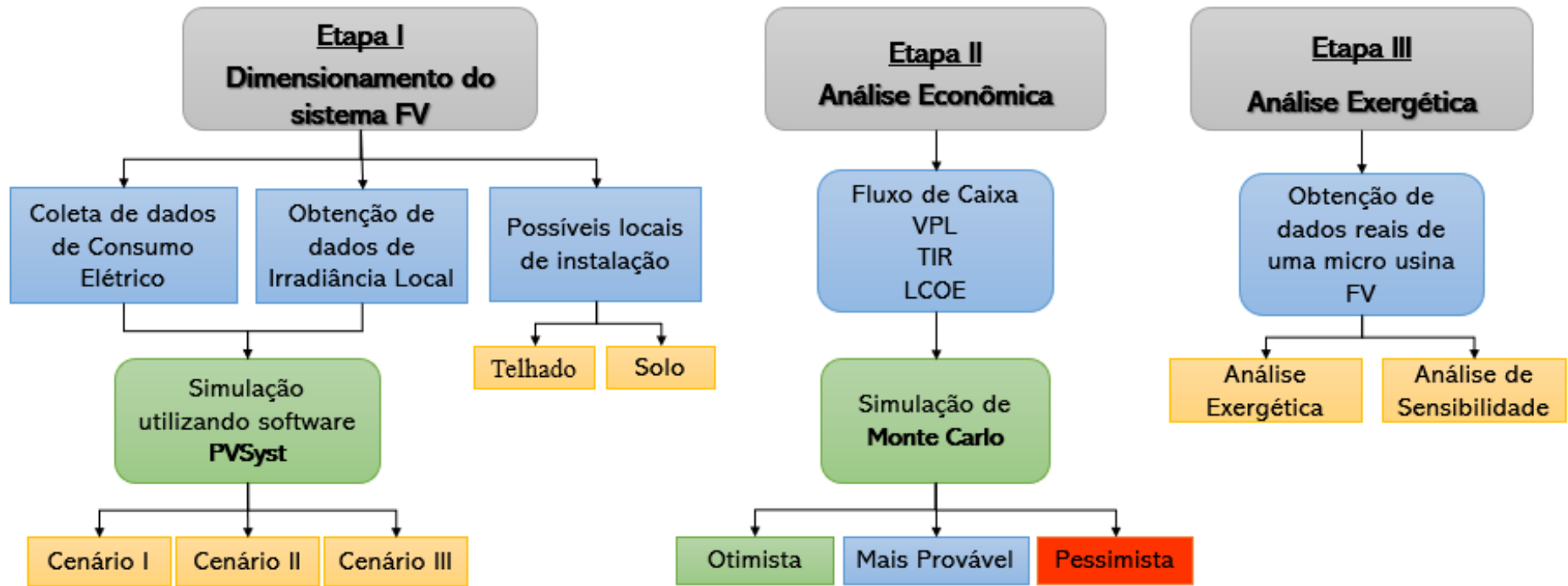


Figura 4.1 Sequência de etapas utilizadas para desenvolvimento da presente tese

Fonte: Autoria própria

4.1 Apresentação do local de estudo

O local de estudo da implantação de uma usina solar fotovoltaica a Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) - Campus Professor José Rodrigues Seabra (Sede).

O Campus Professor José Rodrigues Seabra (Figura 4.2) está localizado na cidade de Itajubá, sul do Estado de Minas Gerais, na latitude $22^{\circ}30'30''$ S/longitude $45^{\circ}24'20''$ O, tendo uma altitude média de 842 metros (IBGE, 2019).

A cidade de Itajubá-MG, pode ser classificada por um clima temperado úmido com inverno seco e verão quente e úmido (Cwa), típico da região sudeste. Por possuir verões úmidos e invernos secos, o município de Itajubá concentra cerca de 80% da sua precipitação entre os meses de outubro a março, ou seja, entre a primavera e o outono (REBOITA *et al.*, 2017).



Figura 4.2. Vista aérea da UNIFEI, Campus Prof. José Rodrigues Seabra – Sede, Itajubá-MG
Fonte: UNIFEI (2019)

4.2 Dados de consumo elétrico da UNIFEI

Para o dimensionamento e análise da viabilidade do sistema fotovoltaico, foram coletados dados do consumo energético mensal do Campus Prof. José Rodrigues Seabra, obtidos por meio das faturas de energia elétrica dos anos, 2015 a 2019.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, foram utilizados os dados de consumo energético no ano de 2019.

Primeiramente, é importante salientar que o campus da UNIFEI está conectado a rede de distribuição em tensão primária do subgrupo A4 (alimentação em 13,8 kV) razão pela qual possui contrato de fornecimento de energia elétrica junto a distribuidora de energia local (Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG) na modalidade tarifária horo-sazonal verde. As características da Unidade Consumidora (UC) estão apresentadas na Tabela 4.1.

A fatura de energia elétrica é composta da soma das parcelas referentes a energia consumida no horário ponta e fora ponta, além de uma parcela técnica de demanda contratada, conforme descrito no item 2.7.2.

A Tabela 4.2 apresenta o valor da tarifa de energia elétrica para subgrupo A4 na modalidade horosazonal verde, dos anos 2015 a 2019. O reajuste tarifário anual da Cemig ocorre em julho de cada ano.

Na cidade de Itajubá, onde está localizada UC, o horário de ponta tem início às 17:00h perdurando até às 20:00h, conforme estipulado pela Cemig Distribuidora.

Tabela 4.1 Características da UC

Nº do Cliente	7000051109
Medidor	GMI1222103277
CNPJ	21.040.001/0001-30
Classe	Poder Público
Subclasse	Poder Público Federal
Tensão	13,8 kV
Subgrupo	A4
Modalidade	THS Verde A4
Alíquota ICMS⁷	6%
Demanda Contratada	1.100 kW

⁷ **Nota:** A alíquota para instituições públicas de ensino superior e hospitais públicos universitários mantidos por instituições federais e estaduais de ensino superior credenciadas pela Delegacia Fiscal e cadastradas junto à CEMIG.

Tabela 4.2 As tarifas do subgrupo A4, modalidade tarifaria horo sazonal verde, bandeira verde sem impostos

Período	Posto Tarifário	Demanda [R\$/kW]	Energia ⁸	
			TUSD R\$/kW R\$/MWh	TE R\$/MWh
ABR/2015 – ABR//2016	HFP	9,00	82,08	227,68
	HP		809,18	365,80
MAI/2016 – MAI/2017	HFP	9,06	83,31	241,97
	HP		850,52	371,11
JUN/2017 – JUN/2018	HFP	11,05	32,24	235,87
	HP		860,92	361,72
JUL/2018- JUN/2019	HFP	14,59	67,70	255,12
	HP		1.133,50	409,83
JUL/2019 – JUN/2020	HFP	15,32	94,91	260,51
	HP		1.232,78	437,83

Fonte: ANEEL, (2020)

A Figura 4.3 apresenta o consumo total de energia nos horários ponta e fora ponta de 2015 a 2019.

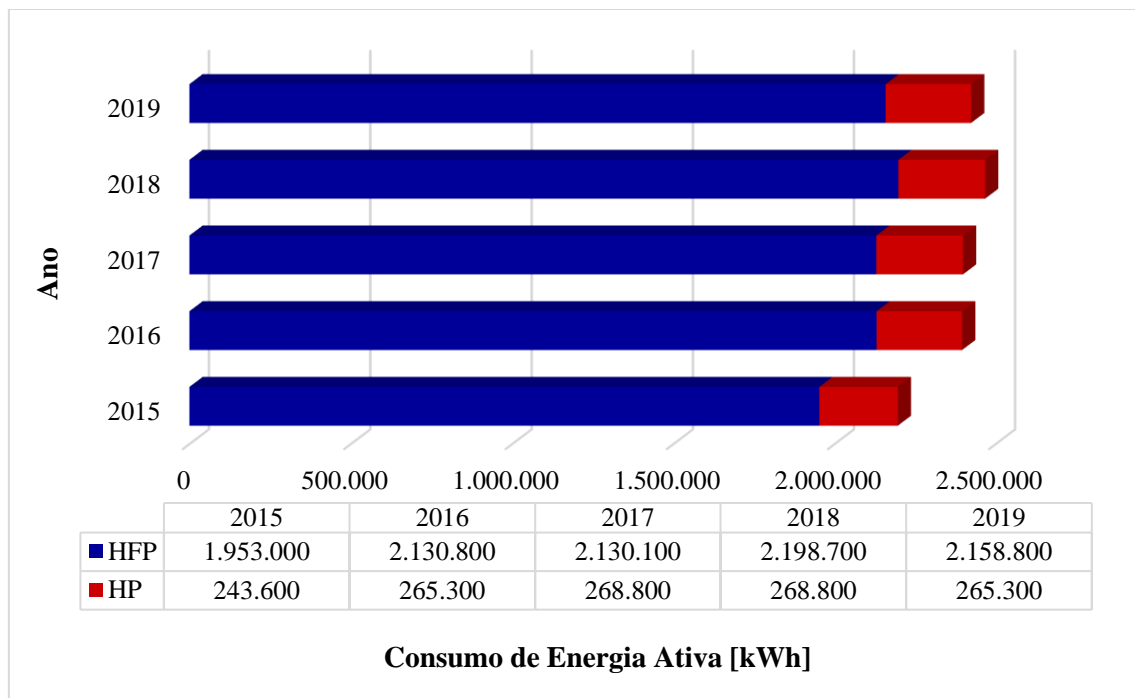


Figura 4.3. Consumo anual por posto horário (2015-2019)

⁸ Nota: Valores sujeitos a alterações devido aplicação de bandeiras tarifarias.

A Tabela 4.3, apresenta o consumo de energia ativa mensal, no horário fora de ponta (HFP) e horário de ponta (HP) da UC nos anos, 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019 respectivamente.

Em 2019, a UNIFEI consumiu 2,424 GWh, resultando em uma despesa total anual de R\$ 1.448.910,28 junto à Cemig. No período fora ponta, o consumo de energia elétrica, foi de 2.158.800 kWh, o que representou uma despesa de R\$ 857.928,38, equivalente a 55,7% das despesas com a fatura de energia elétrica no ano 2019. O consumo de energia no HP foi de 265.300 kWh, correspondendo a aproximadamente 12% do consumo no HFP, porém por se tratar de uma energia mais cara resultou em uma despesa de R\$473.135,49, representando aproximadamente 30,7% do valor total da fatura de energia.

No período analisado, as despesas com a energia ativa da UNIFEI representaram aproximadamente 86,4% (55,7% HFP e 30,7% HP) do valor total da fatura de energia elétrica, enquanto as despesas com a demanda representaram apenas 13,5% do valor da fatura, os tributos correspondem a 5,8% da fatura de energia elétrica. Deste modo, fica demonstrado, que existe uma grande parcela das despesas com energia elétrica que podem ser reduzidas com a implantação de uma miniusina solar fotovoltaica que atenda toda ou parcialmente à UC.

Os demais percentuais de gastos da UC nos anos 2016, 2017, 2018 e 2019 estão apresentados na Figura 4.4.

Tabela 4.3 Consumo de energia ativa mensal nos horários HFP E HP [kWh]

Mês	2015		2016		2017		2018		2019	
	HFP	HP	HFP	HP	HFP	HP	HFP	HP	HFP	HP
	[kWh]									
Janeiro	151.900	18.200	163.800	16.100	172.900	16.800	166.600	15.400	173.600	16.100
Fevereiro	152.600	17.500	152.600	12.600	138.600	12.600	164.500	16.800	186.200	16.100
Março	142.100	18.900	168.000	16.100	162.400	15.400	207.900	26.600	175.700	17.500
Abril	174.300	28.700	208.600	28.000	200.200	28.700	219.100	28.700	188.300	22.400
Mai	170.800	18.200	199.500	25.200	181.300	23.100	176.400	23.800	196.700	27.300
Junho	158.200	16.100	177.800	24.500	182.000	26.600	168.000	23.100	179.900	25.900
Julho	145.600	18.200	174.300	26.600	175.700	25.200	152.600	18.200	156.800	20.300
Agosto	138.600	17.500	149.800	18.900	149.800	18.900	179.200	26.600	148.400	20.300
Setembro	160.300	21.700	172.900	25.200	178.500	26.600	184.800	23.100	163.100	22.400
Outubro	173.600	23.100	178.500	26.600	189.000	25.900	210.000	28.700	185.500	23.800
Novembro	191.100	24.500	196.700	23.800	210.700	26.600	196.000	21.700	210.000	28.700
Dezembro	193.900	21.000	188.300	21.700	189.000	22.400	173.600	16.100	194.600	24.500
Total HFP+HP	1.953.000	243.600	2.130.800	265.300	2.130.100	268.800	2.198.700	268.800	2.158.800	265.300

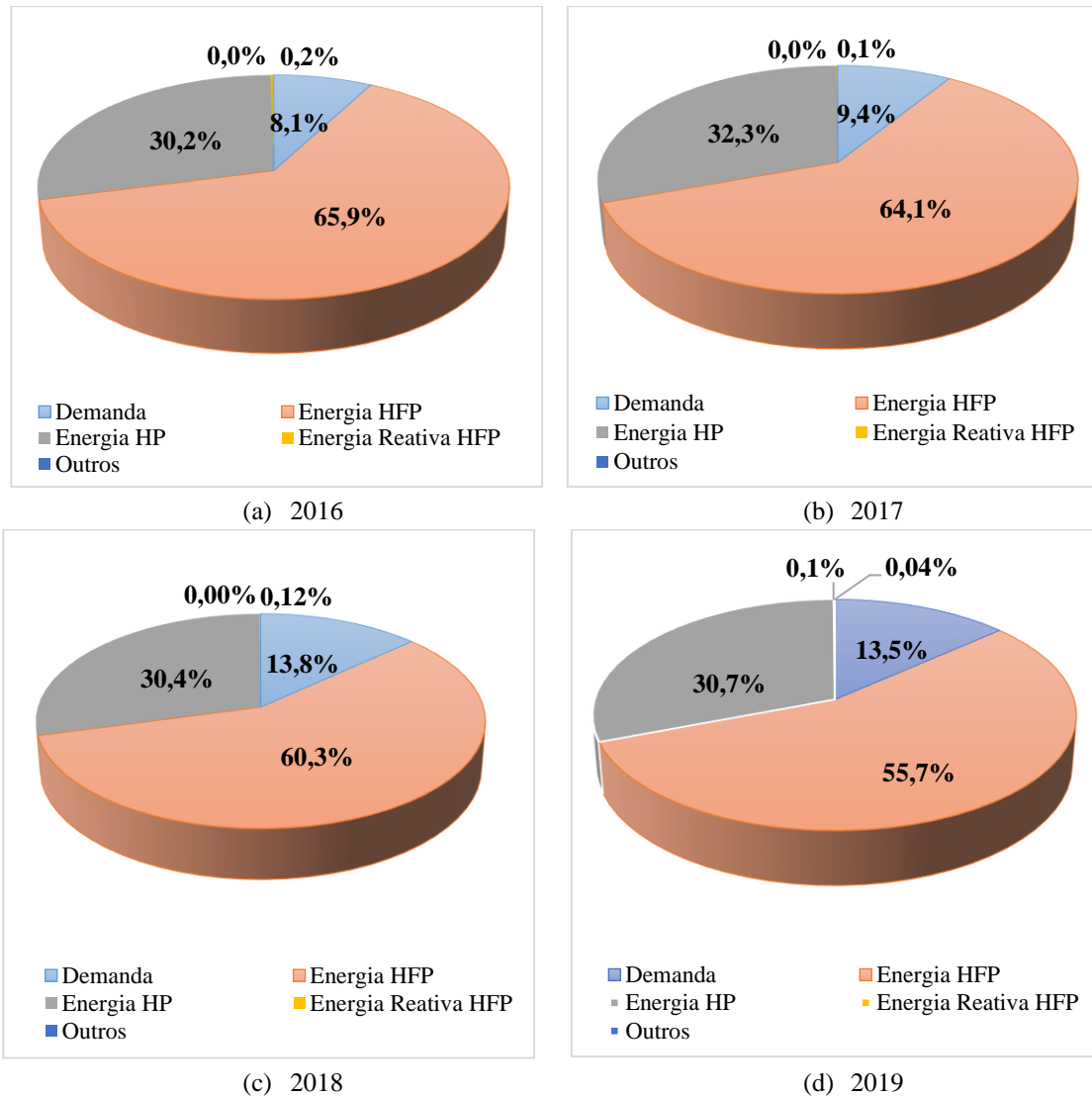


Figura 4.4. Porcentagem de gastos na fatura de energia elétrica sem tributos, (a) 2016; (b) 2017; (c) 2018 e (d) 2019

4.2.1 Dados de irradiância solar

Os dados de índice de radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento, foram obtidos das medições realizadas na Estação Meteorológica gerenciada pelo Centro de Previsão e Estudos de Tempo e Clima Minas Gerais (CEPREMG/UNIFEI), instalada no campus da UNIFEI (22°24'46" S e 27'06" W; 820 metros de altitude), ilustrado na Figura 4.5.

A estação meteorológica modelo Davis Vantage Pro2 Plus, conta com anemômetro, coletor de chuva com caçamba auto esvaziante, abrigo à prova de intempéries, (que aloja os componentes eletrônicos oferecendo maior proteção contra ações climáticas), e sensores de temperatura e humidade.

Esta estação meteorológica tem provido dados para uma série de estudos que vêm caracterizando o tempo e clima da região.



Figura 4.5. A esquerda tem se a estação meteorológica localizada no Campus da UNIFEI
Fonte: UNIFEI, (2018)

A Tabela 4.4 apresenta a radiação global média horizontal e a temperatura média ambiente para cidade de Itajubá, de acordo com dados obtidos do CEPREMG/UNIFEI.

Tabela 4.4 Dados mensais de radiação horizontal e temperatura para Itajubá – MET

Mês	Radiação Global Horizontal [kWh/m²dia]	Temperatura [°C]
Janeiro	4,78	22,5
Fevereiro	4,87	22,5
Março	4,41	21,5
Abril	3,92	19,2
Maio	3,41	16,4
Junho	3,12	13,4
Julho	3,19	15,2
Agosto	4,11	15,7
Setembro	4,10	19,1
Outubro	4,61	19,9
Novembro	4,54	20,8
Dezembro	4,92	22,7
Média Anual	4,16	19,1

4.2.2 Módulos fotovoltaicos

Na simulação realizada com auxílio do software PVSyst, adotou-se o módulo fotovoltaico modelo JAM72S09-385/PR de 72 células, 385Wp da marca JÁ SOLAR. Optou-se pela escolha dos módulos fotovoltaicos monocristalinos utilizando células PERCIUM, por possuírem eficiência elevada de conversão, alta potência e alta confiabilidade.

A Tabela 4.5 apresenta as especificações técnicas do módulo fotovoltaico utilizado no estudo.

Tabela 4.5 Especificações técnicas do módulo fotovoltaico

Características gerais	
Fabricante	JÁ SOLAR
Modelo	JAM72S09-385/PR
Tecnologia	PERC Mono
Dimensões	1979 x 996 mm
Espessura	40 mm
Peso	23,0 kg
Número de células	72
Parâmetros Elétricos (STC)	
Potência máxima (P_{max})	385 Wp
Eficiência do módulo	19,5%
Corrente de potência de pico (I_{mp})	9,65A
Tensão máxima de funcionamento (V_{mp})	39,90V
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	49,04V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	10,17A
Coefficiente de temperatura de potência de pico ($\gamma_{P_{max}}$)	-0,37%/°C
Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto ($\beta_{V_{oc}}$)	-0,30%/°C
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito ($\alpha_{I_{sc}}$)	0,06%/°C

Fonte: Já Solar, (2021)

4.3 Considerações técnicas para dimensionamento do sistema

Neste tópico são apresentados os dados específicos do campus da UNIFEI, considerados para fins de dimensionamento técnico, econômico e exergético da presente tese, tais como: (i) os dados de localização; (ii) de consumo elétrico; (iii) e de estrutura física do campus da UNIFEI.

Com a apresentação dos dados e especificações do Campus, torna-se possível definir os parâmetros e especificações adotadas para o dimensionamento do sistema FV estudado.

O primeiro passo para realizar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica é determinar a quantidade de energia que se deseja produzir, para isso, foram considerados dados de consumo mensal e anual de energia elétrica por posto horário obtidos das contas de energia elétrica de 2019. Estas informações foram essenciais para o calcular o potencial de economia a ser obtida com a geração própria com a implantação de uma usina solar FV no campus Itajubá.

Outro fator importante para o dimensionamento do sistema é o espaço disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos, tendo sido considerada para o dimensionamento do presente sistema, a hipótese de instalação de sistema FV nos telhados dos edifícios do Campus.

Para o sistema fotovoltaico instalado nos telhados foi considerada a adequação do sistema às próprias inclinações dos telhados e o desvio azimutal dos prédios com relação ao norte geográfico, sendo afastada qualquer possibilidade de readequação da estrutura para receber o sistema FV.

Quanto às tarifas da energia elétrica contratada pela UNIFEI, considerou-se que a energia é sempre gerada no horário fora ponta, desta forma, o sistema fotovoltaico pode produzir energia para atender o consumo simultâneo e para atender o consumo fora do horário de incidência solar com a capacidade excedente. O aspecto tarifário considerado para se calcular o fator de ajuste de compensação da energia excedente.

Deste modo, para fins de dimensionamento do sistema FV, optou-se por estabelecer três cenários técnicos, com base no consumo de energia e na demanda contratada pela UNIFEI, sendo:

- I) Dimensionamento do sistema FV de acordo com a potência já instalada em alguns prédios no campus da UNIFEI;
- II) Dimensionamento do sistema FV limitando a potência do sistema igual a demanda contratada pela UNIFEI;

III) Dimensionamento do sistema FV para atender o consumo total de energia no campus da UNIFEI;

No cenário I proposto, utilizou como base para o dimensionamento do sistema FV, a potência de 639 kWp das micro/mini-usinas fotovoltaicas já instaladas nos telhados de alguns dos prédios do campus da UNIFEI. De modo a analisar os impactos sobre as despesas com energia elétrica.

Para o cenário II, assumiu-se que o sistema FV teria a potência nominal igual a demanda contratada pela UNIFEI, não havendo assim a necessidade de um novo contrato com a distribuidora para aumento da demanda contratada. Deste modo, o sistema FV atende as necessidades de consumo da UNIFEI apenas para o HFP, onde a compensação de energia ocorre de maneira direta (fator de ajuste unitário).

Para o cenário III, o sistema proposto deverá suprir todo consumo da UNIFEI nos dois postos horários (HFP+HP). Para tanto, conforme descrito no item 2.8.1.1, para que a energia gerada no horário fora ponta, seja dirigida a compensar a energia consumida no horário ponta, ela deve ser multiplicada por um fator de ajuste.

Deste modo, para o atendimento total da energia elétrica consumida na UNIFEI, o dimensionamento do sistema foi realizado utilizando um fator de ajuste tarifário, para que o sistema seja capaz de gerar toda energia necessária para compensação dos créditos em diferentes postos tarifários.

O fator de ajuste tarifário é obtido através da Eq. (4.1).

$$Fator\ de\ ajuste = \frac{TE_{HP}}{TE_{HFP}} = \frac{437,83}{260,51} = 1,68 \quad (4.1)$$

Para o dimensionamento correto do sistema FV no Cenário III, este fator de ajuste tarifário implica num fator de ajuste fotovoltaico que aumenta a produção da usina em 1,68 vezes a energia consumida no horário de ponta.

A Tabela 4.6 apresenta informações relacionadas ao consumo de eletricidade nos horários de HFP, HP, consumo total, e energia que será necessária para atender a o Cenário III. Portanto, diante das informações obtidas através da Tabela 4.6, foi possível obter a potência do sistema fotovoltaico simulada de acordo com o Cenário III.

Tabela 4.6 Consumo de eletricidade na unidade consumidora em 2019 e energia necessária para atendimento do Cenário III

Mês	Consumo de eletricidade HFP [kWh]	Consumo de eletricidade HP [kWh]	Consumo total HFP + HP [kWh]	Energia necessária c/ fator de ajuste [kWh]
Janeiro	173.600	16.100	189.700	200.658
Fevereiro	186.200	16.100	202.300	213.258
Março	175.700	17.500	193.200	205.111
Abril	188.300	22.400	210.700	225.946
Mai	196.700	27.300	224.000	242.582
Junho	179.900	25.900	205.800	223.429
Julho	156.800	20.300	177.100	190.917
Agosto	148.400	20.300	168.700	182.517
Setembro	163.100	22.400	185.500	200.746
Outubro	185.500	23.800	209.300	225.499
Novembro	210.000	28.700	238.700	258.235
Dezembro	194.600	24.500	219.100	235.776
MÉDIA	179.900	22.108	202.008	217.056
SOMA	2.158.800	256.300	2.424.100	2.604.680

O dimensionamento do sistema fotovoltaico, se baseou na potência já instalada no campus da UNIFEI e na demanda contratada junto a Cemig (1.100 kW), com base nos Cenários I e II, respectivamente.

Para a obtenção da potência do sistema fotovoltaico, que consiga suprir todo consumo da UNIFEI, foram utilizados os dados de consumo elétrico de 2019, e os dados de irradiância obtidos da Estação Meteorológica descrita no item 4.2.1, sendo possível, por meio da utilização do software PVSyst a obtenção da potência do sistema FV necessária para o Cenário III.

Portanto, com base nos dados obtidos e nos Cenários I, II e III, obtém-se a

Tabela 4.7 que possui as informações relacionadas à potência simulada, adequada a cada cenário proposto.

Tabela 4.7 Potência dos sistemas fotovoltaicos simulados

Potência do sistema fotovoltaico [kW _p]			
Cenário	I	II	III
	638,5	1.100	1.500

4.3.1 Estimativa da geração de energia utilizando PVSyst

Para o cálculo da geração estimada de energia do sistema FV, foi utilizada a última versão do software PVSyst, desenvolvido em 1992 pelo físico André Mermoud, professor da Universidade de Genebra.

O *software* permite ao usuário trabalhar com diferentes níveis de complexidade, desde o estágio inicial de representação até o sistema detalhado de simulação, com estudo de sombreamento e dados econômicos de investimento (LOPES, 2014).

Além de permitir ao usuário o cadastramento manual de dados meteorológicos e de irradiação solar, o software PVSyst possui ainda funcionalidade de interface com os seguintes bancos de dados: NASA SSE, PVGIS, MeteoNorm, entre outros.

O software PVSyst utiliza os modelos de Aguiar et al. (1988) Perez *et al.* (1990), Perez *et al.* (1992), Aguiar; Collares-Pereira (1992), Ineichen (2011) para obtenção das irradiâncias direta, difusa e irradiância solar incidente na superfície inclinada.

A modelagem do sistema e os resultados da simulação utilizam nos relatórios de Thevenard; Driesse (2010); e Dierauf *et al.* (2013). O programa também apresenta uma ferramenta adicional, tridimensional, que considera as limitações do horizonte e de objetos próximos que possam criar sombras sobre os módulos fotovoltaicos.

Além dos resultados de geração de energia, potência nominal, potência máxima, o *software* apresenta como resultados: o rendimento do sistema; o índice de desempenho; as perdas na conversão da matriz FV e as perdas de conversão DC/AC.

Ao final, os resultados são demonstrados por meio de um relatório completo, contendo; gráficos, tabelas, diagrama de *Sankey*, apresentando as perdas de desempenho do sistema, que podem ser causadas por sombreamento, ângulo de incidência, sujeira,

níveis de irradiância incidente, temperatura, qualidade dos módulos, incompatibilidade do arranjo fotovoltaico, perdas ôhmicas no cabeamento.

A Figura 4.6 apresenta os dados de entrada que devem ser informados ao *software* e os resultados obtidos.

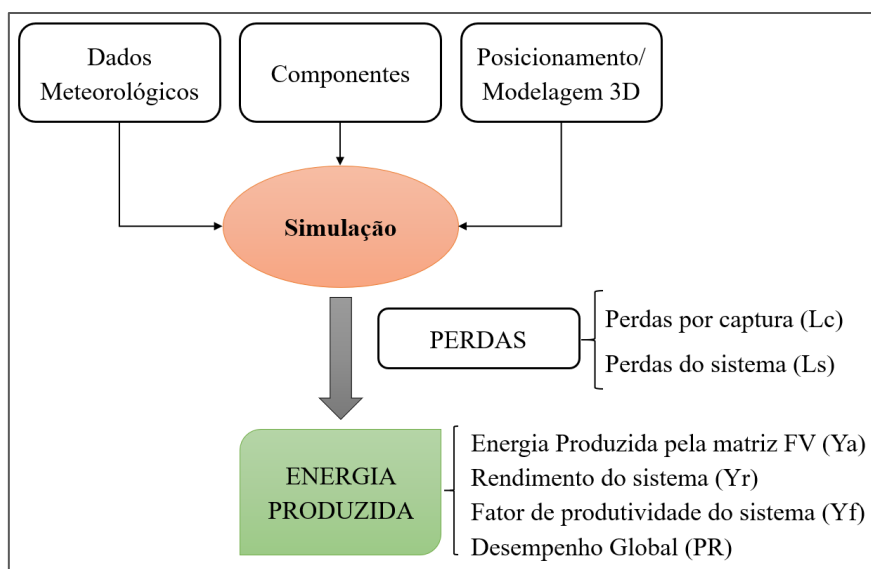


Figura 4.6 Processo de simulação realizado pelo PVSyst

Fonte: Autoria própria

Desta forma, entrando com os dados meteorológicos, com a configuração e o posicionamento dos módulos, o software de simulação PVSyst é utilizado para prever a produção de energia dos sistemas fotovoltaicos.

4.4 Estrutura física para implantação do sistema solar FV

Sistemas solares fotovoltaicos podem ser instalados em solo, na forma de uma planta solar única, ou nos telhados das edificações na forma de inúmeras micro/mini-usinas fotovoltaicas.

4.4.1 Usinas solares fotovoltaicas nos telhados

A infraestrutura física do Campus Prof. José Rodrigues Seabra conta com 44 instalações reunidas na forma de prédios e aglomerados que possuem: laboratórios, salas de aula, bibliotecas, auditórios, instalações administrativas entre outros. Estas instalações ocupam uma área construída de 132.755,68 m², o que equivale a 35,63 % de sua área total (DOBI/PDI, 2018).

Para o projeto energético que busca o aproveitamento do potencial de geração do sistema fotovoltaico sobre os telhados das edificações, deve-se optar por prédios sem sombreamento e com área disponível para instalação das placas solares e quando possível direcionadas para o norte geográfico.

A Tabela 4.8 apresenta a identificação, descrição, inclinação, desvio azimutal, número de módulos e a potência instalada nas edificações que já possuem sistema fotovoltaicos instalados em seus telhados.

Atualmente o campus da UNIFEI conta com um total de 1.701 módulos fotovoltaicos, totalizando 638,48 kWp de potência instalada.

Tabela 4.8– Edificações da UNIFEI, que já possuem usinas solares fotovoltaicas, inclinações utilizadas, número de módulos FV e capacidade instalada

Identificação / Descrição		Inclinação/ Desvio Azimutal	Nº de módulos	Potência Instalada [kWp]
X1	Salas de Aula	10°/-37°/143°	224	86,24
X2	Inst. de Eng ^a Mecânica - IEM	10°/-37°/143°	160	61,60
I1	Inst. de Eng ^a de Sistemas e TI - IEST - ISEEE	10°/-40°	300	115,50
I2	IESTI -ISSE	10°/-40°	360	138,60
I3	Lab. Didáticos - IRN	10°/-40°	240	92,40
I4	Lab. Didáticos - IESTI	10°/-40°	60	23,10
K1	Lab. Didático - ISEE	10°/-120°/60°	240	92,40
J4	QMAP*	23°/-5°	112	27,44
X2	Lab. de Tec. e Planejamento de Sistemas Fotovoltaicos – LTPFV*	23°/-37°	5	1,2
TOTAL			1.701	638,48

* O prédio do QMAP e o laboratório LTPFV, possuem instalados painéis FV da YINGLI SOLAR de potência 245W.

As Figura 4.7 e Figura 4.8 apresentam as imagens de alguns dos sistemas fotovoltaicos já instalados na UNIFEI.



Figura 4.7 Sistemas fotovoltaicos instalados nos edifícios X1 e X2.
Fonte: NESFV (2021)



Figura 4.8 Sistemas fotovoltaicos instalados nos edifícios I1, I2 I3 e I4
Fonte: NESFV (2021)

Para atingir a capacidade instalada proposta nos cenários II e III, é necessária a inclusão de novas edificações, para instalação de novos sistemas FV. A Tabela 4.9 apresenta as edificações selecionadas para um aumento da capacidade instalada, assim como a identificação, descrição, inclinação a ser utilizada, desvio azimutal, número de módulos e a potência instalada.

Tabela 4.9– Edificações da UNIFEI escolhidas para futuras instalações, inclinações utilizadas, número de módulos FV e capacidade a ser instalada

Identificação / Descrição		Inclinação/ Desvio Azimutal	Nº de módulos	Potência Instalada [kWp]
B	Inst. de Eng ^a de Produção e Gestão - IEPG	10°/-37°	920	354,20
J5	Lab. de Tec. Aeronáutica	10°/0°	175	67,8
M2	Restaurante Universitário	10°/-40°	110	42,35
K2	Lab. de Alta Tensão	10°/55°	130	65,45
E4	Lab. de Física - Química	10°/-45°	330	127,05
Y1	Biblioteca Mauá -BIM	10°/-37°/53°	520	200,2
E1	Projetos Especiais	10°/10°	144	56,2
TOTAL			2.329	911,52

A Figura 4.9 apresenta as edificações que já possuem algum sistema fotovoltaico (Cenário I - setas amarelas) em seus telhados e as edificações escolhidas (Cenário II - setas vermelhas) para um possível aumento da capacidade instalada.



Figura 4.9. Potenciais áreas para instalação do sistema FV em telhado, no campus da UNIFEI
Fonte: UNIFEI, 2018

4.5 Considerações de análise econômica

Diante dos três cenários técnicos propostos acima será abordada a análise da viabilidade econômica. Os dados econômicos e as variáveis admitidas para o cálculo do fluxo de caixa, CAPEX, OPEX, VPL, TIR e LCOE serão apresentadas neste subitem.

As variáveis utilizadas para composição dos cálculos de viabilidade estão apresentadas na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 Variáveis econômicas utilizadas

Variáveis	
Tarifa média HFP [R\$/kWh]	0,37
Tarifa média HP [R\$/kWh]	1,77
TMA [%]	6,2
Vida útil da planta [anos]	25
Valor residual [%investimento]	10
Ano de troca dos inversores	10

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que se baseia no resultado de investimento superior às despesas, além do custo de oportunidade de aplicar um título do Tesouro Direto, com rendimento similar à da Taxa Selic com risco zero. Deste modo, por se tratar de um estudo de caso de Universidade do setor público, que por sua vez não almeja rentabilidade, justifica-se a utilização da Taxa Selic⁹ (6,2¹⁰%) para a TMA.

No estudo da viabilidade econômica é necessário definir os valores de Custo de Investimento (em inglês: CAPEX - *capital expenditure*) e Custo de Operação e Manutenção (em inglês: OPEX - *operational expenditure*) para a composição do Fluxo de Caixa (*Cash flow*) do investimento.

Para empreendimentos fotovoltaicos, o CAPEX é composto por todos os custos de instalação, incluindo, mas não se limitando, os custos de aquisição de equipamentos e serviços. Por outro lado, o OPEX é composto pelos custos de limpeza das superfícies dos módulos FV, verificação do estado das instalações, substituição de cabos solares danificados, vandalismo, restauração da estrutura, dentre outras despesas essenciais à operação do sistema.

⁹ A Selic é a taxa básica de juros da economia. Ela refere-se à taxa de juros apurada nas operações de empréstimos de um dia entre as instituições financeiras que utilizam títulos públicos federais como garantia.

¹⁰ Segundo decisão do Comitê de Política Monetária (Copom do Banco Central) datada do dia 22/09/2021.

Quanto ao CAPEX definido para o presente trabalho considerou-se os valores médios de investimentos realizados na implantação de sistemas FV, a partir de pesquisa de mercado realizada e divulgada pela empresa GREENER, em que foram consultadas 1.579 empresas brasileiras de 25 de novembro de 2020 a 10 de janeiro de 2021 (GREENER, 2021).

A pesquisa apresenta o preço do sistema FV em relação à potência instalada e ao local de instalação (telhado ou solo), conforme verifica-se na Tabela 4.11, que apresenta as faixas de preços obtidos para a faixa de potência de 500 – 3.000kWp. A diferença média entre kit fotovoltaico no solo e em telhado é de ordem de 9% em média. Deste modo a média dos preços foi considerada como cenário esperado (GREENER, 2021).

Tabela 4.11 Preço dos sistemas FV de acordo com a potência instalada e do local de instalação

	Potência Instalada [R\$/Wp]		
	500kWp	1.000kWp	3.000kWp
Solo	R\$4,03	R\$3,97	R\$3,72
Telhado	R\$3,60	R\$3,56	R\$3,37

Fonte: GREENER, (2021)

Em relação ao aumento da potência, em cenário projetado para atender o consumo total (Cenários III), foram considerados o fator de ajuste tarifário.

Por sua vez, o OPEX foi determinado com base nos custos incorridos pelos sistemas fotovoltaicos atualmente em operação no Brasil. Neste sentido, a média dos custos correspondeu a 3% do CAPEX, enquanto o maior e menor valor observados foram de 6% e 1% do CAPEX, respectivamente.

Com base em dados históricos de impostos locais de eletricidade, estimou-se uma variação anual entre 2% e 6% no valor da tarifa, considerando que a variação mais provável corresponderia a um aumento de aproximadamente de 4% ao ano.

Uma vez o investimento proposto será realizado com fundos governamentais, a taxa mínima de atratividade será adotada igual a taxa SELIC de 5,25% por ano. Deve-se observar que diante do atual cenário econômico do país, há uma tendência de aumento a médio e longo prazo.

Foram estudados ainda três cenários econômicos (Pessimista, Mais Provável e Otimista) baseados nas alterações das seguintes variáveis: (i) alterações do Crescimento anual da tarifa; (ii) degradação dos painéis; (iii) OPEX e Custo de Capital.

Para medir o risco e a incerteza da viabilidade econômica do projeto foi utilizada a técnica de simulação Monte Carlo (MCS). Para tal, foram realizadas 10.000 simulações para cada um dos cenários, atribuindo as respectivas distribuições de probabilidade.

Os parâmetros de distribuição de probabilidade, são os parâmetros obtidos através dos Cenários Pessimista, Mais Provável e Otimista de acordo com as Tabelas 4.12 e 4.13. Sendo o cenário Mais Provável a média da distribuição triangular de probabilidade, o cenário Pessimista corresponde ao limite inferior e cenário Otimista corresponde ao limite superior.

Para obtenção da Tabela 4.12 utilizou-se de dados provenientes de pesquisas de mercado, realizada pela empresa GRENNER, entre os anos 2017 e 2021. Na elaboração da Tabela 4.13 considerou-se ainda as perdas de eficiência dos módulos que foram estimadas a partir da análise de uma amostra de folhas de dados de módulos comerciais. A distribuição triangular do Custo de Capital, se baseou na variação da Taxa Selic, sendo o cenário Pessimista a projeção de valor máximo da Taxa Selic para 2021 e o cenário Otimista seu menor valor do ano de 2021 e o cenário Mais Provável, o valor da Selic no momento de desenvolvimento da presente tese.

Tabela 4.12 Parâmetros para obtenção do CAPEX utilizados na análise de risco

	Potência Instalada [R\$/Wp]		
	500 kWp	1.000 kWp	3.000 kWp
Pessimista	R\$ 5,36	R\$ 5,15	R\$ 4,88
Mais provável	R\$ 3,60	R\$ 3,56	R\$ 3,37
Otimista	R\$ 3,28	R\$ 3,26	R\$ 3,08

Fonte: Adaptado, GRENEER (2017 - 2021)

Tabela 4.13 Parâmetros técnicos e econômicos usados na análise de risco

Variáveis	Pessimista	Mais provável	Otimista
Crescimento da Tarifa	2,0%	4,0%	6,0%
Degradação dos painéis	0,80%	0,70%	0,60%
OPEX [%CAPEX]	6,0%	3,0%	1,0%
Custo de Capital [TMA]	9,0%	6,2%	2,0%

Fonte: Adaptado, GRENEER (2021); JA Solar (2020)

A Figura 4.10, apresenta a distribuição de probabilidade triangular para os cenários Pessimista, Mais Provável e Otimista.

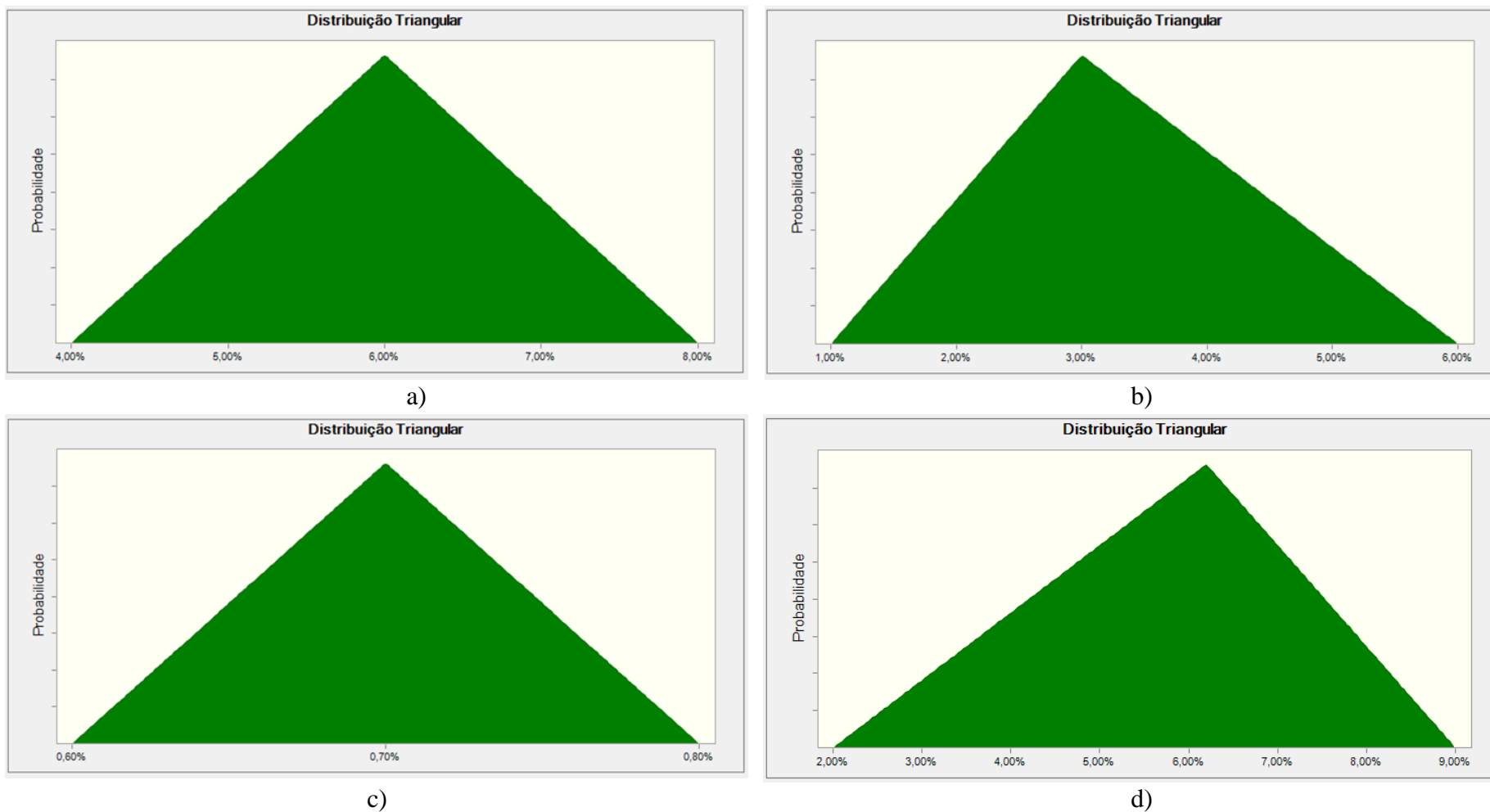


Figura 4.10 Distribuição de probabilidade triangular para os cenários Pessimista, Mais Provável e Otimista de acordo com as variáveis, a) crescimento da tarifa, b) degradação dos painéis, c) OPEX e d) custo de capital

Considera-se neste estudo que, a receita bruta obtida com a instalação do sistema FV corresponde à economia do valor pago na fatura pelo consumo de energia, devendo ser destacado ainda que as receitas brutas variam no decorrer da vida útil do projeto.

Se por um lado ocorre a elevação real da tarifa de energia, amentando a receita bruta, por outro lado, o desgaste dos módulos diminui a geração de energia ao longo dos anos, diminuindo as receitas.

Portanto, o saldo dos fatores acima mencionados, constitui a receita bruta em cada um dos períodos analisados.

4.6 Estudo de caso – Sistema fotovoltaico LTPFV de 1.225 Wp

Nesta seção é apresentada a descrição da instalação fotovoltaica utilizada para validação dos resultados obtidos através das simulações utilizando o software PVSyst, onde foram obtidos os dados reais para desenvolvimento da análise exergética e de sensibilidade.

4.6.1 Descrição da instalação FV

A usina FV conectada à rede elétrica, conta com 5 módulos policristalino de 245 Wp cada um, o módulo é composto por 60 células solares com capacidade instalada de 1,225 kWp, cobrindo uma superfície total de 7,3 m², inclinação de 23°, e desvio azimutal de 37° com relação ao norte geográfico (Figura 4.11).



Figura 4.11 Sistema fotovoltaico LTPFV, instalado no campus da UNIFEI, a esquerda a instalação dos módulos sobre o telhado, a direita o inversor conectado à rede

A Tabela 4.14 apresenta as especificações técnicas do módulo fotovoltaico utilizado.

Tabela 4.14 Especificações técnicas do módulo fotovoltaico YL245P-29b

Características gerais	
Fabricante	YINGLI SOLAR
Modelo	YL245P-29b
Tecnologia	Policristalino
Dimensões	1650 x 990 mm
Espessura	40 mm
Peso	19,1 kg
Número de células	60
Parâmetros Elétricos (STC)	
Potência máxima (P_{max})	245 Wp
Eficiência do módulo	15,0%
Corrente de potência de pico (I_{mp})	8,11A
Tensão máxima de funcionamento (V_{mp})	30,2V
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37,8V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	8,63A
Coefficiente de temperatura de potência de pico ($\gamma_{P_{max}}$)	-0,45%/°C
Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto ($\beta_{V_{oc}}$)	-0,33%/°C
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito ($\alpha_{I_{sc}}$)	0,06%/°C

Fonte: YINGLI SOLAR, (2019)

Os módulos FV estão ligados em serie, a um inversor *Sunny Boy* SB1200 de 1200W que alimenta diretamente a rede, suas especificações técnicas são apresentadas na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 Especificações técnicas do inversor *Sunny Boy* SB1200

Fabricante	SMA Solar Technology AG
Potência máxima de Corrente Contínua	1320 W
Potência máxima de Corrente Alternada	1200 W
Rendimento máximo	92,1%
Tensão máxima de CC	400 V
Corrente máxima de saída	6,1 A

Fonte: SMA Solar Technology AG, (2005)

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados de viabilidade técnica obtidos nas simulações dos Cenários I, II e III, para instalações em telhado obtidas com auxílio do software PVSyst.

Apresenta-se também o estudo de viabilidade econômico-financeira, realizado por meio da análise dos indicadores de tomada de decisão. A análise de risco dos sistemas nos três cenários contou com a simulação Monte Carlo.

Também é apresentado de forma simplificada, o potencial nas reduções de emissões dos Gases do Efeito Estufa através da implementação de um sistema fotovoltaico.

Neste capítulo também são apresentados comparativos de energia produzida pelo micro sistema FV real com o simulado no software PVSyst, baseados em dados obtidos através da medição *in loco*.

Por fim, realiza-se a análise exergética e de sensibilidade utilizando dados do mesmo sistema de microgeração FV instalado no campus da UNIFEI.

5.1 Viabilidade técnica do sistema fotovoltaico

Para análise da viabilidade técnica dos sistemas FV, são utilizados como entradas do software PVSyst dados históricos de consumo de energia e os dados de irradiância da estação meteorológica 32512 – MG - Itajubá MET, sendo possível, por meio da utilização do software PVSyst a obtenção das potências do sistema FV para os cenários analisados.

Considerando os cenários técnicos estabelecidos no Item 4.3 do presente estudo, obtém-se a Tabela 5.1, com informações relacionadas à potência simulada, adequada a cada cenário proposto.

Tabela 5.1 Potência do sistema FV simulado (kWp)

	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Potência Simulada [kWp]	639	1.100	1.500

Partindo-se das premissas que atualmente a UNIFEI conta com nove micro/mini-usinas instaladas, nos telhados do seu campus e que a demanda contratada junto à concessionária é de 1.100 kW, há de se considerar que para o sistema FV proposto

para os Cenários I e II não é necessário aumento da demanda contratada junto a distribuidora Cemig.

Para o Cenário III proposto, que visa atender ao consumo total de energia (HFP+HP) da universidade, será necessária a recontração, elevando a demanda contratada junto à concessionária de energia. Vale ressaltar aqui, que o Cenário III implica em um aumento da demanda contratada em 400W, aumentando assim os custos fixos com a demanda contratada.

Quanto à viabilidade técnica, ainda que não haja espaço para construção de uma miniusina FV em solo, na presente tese é também analisada a hipótese de implantação do sistema FV em solo, os resultados obtidos se encontram no Apêndice A.

Estão apresentados na Tabela 5.2, alguns dos principais resultados obtidos, por meio da simulação realizada no PVSyst, como: quantidade de módulos necessários, energia produzida anualmente, produção específica e a área da superfície dos módulos FV. De acordo com os resultados obtidos, para que os sistemas sejam instalados, são necessários 1.701, 2.906 e 4.030 módulos de acordo com os cenários I, II e III, respectivamente.

As Tabelas 5.2 e 5.3 apresentam os resultados obtidos através da simulação utilizando software PVSyst para os sistemas FV de acordo com os Cenários I, II e III, quais sejam: i) quantidade de módulos FV utilizados; ii) a energia produzida anualmente; iii) produção específica; iv) área superficial dos módulos; v) e os indicadores de desempenho de acordo com cada uma das edificações escolhidas.

Tabela 5.2 Alguns dos resultados obtidos através da simulação

Edificação		Nº módulos	Energia produzida [MWh/ano]	Produção específica [kWh/kWp/ano]	Sup. dos módulos [m ²]
X1	Salas de Aula	224	117,2	1.359	442
X2	Inst. de Eng ^a Mecânica - IEM	160	84,81	1.377	315
I1	Inst. de Eng ^a de Sistemas e TI - IEST	300	162,8	1.409	591
I2	IESTI -ISSE	360	196,5	1.418	710
I3	Lab. Didáticos - IRN	240	130,5	1.413	473
I4	Lab. Didáticos - IESTI	60	32,7	1.417	118
K1	Lab. Didático - ISEE	240	126,1	1.365	473
B	Inst. de Eng ^a de Produção e Gestão	920	502,0	1.417	1.719
K2	Lab. de Alta Tensão	130	91,8	1.403	335
E4	Lab. de Física - Química	330	178,5	1.405	650
Y1	Biblioteca Mauá -BIM	520	281,3	1.405	1.025
E1	Projetos Especiais	144	81,3	1.447	269
J5	Lab. de Tec. Aeronáutica	175	96,8	1.429	347
M2	Restaurante Universitário	110	59,9	1.416	217
J4	QMAP	112	46,6	1.698	182
X2	Lab. de Tec. e Planejamento de SFV – LTPFV*	5	1,5	1.233	8,1
TOTAL		4.030	2.190,3	22.611	7.874,1

Os valores anuais dos índices de desempenho do sistema FV, para os três cenários analisados são apresentados na Tabela 7.3; (i) produtividade de referência - Y_r ; (ii) energia produzida pela matriz fotovoltaica - Y_a ; (iii) produtividade final - Y_f ; (iv) desempenho global - PR; (v) perdas de captura/absorção - L_c ; (vi) perdas do sistema - L_s ; e (vii) fator de capacidade - C_f .

Das edificações escolhidas, o sistema FV que apresenta a maior perda por captura (L_c) é o instalado no prédio E4, com perda de 0,698 kWh/kWp/dia. Da análise da Tabela 5.2, as maiores perdas do sistema FV (L_s) são encontradas nos prédios I1 e J5, com perdas iguais a 0,095 kWh/kWp/dia. Essas perdas correspondem a 14,96% e 1,95% da produtividade de referência, respectivamente.

O prédio com maior índice de produtividade final (Y_f) é o E1 com uma produção de 3,97 kWh/kWp/dia. O menor índice de 3,70 kWh/kWp/dia está no sistema FV do prédio X2. O sistema que apresentou o maior desempenho global nas simulações, o sistema FV localizado no prédio E1 que apresenta PR de 85,1%.

Tabela 5.3 Síntese dos parâmetros dos indicadores de desempenho do sistema FV, em telhado

Identificação /Edificação	[kWh/kWp/dia]					%	
	Y _r	Y _a	Y _f	L _c	L _s	PR	C _r
X1 Salas de Aula	4,43	3,80	3,72	0,623	0,082	84,1	15,5
X2 Inst. de Eng ^a Mecânica - IEM	4,46	3,83	3,70	0,633	0,056	84,6	15,7
I1 Inst. de Eng ^a de Sistemas e TI - IEST	4,62	3,96	3,86	0,665	0,095	83,5	16,1
I2 IESTI -ISSE	4,62	3,97	3,89	0,656	0,081	84,1	16,2
I3 Lab. Didáticos - IRN	4,62	3,95	3,87	0,680	0,081	83,7	16,1
I4 Lab. Didáticos - IESTI	4,62	3,97	3,88	0,647	0,091	84,0	16,1
K1 Lab. Didático - ISEE	4,44	3,80	3,74	0,641	0,060	84,2	15,6
B Inst. de Eng ^a de Produção e Gestão	4,62	3,97	3,88	0,653	0,083	84,1	16,2
K2 Lab. de Alta Tensão	4,55	3,90	3,84	0,650	0,058	84,4	16,0
E4 Lab. de Física - Química	4,61	3,91	3,85	0,698	0,061	83,5	16,0
Y1 Biblioteca Mauá -BIM	4,60	3,92	3,85	0,680	0,075	83,6	16,0
E1 Projetos Especiais	4,66	4,05	3,97	0,605	0,090	85,1	16,5
J5 Lab. de Tec. Aeronáutica	4,67	4,01	3,91	0,658	0,095	83,9	16,3
M2 Restaurante Universitário	4,62	3,97	3,88	0,648	0,093	84,0	16,2

Para a análise de desempenho do sistema, os parâmetros mais utilizados para analisar um sistema FV são: a produtividade final (Y_f) e o desempenho global (PR). O primeiro permite comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, pois normaliza a produção de energia e o segundo mostra o efeito total das perdas e falhas em um sistema FV, com isso permitindo se comparar sistemas independentemente da sua localização geográfica, pois normaliza a produtividade em relação ao recurso solar. Dos resultados obtidos de acordo com a Tabela 5.3, a edificação E1 apresentou a maior produtividade final 3,97 kWh/kWp/dia e o maior desempenho global 85,1 %, dentre as edificações estudadas.

Nos Anexos B à J são apresentados os resultados das simulações realizadas no software PVSyst.

A Figura 5.1 ilustra, para os dados de consumo elétrico obtidos no ano 2019, a variação da geração fotovoltaica mensal por subsistema integrante de acordo com a edificação escolhida.

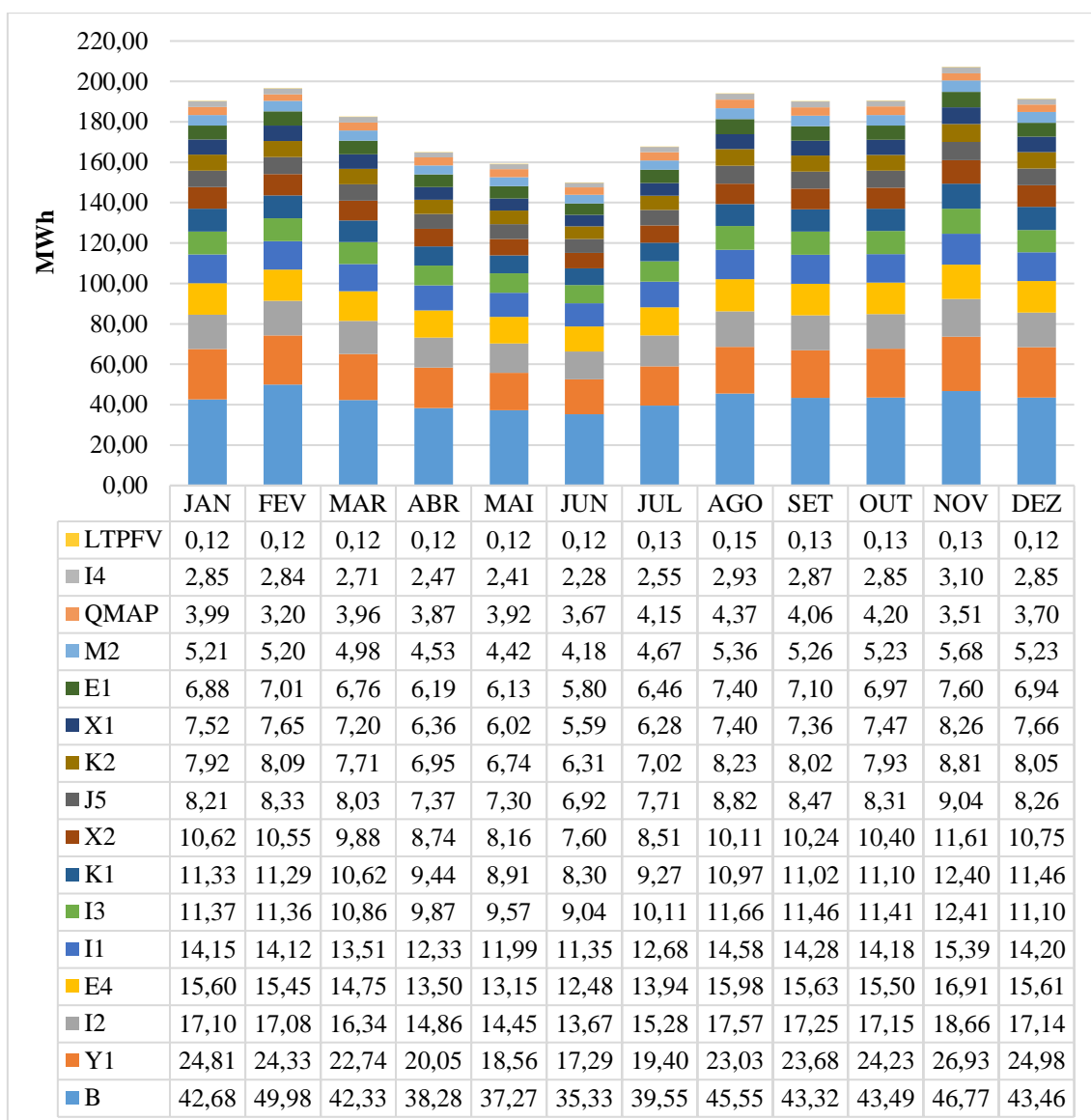


Figura 5.1 Geração FV mensal proposta para a UC, de acordo com as edificações escolhidas

Os Cenários I, II e III, mostram que a geração de energia elétrica proveniente dos sistemas FV, proporciona uma redução anual do consumo da energia oriunda da rede elétrica de 38,5%, 57,26% e 81,16%, respectivamente.

O Cenário I, tem-se o período de menor contribuição do sistema FV equivalente a 30,08% no mês de novembro, e o mês com a maior contribuição do sistema é o mês de agosto (50,69%).

Os Cenário II e III, tem no mês de maio a menor contribuição energética equivalente a 45,32% e 63,93%, respectivamente e a maior contribuição ocorre em agosto (73,61% e 101,68%).

As Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 ilustram, em valores percentuais a contribuição energética de cada edificação, de acordo os Cenários I, II e III, respectivamente.

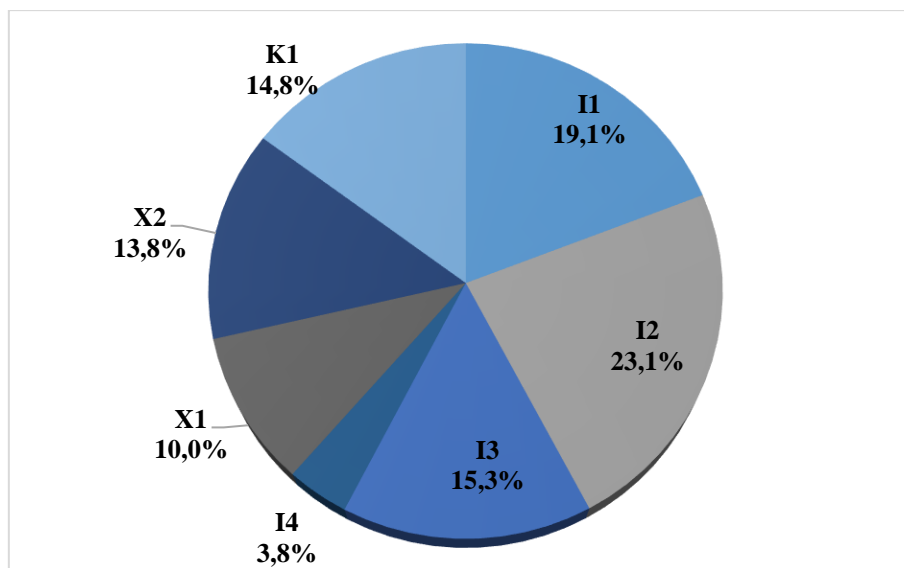


Figura 5.2 Percentuais da energia gerada por edificações. Cenário I

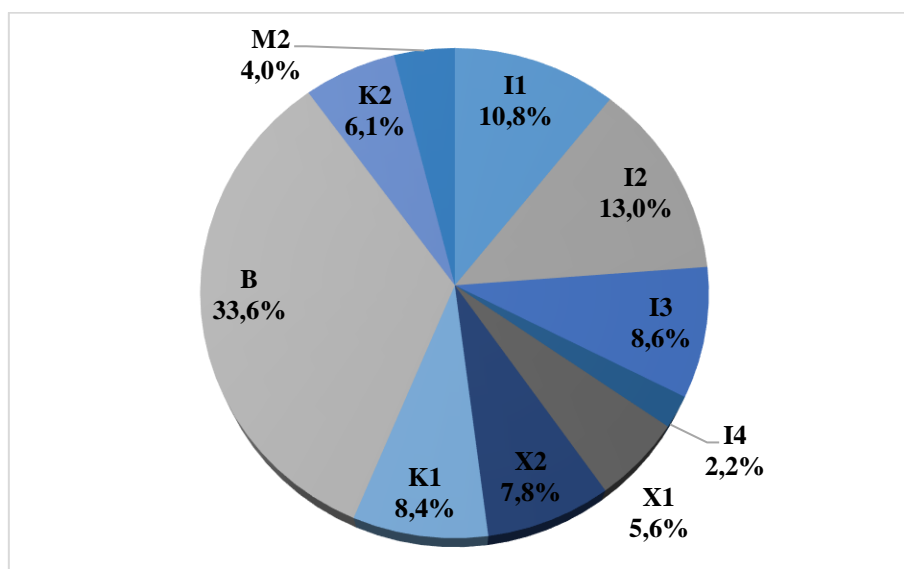


Figura 5.3 Percentuais da energia gerada por edificações. Cenário II

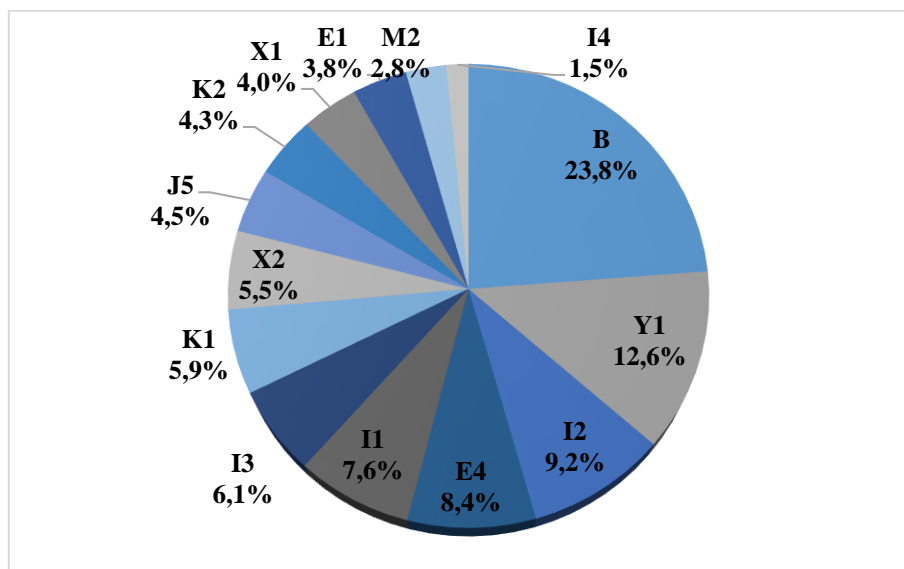


Figura 5.4 Percentuais da energia gerada por edificações. Cenário III

5.2 Sistemas fotovoltaicos e o potencial de descarbonização

O aumento no consumo de energia elétrica cresce proporcionalmente ao aumento populacional e ao avanço tecnológico, essa demanda energética é fortemente marcada pelo uso de recursos fósseis. Os quais contribuem significativamente para emissões de gases do efeito estufa, aumentando a produção de CO₂, o qual contribui para aquecimento global.

Os sistemas fotovoltaicos justamente por não emitir gases de efeito estufa durante a operação do sistema, esse tipo de sistema se demonstra vantajoso no combate às mudanças climáticas. Deste modo, o presente trabalho desconsiderou as emissões dos Gases de Efeito Estufa, durante o processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos e instalação do sistema, realizando de forma simplificada uma análise das reduções de emissões de CO₂ obtidas com a implantação de um sistema fotovoltaico.

5.2.1 Emissões de gases do efeito estufa (GEE) evitadas

Desde o ano de 2006, o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI, apresenta fatores médios de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional – SIN. Os fatores de emissão de CO₂ são calculados de acordo com a ferramenta metodológica aprovada pelo Conselho Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL e têm como objetivo estimar a contribuição, em termos de redução de emissões de CO₂, de um projeto MDL que gere eletricidade para rede (MCTI, 2020).

O fator de emissão do SIN para fins de MDL é uma combinação do fator de emissão da margem de operação, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada na margem, com o fator de emissão da margem de construção que reflete a intensidade das emissões de CO₂ das últimas usinas construídas (MCTI, 2020). Trata-se de um algoritmo amplamente utilizado para quantificar a contribuição futura de uma usina que vai gerar energia elétrica para rede em termos de redução de emissões de CO₂ em relação a um cenário base. Este fator serve para quantificar emissões que estão sendo deslocadas na margem. A sua utilidade está associada à projetos MDL e se aplica, exclusivamente, para estimar as Reduções Certificadas de Emissões - RCEs, dos projetos de MDL (MCTI, 2020).

O fator de emissão de CO₂, a ser utilizado para conversão da energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico em termos de emissão de CO₂ evitada, corresponde ao fator de emissão da linha de base, que consiste em uma margem combinada, que adora

um peso para margem de operação e um peso para margem de construção, sendo estes valores distintos e equivalentes a 75% e 25%, respectivamente (MARIN et al.; 2016).

Para o presente trabalho foi utilizada uma média aritmética dos fatores de emissão da margem combinada, obtidos de 2015 a 2020, conforme indicado na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 Fatores médio de emissão de CO₂ no SIN

Ano	Margem de construção	Margem de operação	Margem combinada
	Fator de emissão médio (tCO ₂ /MWh)	Fator de emissão médio (tCO ₂ /MWh)	Fator de emissão na linha de base (tCO ₂ /MWh)
2015	0,2553	0,5597	0,4836
2016	0,1581	0,6228	0,5066
2017	0,0028	0,5882	0,4418
2018	0,137	0,5390	0,4385
2019	0,102	0,5181	0,4141
2020	0,097	0,453,9	0,3659
		Média	0,4417

Fonte: MCTI (2020)

Para realização do cálculo do volume de CO₂ evitado, através da geração de energia proveniente de sistemas fotovoltaicos, foi utilizado a Equação 5.1 de Scheer (2001).

$$\text{CO}_2 \text{ evitado}(t) = \text{fator de emissão de CO}_2 \left(\frac{kg}{MWh} \right) \times \text{Eletricidade produzida (MWh)} \quad (5.1)$$

De acordo com os resultados obtidos anteriormente, de geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico de acordo com os cenários I, II e III e utilizando-se a Eq. 5.1, obtém-se a Tabela 5.5 que apresenta a quantificação de emissões de CO₂ evitadas de acordo com os três cenários.

Dos dados obtidos, observa-se que quanto maior a potência do sistema fotovoltaico, maior a produção de energia e conseqüentemente maior será as emissões de CO₂ evitadas.

Tabela 5.5 Emissões de CO₂ evitadas com utilização de sistema FV, cenários I, II e III

Cenário	Potência Simulada [kWp]	Energia gerada [MWh/ano]	Emissões [tCO₂/ano]
I	639,0	831,63	367,33
II	1.100,0	1.491,37	658,74
III	1.500,0	2.190,30	967,45

De acordo as emissões de CO₂ evitadas no cenário I, cenário este que representa o sistema fotovoltaico já instalado, a UNIFEI deixará de emitir o equivalente a 367,33 [tCO₂/ano] com a implementação do sistema FV, uma redução de 34,31% nas emissões de CO₂.

Dos dados obtidos nos cenários II e III, com uma redução nas emissões de 658,74 e 967,45 [tCO₂/ano], que representa um percentual de redução equivalente a 61,52% e 90,36%, respectivamente.

A inserção de fontes renováveis de energia na matriz elétrica é uma condição necessária para a promoção de uma oferta de energia com menor intensidade em carbono. Dessa forma, essa redução de CO₂ contribui para as políticas nacionais e internacionais como o Protocolo de *Kyoto* no que se refere às emissões dos GEE.

5.3 Viabilidade econômico-financeira

Para análise de viabilidade de qualquer projeto, incluindo de um sistema FV, é imprescindível a realização da análise econômico-financeira, tendo em vista que tal aspecto impacta diretamente na tomada de decisão da realização do investimento.

Neste sentido, considerando os indicadores de tomada de decisões elencados no Item 3.3, serão apresentados os resultados das simulações econômicas e análises de risco através da simulação Monte Carlo (MCS) realizadas para cada um dos Cenários (I, II e III), considerando a implantação do sistema em telhado.

Conforme a alteração das variáveis definidas no Item 4.6, os cenários econômicos foram classificados em Pessimista, Mais provável e Otimista. A partir da composição do fluxo de caixa considerando o CAPEX, os aspectos técnicos e econômicos, os critérios de tomada de decisão de investimento do VPL, TIR, LCOE para cada cenário foram calculados e estão apresentados na Tabela 5.6.

Por fim, cabe ressaltar o valor do CAPEX para cada um dos cenários econômicos, considerou a potência instalada de acordo com os Cenários I, II e III (639, 1.100 e 1.500

kWp) pretendida para cada sistema FV e considerando o custo de implementação dos sistemas fotovoltaicos instalados em telhado, em R\$/Wp de acordo com item 4.6.

Como pode ser visto na Tabela 5.6, independentemente do tamanho do sistema fotovoltaico, os resultados obtidos dos indicadores de econômicos demonstram o projeto é inviável no cenário Pessimista, para todos os cenários (I, II e III). Os indicadores, VPL, TIR e LCOE se demonstram desfavoráveis a economicamente, sendo apresentado VPL negativo, TIR consideravelmente inferior à TMA (fixada em 5,25%) e o LCOE é superior à Tarifa média HFP, ambos definidos anteriormente na Tabela 4.10.

Tabela 5.6 Resultados análise econômica

CENÁRIO	CAPEX	VPL	TIR	LCOE R\$/kWh	Tarifa média R\$/kWh	
I	Pessimista	R\$ 3.028.860,00	- R\$ 780.437,06	3,54%	0,63	0,37
	Mais Provável	R\$ 2.300.400,00	R\$ 2.670.940,00	14,73%	0,34	0,37
	Otimista	R\$ 2.095.920,00	R\$ 5.382.722,49	21,36%	0,21	0,37
II	Pessimista	R\$ 4.928.000,00	- R\$ 516.789,97	5,16%	0,57	0,37
	Mais Provável	R\$ 3.916.000,00	R\$ 5.077.926,03	15,61%	0,32	0,37
	Otimista	R\$ 3.586.000,00	R\$ 9.847.175,89	22,25%	0,20	0,37
III	Pessimista	R\$ 6.720.000,00	- R\$ 601.125,79	5,32%	0,54	1,07 ¹¹
	Mais Provável	R\$ 5.340.000,00	R\$ 7.317.675,78	15,94%	0,30	1,07
	Otimista	R\$ 4.890.000,00	R\$ 14.229.758,58	22,74%	0,19	1,07

Através do Cenário Otimista, foi possível obter os melhores resultados quanto aos indicadores de tomada de decisão, tendo a TIR atingido os índices 21,36%, 22,25% e 22,74%, para cenários I, II e III, respectivamente. O LCOE obtido representa 43,24% da Tarifa Energia no HFP (R\$ 0,37 kWh), nos Cenários I e II.

O Cenário III, caracteriza-se pelo cenário em que ocorre a compensação de energia nos horários HFP e HP, deste modo utiliza-se como tarifa média, a média ponderada da Tarifa de Energia nos horários de HFP e HP. Portanto, o LCOE no Cenário

¹¹ No Cenário III, ocorre a compensação da Tarifa de energia nos horários HFP e HP, deste modo utiliza-se a média ponderada da Tarifa nos horários HFP e HP.

Otimista corresponde a 17,75% da Tarifa média (R\$ 1,07 kWh) de acordo com Cenário III.

O Cenário Mais Provável, considerado o mais importante para análise da viabilidade econômico-financeira em razão da probabilidade de concretização, foi obtida uma TIR com índice 14,73% (Cenário I), 15,61% (Cenário II) e 15,94% (Cenário III) e um LCOE de aproximadamente 91,90% (Cenário I), 86,48% (Cenário II) e 28,03% (Cenário III), da Tarifa de Energia utilizada.

5.3.1 Análise de risco

A fim de se aprimorar os conhecimentos sobre a viabilidade do projeto avaliado, optou-se por implementar a análise de risco com base na técnica da simulação Monte Carlo (MCS), no indicador VPL utilizando o software Crystal Ball.

Deste modo, a Figura 5.5 apresenta uma análise de sensibilidade econômica, ou seja, em que os valores do VPL são apresentados pela variação percentual para algumas das variáveis que mais que mais interferem na viabilidade do projeto.

O VPL do projeto, utilizando os valores base apresentados no item 4.5, foi calculado de acordo com cenário Mais Provável em R\$ 2.670.940,00. Em seguida, esses valores foram variados individualmente, a uma mesma taxa, enquanto dos demais permaneceram constantes. Deste modo, a influência de cada um na variável VPL pode ser observada, através da Figura 5.5. Sabe-se que quanto mais horizontal é a linha de sensibilidade, menor o impacto daquela variável no VPL.

Como pode ser constatado na análise da Figura 5.5, as variáveis que mais afetam a viabilidades do projeto é a taxa mínima de atratividade (TMA) e a Tarifa de Energia elétrica. O aumento da Taxa Selic ao longo do ano de 2021, se apresenta como um obstáculo na implementação de sistema FV no setor público, diminuindo assim a viabilidade de projetos similares.

Além disso, a Tarifa de Energia também apresenta um impacto significativo na viabilidade do projeto. Como essa variável tem sofrido constante aumento no último ano consequência da grave crise hídrica sofrida pelo país, aumentando assim a viabilidade do projeto.

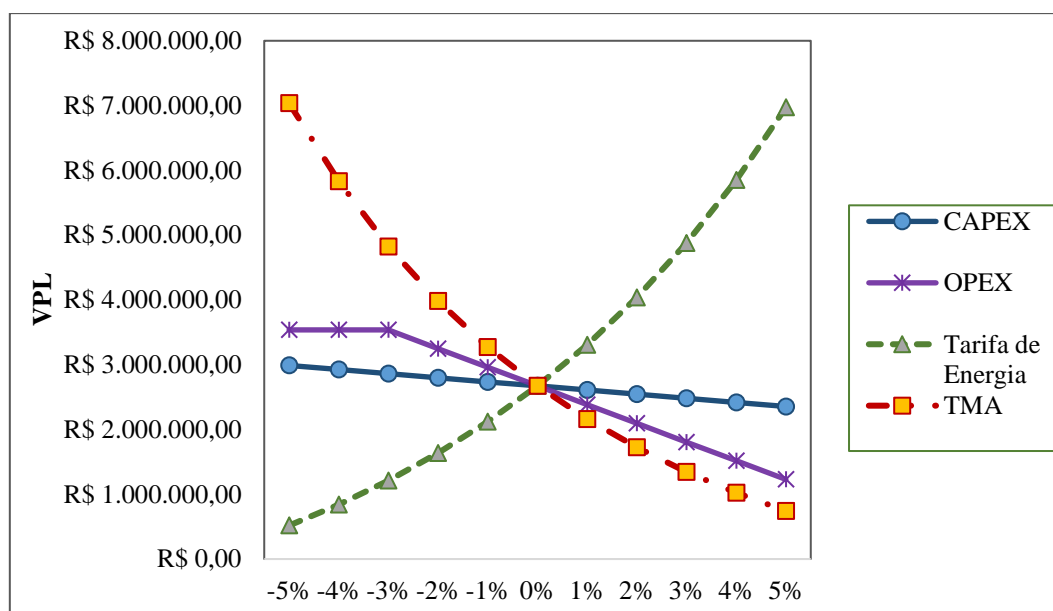


Figura 5.5 Análise de sensibilidade econômica do sistema fotovoltaico

Para terminar, as Figuras 5.6, 5.7 e 5.8 apresentam a análise de risco econômico do projeto, ou seja, a distribuição de probabilidade da viabilidade econômica avaliada de acordo com a técnica de simulação de Monte Carlo de acordo com (MCS), no indicador econômico VPL, foram realizadas 10.000 simulações para cada um dos cenários analisados.

Através da análise de risco do Cenário I, representada na Figura 5.6, evidencia-se a elevada probabilidade de viabilidade econômica para o projeto, apresentando uma probabilidade de viabilidade de 94,83%, além de apresentar valor médio de VPL de R\$ 2.722.789,33.

Ao considerar os cenários II e III, representados nas Figuras 5.7 e 5.8, pode-se notar um aumento na probabilidade de viabilidade para o projeto com aumento da potência instalada, com probabilidades de 96,50% e 98,45%, respectivamente. Os valores médios de VPL obtidos são de R\$ 5.632.933,24 (Cenário II) e R\$ 9.133.448,72, respectivamente.

Deve-se observar que o cenário III, apresenta valor médio do VPL mais alto e maior probabilidade de viabilidade, um fato que mostra que, apesar de maiores investimentos, além do custo extra com aumento da demanda contratada junto a concessionária de energia, este cenário se apresenta o mais atraente.

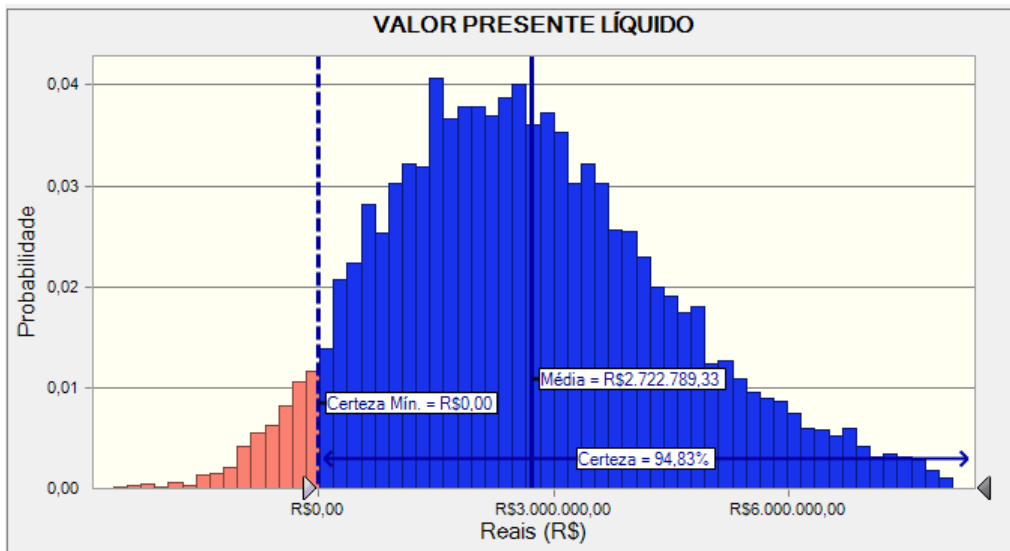


Figura 5.6 Análise de risco do sistema fotovoltaico para VPL, Cenário I

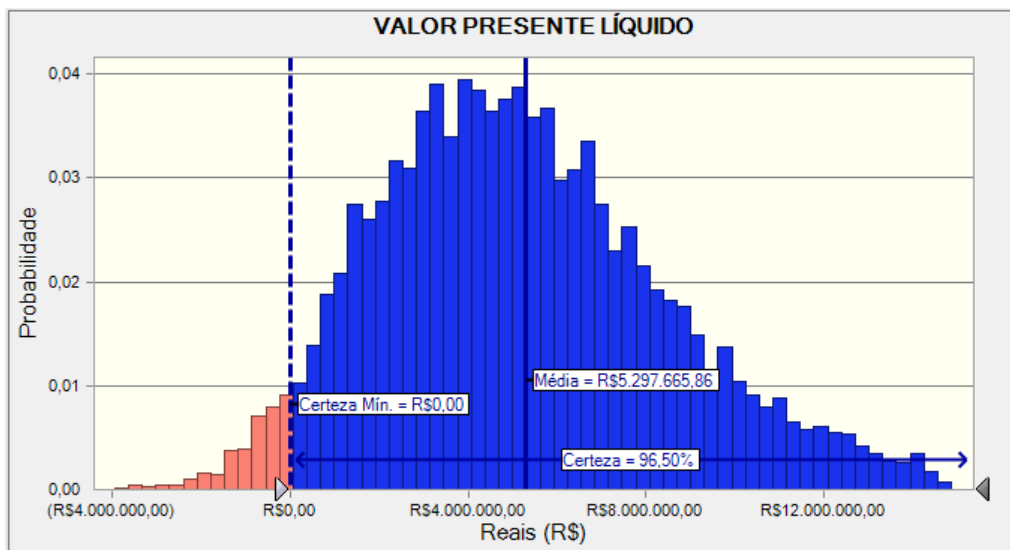


Figura 5.7 Análise de risco do sistema fotovoltaico para VPL, Cenário II

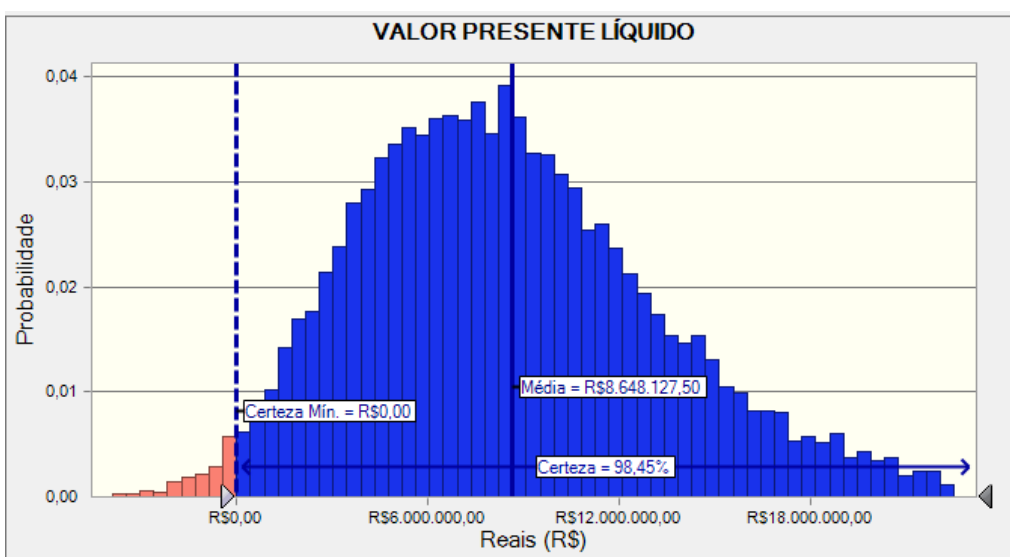


Figura 5.8 Análise de risco do sistema fotovoltaico para VPL, Cenário III

5.4 Sistema fotovoltaico LTPFV de 1.225 Wp

5.4.1 Comparativo entre os resultados obtidos na simulação utilizando o software PVSyst e os dados reais obtidos para o sistema fotovoltaico

De acordo com um estudo realizado por Umar et al. (2018), analisou-se o desempenho de 10 softwares de simulação, dentre eles o software PVSyst. Os autores simularam um sistema fotovoltaico de 1,0 MWp conectado à rede utilizando 10 diferentes softwares. Comparando os indicadores de desempenho do sistema FV e a energia real produzida pelo sistema de 1,0 MWp localizado na Universidade de Uttar Pradesh, Índia. O índice de desempenho – PR foi utilizado como indicador para comparar a precisão de cada software. O sistema real, apresentou PR de 0,7737, enquanto a simulação no PVSyst apresentou PR de 0,7990, uma variação de 3,2%. O software PVSyst também foi considerado o software mais eficiente em termos de tempo para executar múltiplas análises.

Um estudo realizado por Komrit (2020), utilizou os softwares SAM, PVSyst, HOMER e RETScreen para modelar sistemas fotovoltaicos, sistemas de turbinas eólicas e sistemas híbridos para aplicação residencial na Tailândia. Com os resultados do estudo constatou-se que os softwares SAM, PVSyst, HOMER e RETScreen contêm erros de 3,61, -3,91, 5,52 e 6,90%, respectivamente.

Neste trabalho, a energia produzida pelo sistema fotovoltaico LTPFV, e os indicadores de desempenho de um sistema FV, foi estimada utilizando o software PVSyst e seus resultados foram comparados a energia real produzida, coletada manualmente durante as medições e os índices de desempenho do sistema fotovoltaico foram calculados de acordo com as equações apresentadas no item 3.2.5.

Os resultados da simulação no software PVSyst e os dados experimentais de produção de energia, e seus respectivos indicadores são apresentados na Tabela 5.7.

De acordo com o índice de desempenho (PR) do sistema FV real, apresenta um valor médio, para período analisado (agosto de 2020 a março de 2021), de 0,727 na simulação utilizando software PVSyst o valor médio encontrado foi de 0,731, ou seja, uma diferença em torno de -0,052%. Portanto, em termos de desempenho global anual os valores médios simulados no software PVSyst são bem próximos valores médios reais de um sistema fotovoltaico.

O desempenho global do sistema FV analisado de maneira mensal ou sazonal apresenta diferenças entre os valores reais de produção e os valores simulados. Sendo a maior diferença observada no mês de agosto (período de inverno) com uma diferença de -5,48% e a menor no mês de janeiro (período de verão) com diferença de -0,01% do valor monitorado.

Os valores dos indicadores de desempenho de um sistema FV, mensal estão susceptíveis a uma maior discrepância em comparação com rendimentos anuais quando comparados os valores reais e os simulados no software PVSyst. Essa maior discrepância, observada na análise mensal ou sazonal dos indicadores de desempenho de um sistema fotovoltaico, também foi observada em estudos realizados por TamizhMani et al. (2008); Komrit (2020).

Portando, as condições climatológicas e sazonais de uma região influenciam na irradiância solar incidente sobre o sistema FV, pois dependem da posição do Sol no céu que varia de acordo com ângulos azimutal, zenital e altura solar. E uma vez que o software PVSyst utiliza modelos matemáticos para obtenção da irradiância solar incidente no sistema, o próprio pode apresentar divergências com relação aos valores reais e conseqüentemente na energia produzida e nos indicadores de desempenho do sistema FV

Tabela 5.7 Comparativo entre resultados da simulação no PVSyst e os dados experimentais

Mês	PVSyst					Monitorado					
	E _{AC} [kWh]	Y _f [kWh/kWp/dia]	Y _a	Y _r	PR	E _{AC} [kWh]	Y _f [kWh/kWp/dia]	Y _a	Y _r	PR	ΔPR [%]
Ago/2020	151,5	3,99	4,38	5,20	0,77	152,7	4,02	4,41	5,50	0,73	-5,48
Set/2020	134,1	3,65	4,02	4,91	0,74	144,8	3,94	4,28	5,08	0,77	3,89
Out/2020	131,7	3,47	3,83	4,76	0,73	125,8	3,31	3,59	4,70	0,70	-4,28
Nov/2020	132,5	3,61	3,98	5,03	0,72	139,6	3,79	4,16	5,21	0,73	1,36
Dez/2020	122,2	3,22	3,55	4,48	0,72	128,1	3,37	3,70	4,52	0,74	2,70
Jan/2021	121,6	3,20	3,54	4,50	0,71	122,5	3,48	3,82	4,92	0,71	-0,01
Fev/2021	130,4	3,80	4,18	5,20	0,73	124,5	3,48	3,82	4,80	0,72	-1,38
Mar/2021	129,7	3,42	3,76	4,65	0,73	143,2	3,77	4,09	5,22	0,72	-1,52

A Figura 5.9 ilustra o fator de capacidade (C_f) do sistema FV de acordo com o monitoramento do sistema e o valor encontrado através da simulação no software PVSyst.

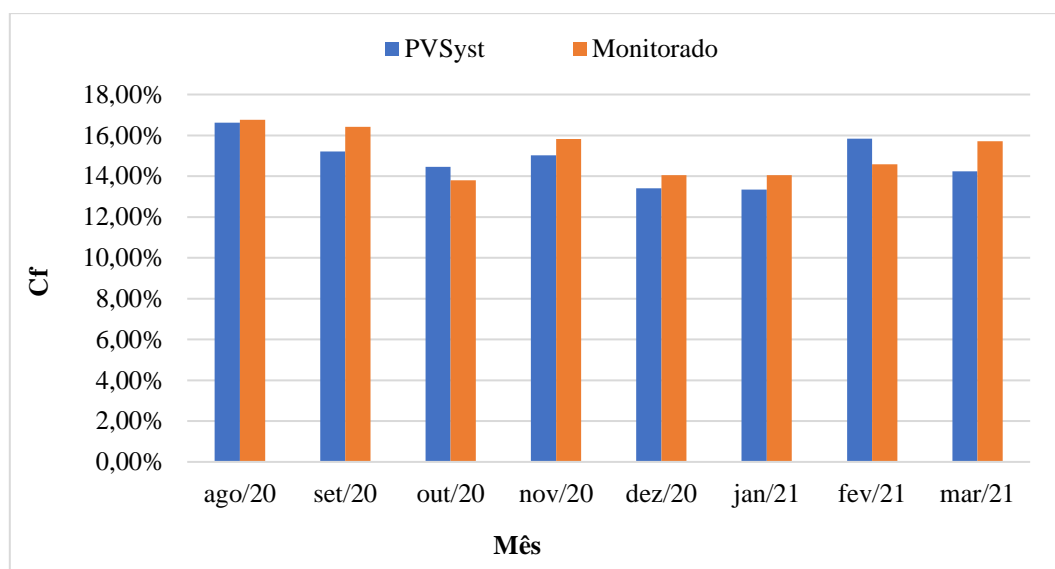


Figura 5.9 Fator de capacidade do sistema FV LTPFV, monitorado vs PVSyst

O C_f médio, de acordo com o monitoramento do sistema fotovoltaico LTPFV foi de 15,15% e o obtido via PVSyst foi de 14,77%, um erro de -0,38%. O mês de agosto apresentou o maior C_f (16,75%) mês este com maior produção de energia e o mês de janeiro apresentou o menor valor (13,44%) mês de menor produção de energia.

No Anexo K é apresentado o resultado da simulação utilizando software PVSyst.

5.5 Análise exérgica do sistema fotovoltaico LTPFV de 1.225

W_p

Para análise da eficiência exérgica de um sistema FV, foram utilizados os dados obtidos através da medição *in loco* em um micro sistema fotovoltaico do LTPFV de 1.252 W_p , instalada no Campus da UNIFEI (Cap.4, item 4.1).

No intuito de permitir, realizar a análise exérgica mais abrangente do sistema fotovoltaico, foram realizadas medições nas quatro estações do ano. As coletas de dados foram realizadas nos seguintes períodos: inverno nos dias, 22 de julho e 26 de agosto de 2020; primavera nos dias, 28 de setembro e 28 de outubro de 2020; verão nos dias, 28 de janeiro e 04 de março de 2021, e outono com medições realizadas nos dias 16 de abril e 07 de maio de 2021.

São aqui apresentados, os resultados do inverno e do verão, uma vez que estas são as estações que mais influenciam na incidência da radiação solar. Os resultados referentes as medições realizadas no período, da primavera e do outono, estão apresentadas no Apêndice 7.2.

De modo a obter as características de funcionamento diário do sistema FV ao longo dos dias, os dados foram coletados das 9:00 às 17:00 horas em intervalos de 10 minutos.

A fim de compreender o comportamento do desempenho exergético do sistema FV diante de variações nas condições meteorológicas, foi elaborada uma folha de dados abrangente para cada dia de medição, com auxílio das formulações relacionadas no Capítulo 3, seção 3.4. Complementarmente, à coleta de dados experimentais do sistema FV, foram utilizadas informações meteorológicas constantes do banco de dados da estação meteorológica 32512 – MG – Itajubá MET, bem como o modelo matemático adotado para o estimar a irradiância incidente em uma superfície inclinada, (ver Cap. 3, item 3.1).

➤ Inverno

Na região do campus da UNIFEI o período do inverno tem por característica climatológica dias de céu claro com poucas nuvens ou sem nuvens, temperaturas mais baixas e dias mais curtos. No inverno a altura solar no céu é menor, e um observador enxerga o Sol mais baixo, ou seja, próximo a linha do horizonte. Portanto, nesse caso o ângulo zenital e a massa de ar percorrida pelos raios solares são maiores (VILLALVA; 2015).

Como dito anteriormente, a irradiância incidente sobre uma superfície depende da posição do Sol no céu, que por sua vez, varia ao longo do dia e do ano, sendo determinada pelos ângulos: azimutal, zenital e pela altura solar. Conforme apresentado no Capítulo 3, item 3.1, verifica-se que há diminuição dos valores de radiação solar no período do inverno.

A coleta de dados realizada no dia 22 de julho, ocorreu sem o efeito de sombreamento do sistema fotovoltaico, durante o período das medições. Entretanto, durante a coleta de dados realizada no dia 26 de agosto, foi observado um sombreamento parcial inicialmente sobre a última fileira de células do sistema fotovoltaico, proveniente de obstáculos próximos ao sistema FV (prédio do IEM), a partir das 15h20min.

Através das medições *in loco* e utilizando o equacionamento apresentado no Capítulo 3, foi possível a obtenção de dados como: (i) irradiância incidente na superfície inclinada (I_T); (ii) temperatura ambiente (T_{amb}); (iii) temperatura da célula FV (T_{cel}); (iv) velocidade do vento (V_{vento}); (v) potência na saída do inversor (P_{AC}); (vi) tensão de

circuito aberto (V_{oc}); (vii) corrente de curto circuito (I_{sc}); (viii) tensão máxima (V_{max}); (ix) corrente máxima (I_{max}); (x) fator de forma (FF); e a(xi) eficiência exergética do sistema FV (ψ) apresentados na Tabela 5.8, para o período 09h00min as 17h00min.

Por meio da análise da Tabela 5.6, observar-se que há uma relação inversamente proporcional entre a temperatura do módulo e a tensão, em decorrência do coeficiente negativo de temperatura do módulo. Observa-se que no período da manhã, a temperatura do módulo e a temperatura ambiente são mais baixas em comparação ao meio-dia, portanto, a tensão é alta.

O vento que sopra através do módulo FV é capaz de diminuir a temperatura do módulo FV, devido ao coeficiente de transferência de calor convectivo entre a superfície do módulo fotovoltaico e o ambiente. Da Tabela 5.8 verifica-se que a velocidade do vento variou entre 0,1 e 1,5 m/s, abaixo de 5 m/s, deste modo seu efeito na redução da temperatura do módulo é mínimo. Um aumento da temperatura ambiente resulta no aumento da exergia térmica e conseqüentemente na diminuição da exergia FV do sistema.

Dos resultados obtidos de eficiência exergética do sistema, foi possível constatar que o sistema fotovoltaico apresenta uma maior eficiência exergética no período da manhã e no fim de tarde, que pode ser explicado pela menor temperatura do módulo, assim como apresentado no estudo realizado por (PANDEY *et al.*, 2013).

Tabela 5.8 Dados do sistema FV, para medições realizadas no período de inverno, dia 22/07/2020

Hora	I_r [W/m²]	$T_{amb.}$ [°C]	$T_{cel.}$ [°C]	V_{Vento} [m/s]	P_{AC} [w]	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	V_{max} [V]	I_{max} [A]	FF	Ψ [%]
09:00	637	15,3	34,0	0,7	726	188,1	5,50	138	5,52	0,74	13,30
09:10	665	15,7	37,7	0,6	740	188,2	5,75	132	5,80	0,71	14,47
09:20	688	16,2	39,2	0,7	762	188,3	5,95	136	5,95	0,72	14,66
09:30	706	16,8	40,5	1,3	783	188,3	6,10	133	6,08	0,71	13,97
09:40	733	17,4	42,0	0,9	793	188,4	6,34	135	6,35	0,72	14,31
09:50	749	18,2	42,8	0,6	803	188,4	6,47	133	6,50	0,71	14,37
10:00	753	19,0	43,2	0,9	826	188,5	6,51	130	6,45	0,68	13,63
10:10	763	19,4	44,9	0,6	836	188,5	6,60	132	6,45	0,69	13,83
10:20	777	19,8	46,0	0,2	849	188,5	6,72	130	6,58	0,68	13,89
10:30	789	20,4	46,8	0,8	854	188,6	6,82	125	6,83	0,67	13,17
10:40	801	20,7	47,1	0,4	861	188,6	6,92	124	6,95	0,66	13,39
10:50	810	21,4	48,2	1,3	863	188,7	7,01	125	6,93	0,65	12,63
11:00	819	22,1	48,7	0,5	865	188,7	7,08	123	7,08	0,65	13,22
11:10	824	22,7	49,5	0,1	859	188,7	7,13	122	7,15	0,65	13,46

Hora	I_T [W/m ²]	T_{amb.} [°C]	T_{cel.} [°C]	V_{Vento} [m/s]	P_{AC} [w]	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	V_{max} [V]	I_{max} [A]	FF	Ψ [%]
11:20	829	23,3	50,8	0,7	860	188,7	7,17	122	7,19	0,65	12,89
11:30	830	23,4	50,8	0,6	863	188,7	7,18	122	7,21	0,65	13,03
11:40	826	23,6	50,5	0,2	853	188,7	7,14	122	7,10	0,65	13,28
11:50	823	23,7	50,6	0,2	849	188,7	7,12	123	7,10	0,65	13,42
12:00	816	24,3	51,4	0,1	842	188,6	7,06	126	6,95	0,66	13,65
12:10	809	24,7	51,5	0,3	832	188,6	7,00	122	6,98	0,65	13,21
12:20	792	24,6	51,0	1,0	826	188,6	6,85	125	6,76	0,66	12,80
12:30	781	24,7	50,2	0,5	815	188,6	6,75	125	6,70	0,66	13,39
12:40	775	24,8	50,1	0,5	806	188,5	6,70	127	6,65	0,67	13,55
12:50	759	24,9	50,0	0,4	780	188,5	6,57	130	6,35	0,67	13,68
13:00	742	24,9	47,3	1,3	773	188,5	6,42	128	6,35	0,67	13,46
13:10	723	25,1	46,5	1,2	762	188,4	6,26	130	6,12	0,68	13,55
13:20	709	25,3	47,1	0,9	737	188,4	6,13	130	6,00	0,68	13,71
13:30	685	25,5	47,9	0,6	708	188,4	5,93	131	5,74	0,68	13,80
13:40	659	25,7	47,3	0,4	684	188,3	5,70	128	5,68	0,68	13,96
13:50	625	25,9	46,3	0,5	648	188,2	5,41	127	5,33	0,67	13,75
14:00	586	25,9	45,1	0,6	561	188,1	5,07	126	5,05	0,67	13,79
14:10	519	25,7	43,2	0,3	550	187,9	4,49	127	4,45	0,67	14,04
14:20	517	26,0	43,0	0,1	542	187,7	4,47	135	4,26	0,68	14,50
14:30	505	25,8	42,0	0,8	513	187,6	4,37	136	4,10	0,68	14,09
14:40	473	25,8	39,5	0,6	492	187,5	4,09	132	4,00	0,69	14,52
14:50	443	26,3	37,3	0,3	457	187,4	3,83	135	3,72	0,70	15,04
15:00	417	26,5	39,0	0,4	423	187,2	3,61	135	3,50	0,70	14,88
15:10	386	26,7	39,3	0,9	385	187,1	3,34	133	3,29	0,70	14,62
15:20	355	27,1	37,7	0,7	349	186,9	3,07	132	3,08	0,71	15,01
15:30	330	27,2	35,4	0,9	310	186,7	2,85	140	2,69	0,70	15,05
15:40	288	27,2	35,9	0,9	271	186,5	2,49	140	2,33	0,70	14,90
15:50	255	27,1	35,4	0,5	232	186,2	2,21	141	2,10	0,72	15,33
16:00	216	26,8	33,4	1,5	222	185,8	1,87	140	1,79	0,72	15,31
16:10	183	26,7	32,6	0,7	189	185,5	1,59	140	1,50	0,71	15,23
16:20	149	26,8	30,0	0,6	153	185,1	1,29	140	1,21	0,71	15,36
16:30	117	26,8	28,9	0,5	126	184,5	1,01	151	0,93	0,75	16,20
16:40	85	26,7	27,2	0,9	91	183,9	0,74	151	0,67	0,75	16,08
16:50	60	26,4	26,8	0,4	63	183,2	0,52	151	0,47	0,75	16,03
17:00	37	26,1	26,4	0,7	41	182,2	0,32	151	0,30	0,78	16,70

A variação da intensidade da irradiância solar, temperatura ambiente e da temperatura do módulo FV durante a coleta de dados, são apresentados nas Figuras 5.10 e 5.11, para as medições realizadas nos dias 22 de julho e 26 de agosto, respectivamente.

De acordo com a curva de irradiância, é possível observar que se trata de dias de céu claro, característicos do período de inverno. Ou seja, a irradiância solar aumenta gradativamente até atingir seu auge próximo ao meio-dia solar, decrescendo bruscamente próximo ao fim do dia.

Das características térmicas do sistema fotovoltaico, permite-se observar como o módulo se comporta diante de variações de temperatura ambiente e irradiância solar incidente. Da análise, torna-se possível verificar que a irradiância solar e a temperatura ambiente possuem grande influência na temperatura do módulo/célula fotovoltaica.

Observa-se que uma queda na irradiância incidente implica na diminuição da temperatura do módulo FV, mesmo que a temperatura ambiente não varie de forma significativa.

Para as medições realizadas no dia 22 de julho, a temperatura ambiente variou de 15,3°C às 09h00min, a 27,2°C registrada as 15h40min, a irradiância solar incidente apresentou variação de 37 W/m² as 17:00, a 830 W/m² registrada às 11h e 30 min. A temperatura do sistema fotovoltaico variou ao longo do período analisado de 26,4°C às 17h00min, à 53,5°C registrada às 12h00min, para as medições realizadas no dia 22 de julho.

Das medições realizadas no dia 26 de agosto, a irradiância variou de 64 W/m² à 921 W/m², registrada as 17h00min e 11h20min, respectivamente. A temperatura ambiente variou de 12,3°C às 09h00min, a 26,2°C registrada às 15h00min e 15h20min, a temperatura do módulo FV variou de 22,8°C às 17h00min, à 58,8°C registrada às 12h30min.

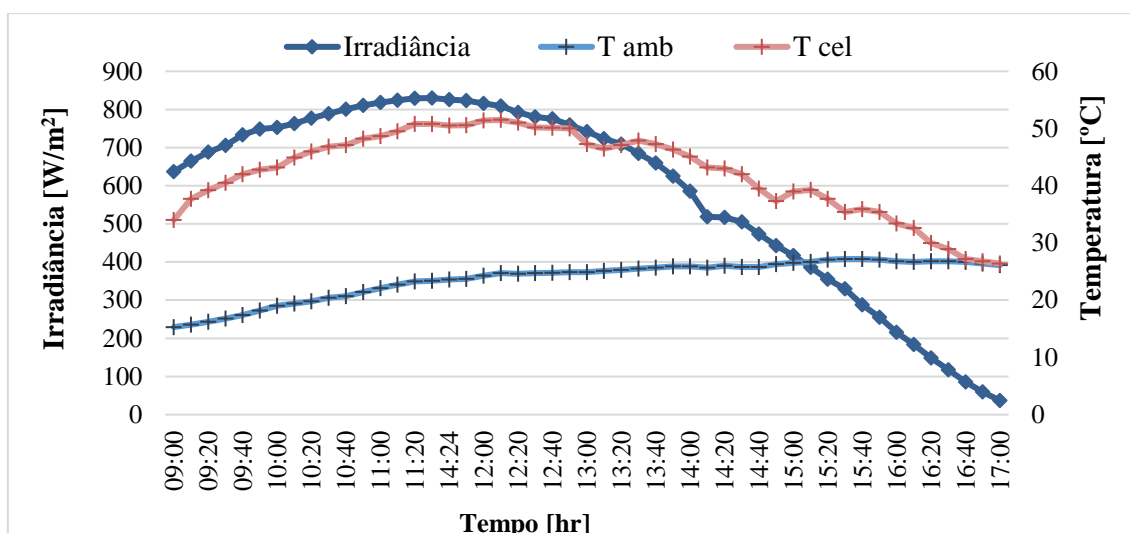


Figura 5.10 Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes, no dia 22 de julho de 2020

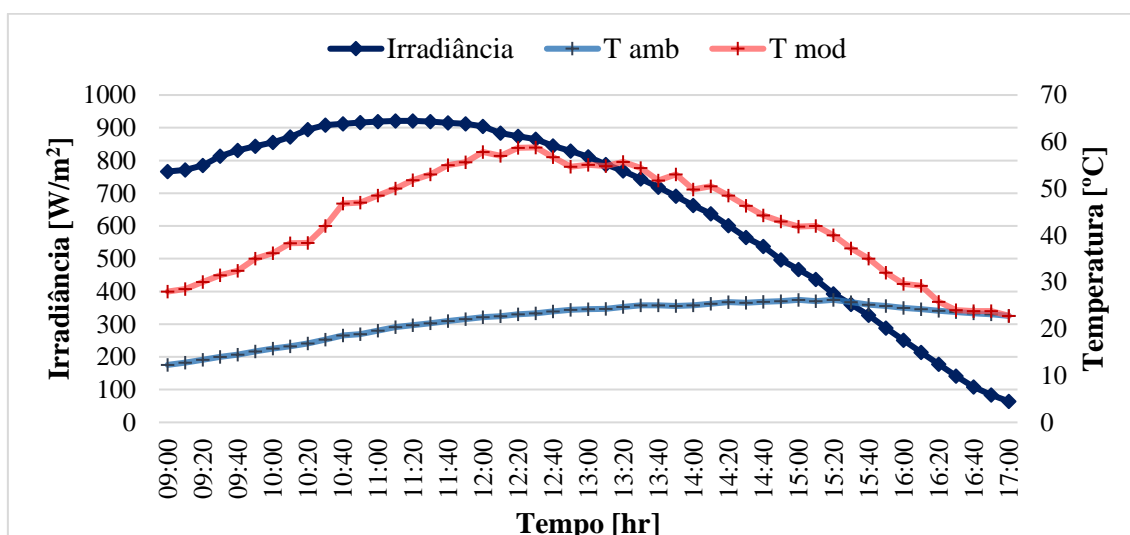


Figura 5.11 Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes, no dia 26 de agosto de 2020

Os principais parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos são dependentes da irradiância e da temperatura de operação das células. As Figuras 5.12 e 5.13 apresentam a variação da tensão máxima em função da temperatura de operação do módulo fotovoltaico.

O aumento da temperatura de operação do módulo fotovoltaico implica em uma diminuição da tensão de saída. Nas medições realizadas no dia 22 de julho (Figura 5.12), a máxima temperatura de operação do sistema equivalente a 53,0 °C e a mínima tensão de saída, equivalente a 122 V, respectivamente, sendo registradas as 12h00min.

De acordo com os dados obtidos no dia 26 de agosto, o sistema registrou a temperatura máxima de 58,8 °C com uma tensão equivalentes a 120 V, sendo registradas as 12h30min.

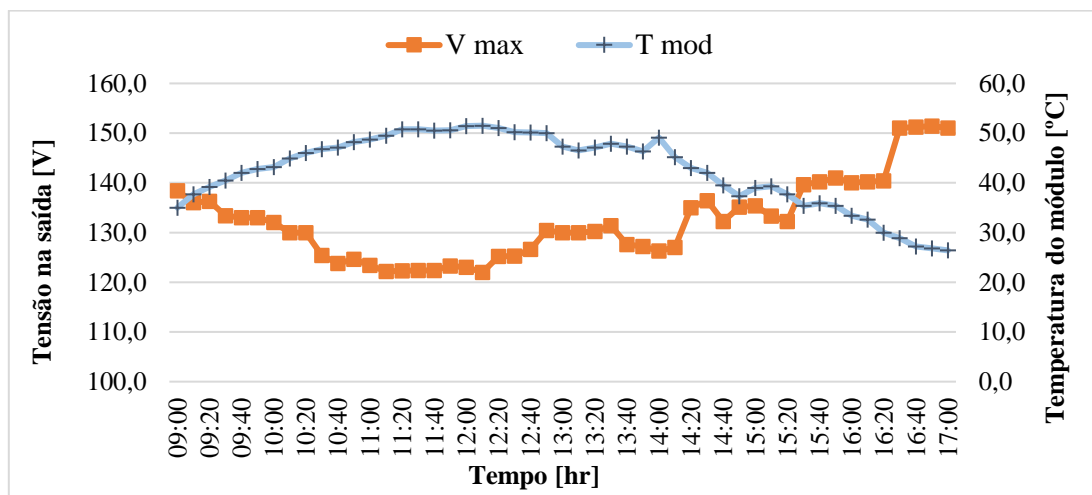


Figura 5.12 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV, dia 22 de julho de 2020

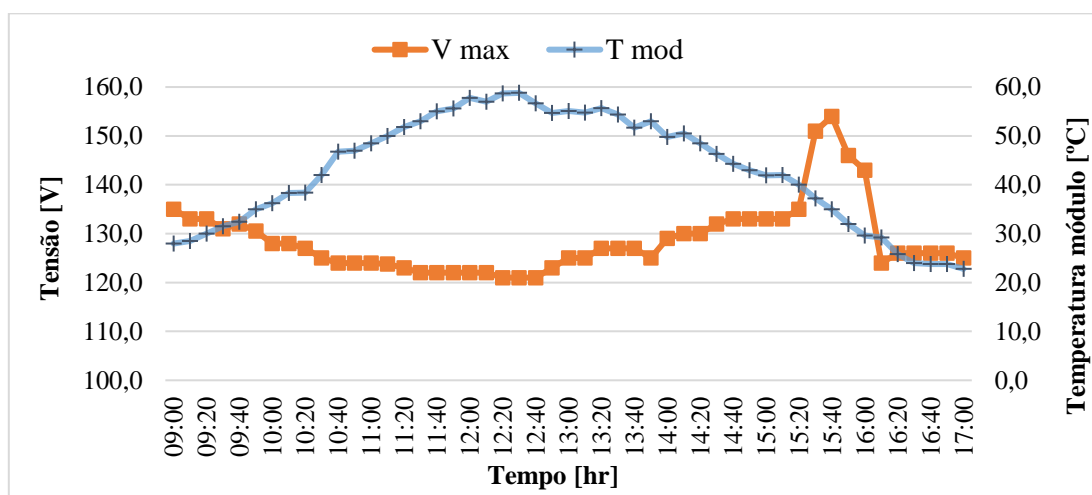


Figura 5.13 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 26 de agosto de 2020

As Figuras 5.14 e 5.15 apresentam a variação da irradiância solar e da potência gerada na saída do inversor durante as medições realizadas nos dias 22 de julho e 26 de agosto, respectivamente.

Da análise das figuras constata-se que a curva da irradiância incidente e da potência na saída do inversor, se comportam de maneira análoga, até o momento em que se inicia o sombreamento parcial no sistema fotovoltaico. É possível observar de forma clara que, no dia 26 as 15h20min, com o início do sombreamento de uma única fileira do

sistema fotovoltaico, ocorre uma drástica diminuição da potência máxima na saída, conforme ilustrado na Figura 5.15.

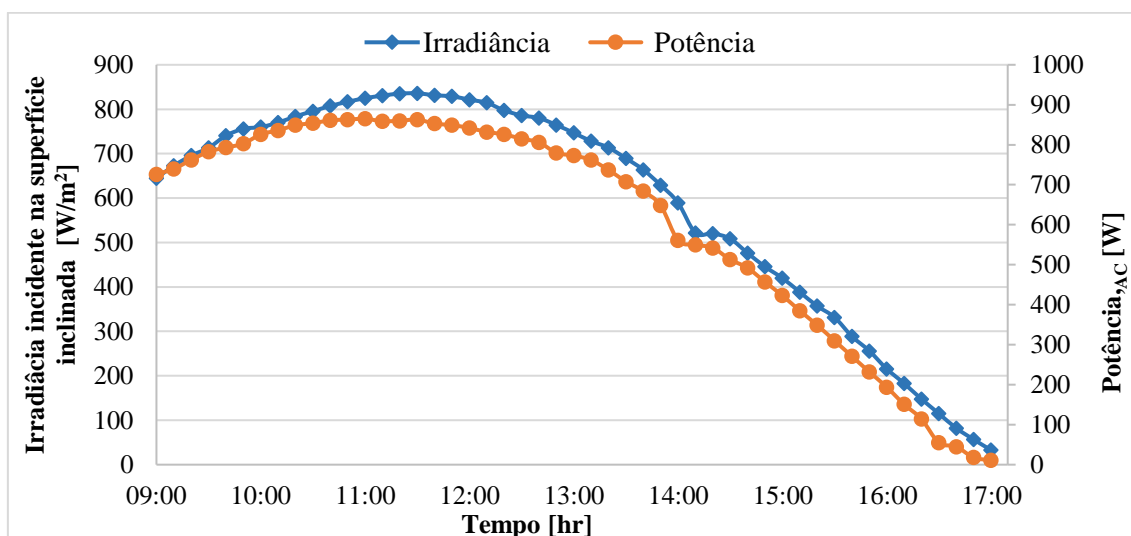


Figura 5.14. Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC), no dia 22 julho de 2020.

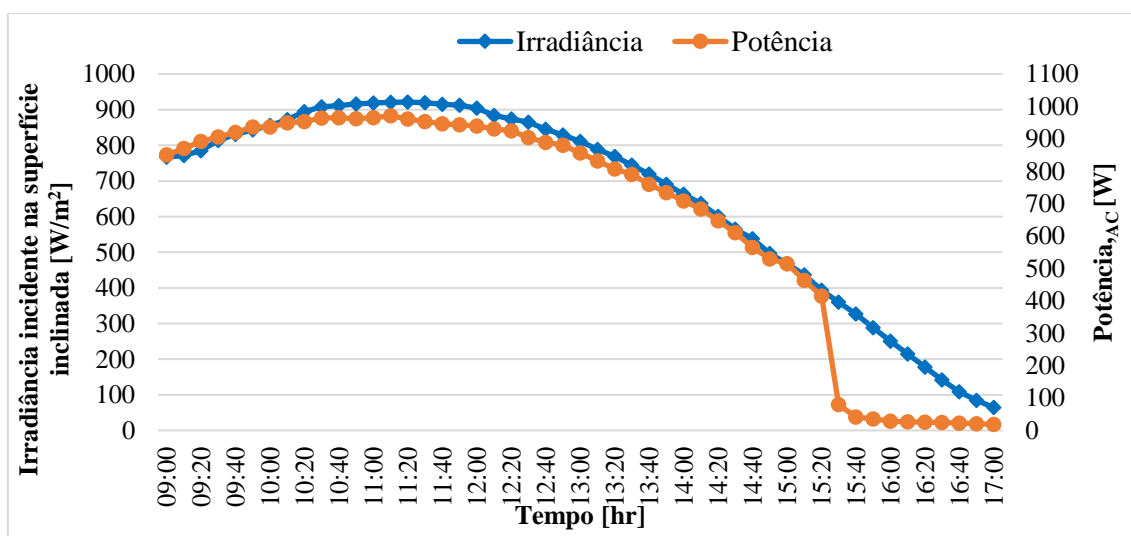


Figura 5.15. Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC), no dia 26 de agosto de 2020.

A redução deve-se à diminuição nos valores de I_{\max} e V_{\max} , conforme indicado na Tabela 5.9.

Como é conhecido o sombreamento causado por objetos próximos, interfere de forma significativa na potência gerada por um sistema FV. Das medições *in loco* foi possível observar de forma clara o momento que ocorreu o sombreamento parcial em dois painéis do sistema FV.

Tabela 5.9 Influência do sombreamento parcial na geração do sistema fotovoltaico

Data	26/08/2020		
Hora	P _{AC} [W]	V _{max} [V]	I _{max} [A]
15:20	415	135	3,28
15:30	80	151	0,56
15:40	41	154	0,40
15:50	35	146	0,38
16:00	29	143	0,35
16:10	27	124	0,35
16:20	26	126	0,35

O sombreamento de uma única célula, afeta todo o grupo ao qual está inserida, uma vez que as células fotovoltaicas são ligadas em série, razão pela qual é possível verificar de modo claro a diminuição da exergia elétrica (Ex_{elet}), conforme ilustrado na Figura 5.17.

A exergia elétrica e a exergia térmica, obtidas através dos dados coletados nas medições realizadas nos dias 22 de julho e 26 de agosto, são apresentadas nas Figuras 5.16 e 5.17, respectivamente.

Enquanto a exergia elétrica varia em função dos parâmetros elétricos do sistema, a exergia térmica é influenciada pela temperatura ambiente, pela temperatura do módulo FV, pela velocidade do vento e pela área do módulo.

De acordo com os dados obtidos no dia 22 de julho, a exergia elétrica atingiu seu valor máximo de 882,50 W ocorrido às 11h30min, e seu valor mínimo de 45,30 W às 17h00min. Ao observar o comportamento da curva da exergia térmica em função do tempo, percebe que a exergia térmica variou ao longo do tempo até atingir seu valor máximo 107,98 W às 10h50min.

A variação na exergia térmica pode ser atribuída à variação de temperatura ao longo do dia, o aumento da temperatura leva a um aumento nas perdas.

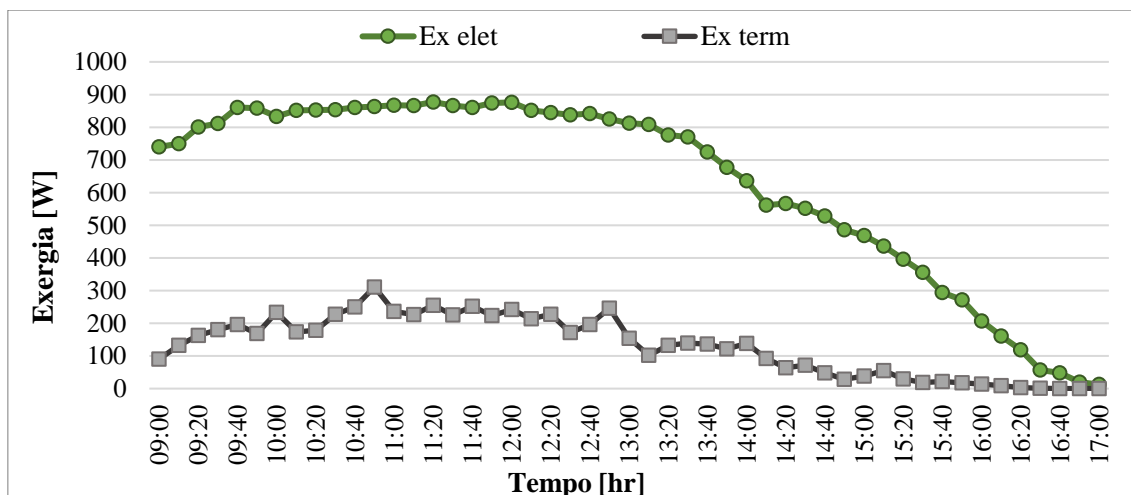


Figura 5.16 Variação da exergia elétrica e exergia térmica, no dia 22 julho de 2020

Dos dados coletados no dia 26 de agosto, a exergia elétrica do sistema fotovoltaico atingiu seu valor máximo de 978,02 W às 11h10min, e seu valor mínimo de 33,75 W às 17h00min. A exergia térmica atingiu seu valor máximo de 248,03 W às 12h20min. O sombreamento parcial sobre o sistema FV, ocasionou uma queda significativa na exergia elétrica, além de uma diminuição gradativa na exergia térmica, até que a temperatura dos módulos fotovoltaicos atinja a temperatura ambiente.

Da análise da Figura 5.17 fica evidente a influência do sombreamento parcial na parcela referente à exergia elétrica que diminui de forma abrupta, com uma redução de aproximadamente 81%.

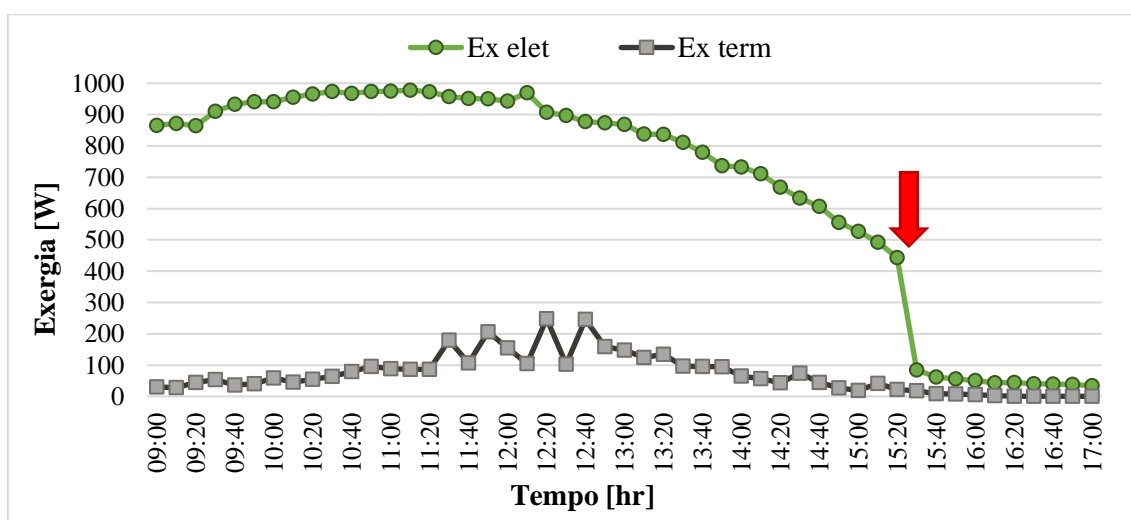


Figura 5.17 Variação exergia elétrica e exergia térmica, no dia 26 de agosto de 2020

A exergia de entrada também conhecida como exergia solar, depende principalmente da quantidade de irradiância solar incidente sobre o sistema, razão pela

qual a curva da exergia solar registra o mesmo comportamento da curva da irradiância, como poder ser visto nas Figuras 5.18 e 5.19.

É possível observar que a exergia solar é maior em relação à componente da exergia do sistema FV. Isso se deve às irreversibilidades do sistema, devido às perdas quanto à absorção da irradiância, pois apenas uma parcela da radiação incidente é absorvida pelo módulo FV.

A exergia fotovoltaica, será sempre menor que exergia elétrica e mais elevada que exergia térmica, pois, a exergia FV ou exergia do sistema FV é obtida a partir da exergia elétrica menos a exergia térmica, uma vez que a exergia térmica é uma exergia perdida nesse tipo de sistema.

A curva da exergia solar aumenta gradativamente até atingir seu ponto máximo de 6.123,16 W registrado às 11h30min e decresce até atingir seu valor mínimo 271,26 W às 17h00min. A exergia fotovoltaica atingiu seu valor máximo de 821,53 W registrado às 12h00min.

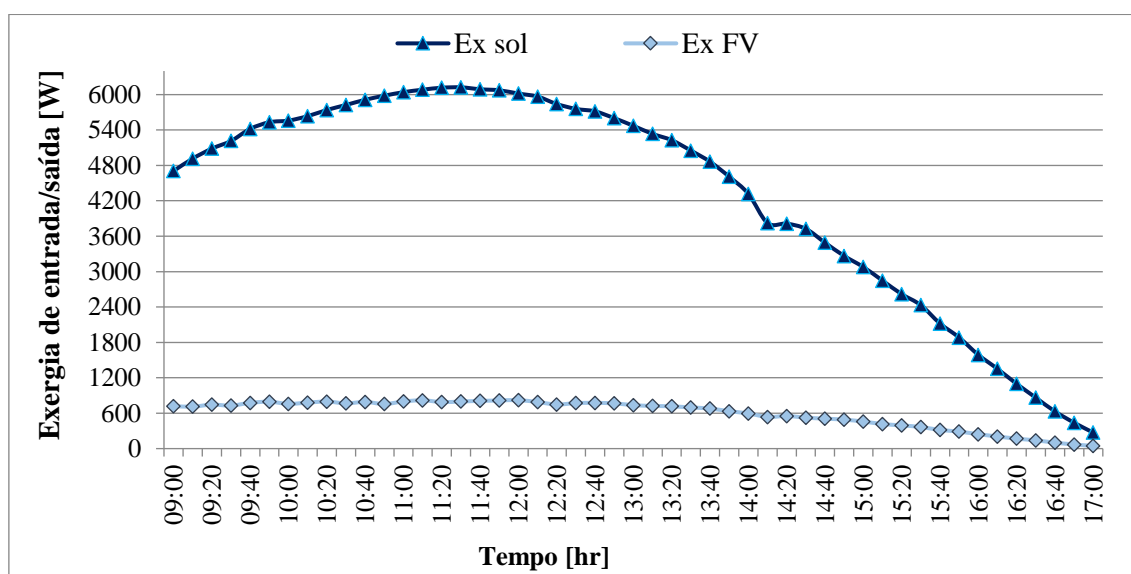


Figura 5.18 Variação da exergia solar e exergia FV, no dia 22 julho de 2020

Observando-se a Figura 5.19, nota-se que a curva da exergia solar aumenta gradativamente até atingir seu valor máximo de 6.800,63 W obtido às 11h20min, de acordo com dados coletados no dia 26 de agosto, e decresce até atingir seu valor mínimo de 474,88 W às 17h00min. A exergia FV atinge seu valor máximo de 911,15 W às 10h20min, e seu valor mínimo de 33,75 às 17h00min.

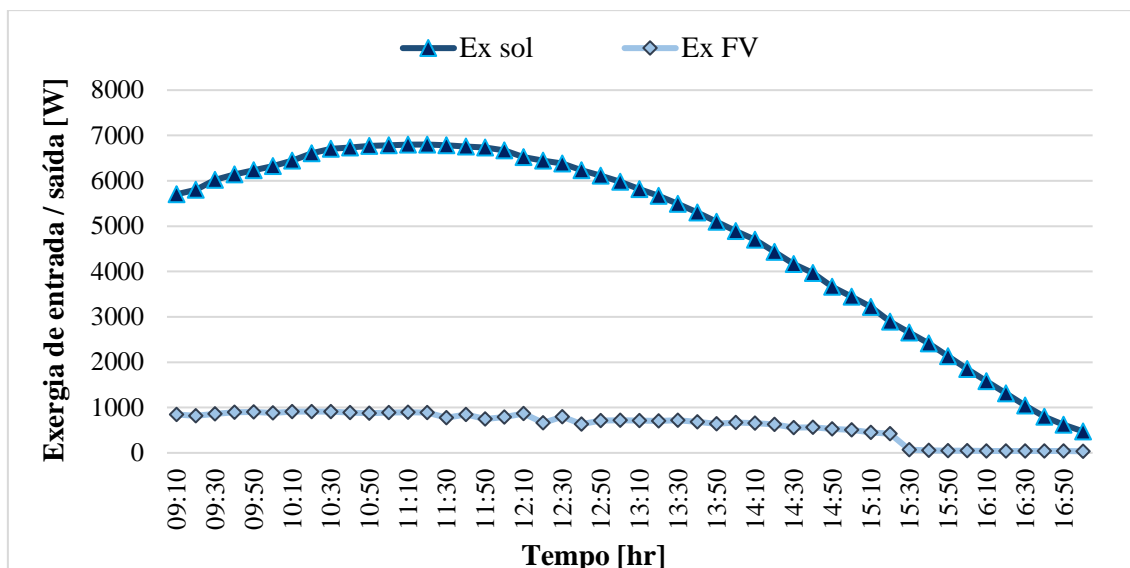


Figura 5.19 Variação da exergia solar, exergia FV e eficiência exergética, no dia 26 de agosto de 2020

A Figura 5.20 apresenta a variação da eficiência exergética do sistema fotovoltaico, de acordo com as medições realizadas nos dias 22 de julho e 26 de agosto.

Constata-se através da análise da Figura 5.20, uma grande queda na eficiência exergética do sistema, em decorrência de uma quebra brusca da irradiância solar incidente no sistema fotovoltaico devido a um sombreamento parcial. A eficiência exergética variou de 2,21% às 15h40min, à 14,78% registrada às 09h10min, apresentando uma média de 9,80 %, para a coleta de dados realizada no dia 26 de agosto. Foi possível verificar que a eficiência exergética do sistema no dia 22 de julho variou ao longo do período analisado de 12,63%, às 10h50min a 16,70%, registrada às 17h00min.

Para efeito de comparação da eficiência exergética, extraída nos dias 22 de julho e 26 de agosto, fica evidente a queda na eficiência exergética do sistema, que decresce rapidamente em decorrência do sombreamento parcial do sistema. A eficiência exergética média obtida em relação aos dados coletados no dia 22 de julho foi de 14,15%, por outro lado, a eficiência exergética média obtida no dia 26 de agosto foi de 11,26%, demonstrando uma queda de 2,89% na eficiência exergética média do sistema, resultante da evidente influência do sombreamento parcial.

Na hipótese de desconsideração do período de sombreamento do sistema, ocorrido a partir das 15h20min do dia 26 de agosto, torna-se possível a obtenção de valores de eficiência exergética média de 13,84% e 13,19%, demonstrando uma queda na eficiência exergética média de 0,65%.

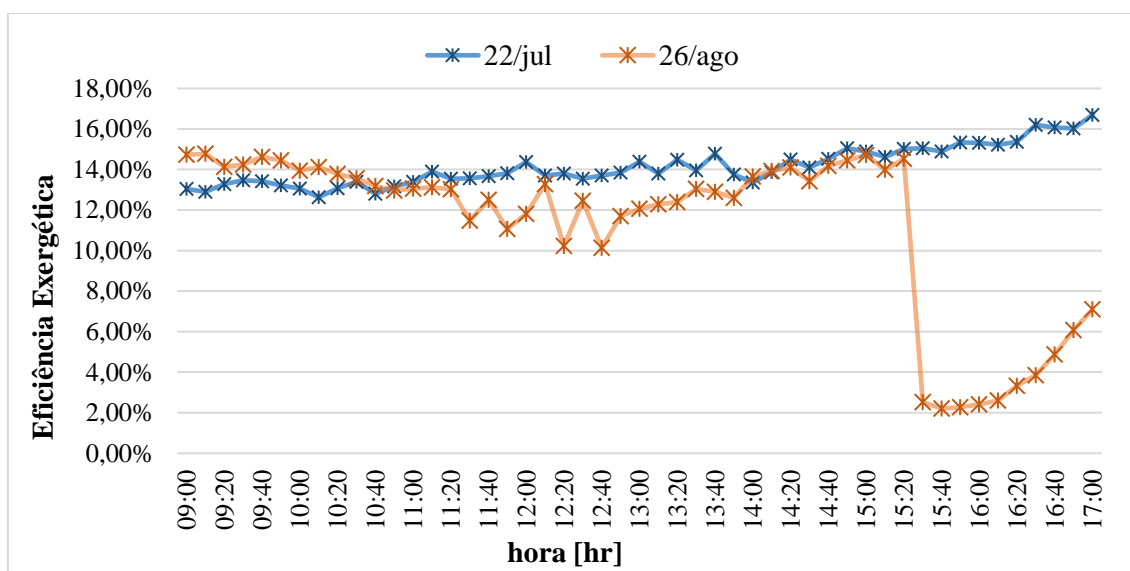


Figura 5.20 Variação da eficiência exergetica do sistema FV, nos dias 22 de julho e 26 de agosto de 2020

➤ Verão

O período do verão, na região onde se encontra instalado o sistema FV sob análise, tem como característica climatológica aumento dos índices pluviométricos, temperaturas mais elevadas e dias mais longos. No verão a altura sol no céu é maior, nesse caso o ângulo zenital e a massa de ar percorrida pelos raios solares são menores. No entanto, o ângulo de declinação solar é máximo, marcados pelos solstícios de verão e inverno (VILLALVA; 2015).

Das medições realizadas no período do verão, nos dias 28 de janeiro e 04 de março de 2021, foi possível observar o início do sombreamento do sistema a partir das 14h20 min e das 14h50min durante as medições realizadas nos dias 28 de janeiro e 04 de março, respectivamente.

Como se pode observar nas Figuras 5.21 e 5.22, o período do verão por se tratar de um período de céu com bastante incidência de nuvens, observa-se que a irradiância solar ao longo dos dois dias analisados variou de 816 a 109 W/m², e de 1.307 à 124 W/m², do mesmo modo a temperatura ambiente para período analisado, variou de 29,6° à 25,5°C, e de 30,3°C a 22,3°C, de acordo com dados obtidos nos dias 28 de janeiro e 04 de março.

A temperatura do módulo fotovoltaico, que é diretamente influenciada pela irradiância solar e pela temperatura ambiente, atingiu seu valor máximo de 56,2°C

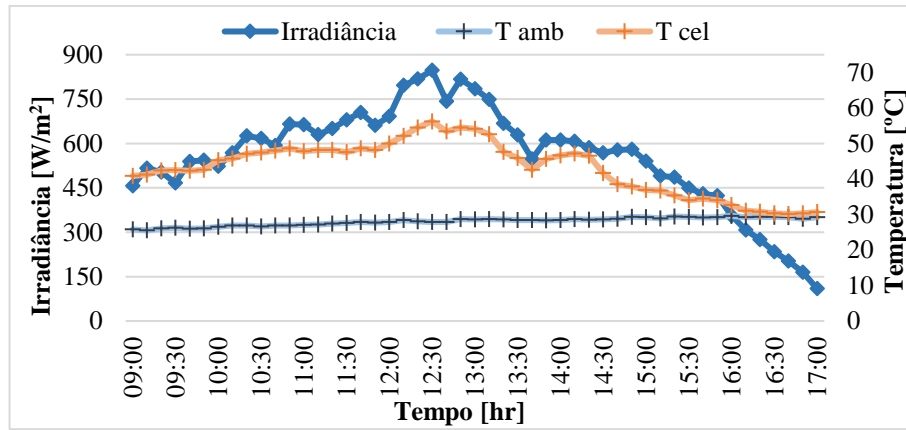
registrada às 12h30min no dia 28 de janeiro, e no dia 04 de março seu valor máximo foi de 68,5°C registrada às 11h50min.

As curvas de irradiância e de potência na saída do inversor se comportam de maneira análoga até as 14h10min (Figura 5.21), momento em que se inicia o sombreamento do sistema. De acordo com dados coletados no dia 28 de janeiro, o valor máximo da potência instantânea gerada foi de 762 W registrada às 12h20min.

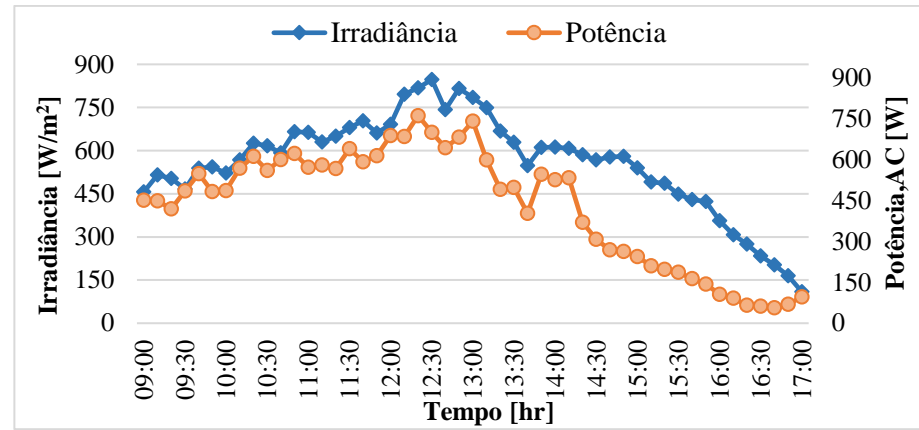
Da Figura 5.22, observa-se uma variação da irradiância solar e da potência do sistema de acordo com as medições realizadas no dia 04 de março, a redução da irradiância solar pode ser vista claramente as 10h40min, as 11h10min, entre 12h40min e as 13h00min, as 14h00min e às 15h40min.

Um estudo realizado por Kreuwel et al. (2020) demonstrou que os picos de potência gerada causados pela irradiância solar podem ser mais fortes sob nebulosidade parcial do que céus limpos, como é comumente assumido. Sendo, a nebulosidade parcial responsável de fato por amplificar os picos de potência gerada.

É possível observar de maneira clara na Figura 5.22b, que após uma queda acentuada na irradiância solar proveniente da nebulosidade, ocorre um pico na potência instantânea gerada pelo sistema fotovoltaico. A potência máxima obtida na saída do inversor, equivalente a 1.164 W registrada às 12h40min.

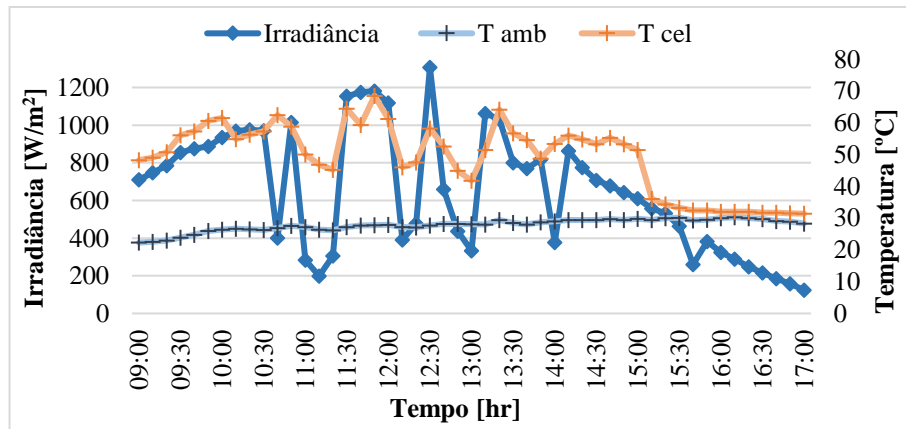


(a)

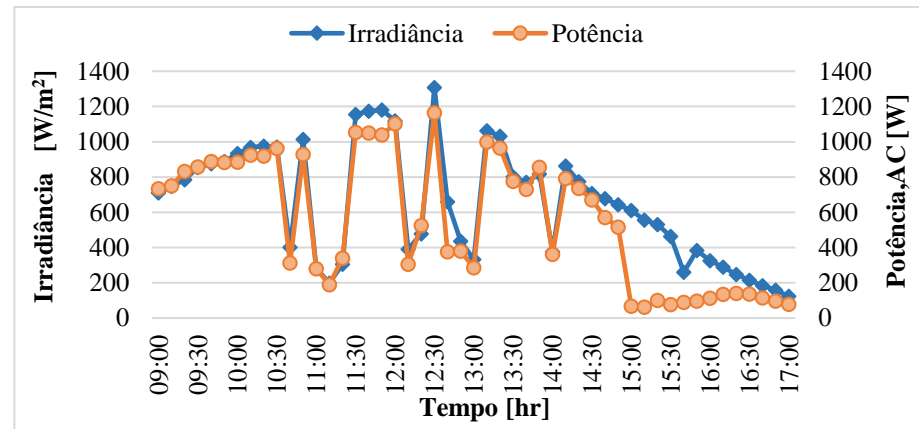


(b)

Figura 5.21 (a) Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC) no dia 28 de janeiro de 2021



(a)



(b)

Figura 5.22 (a) Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC) no dia 04 de março de 2021

As Figuras 5.23 e 5.24 apresentam a variação da tensão máxima em função da temperatura de operação do módulo fotovoltaico. Nas medições realizadas no dia 28 de janeiro, a máxima temperatura de operação do sistema e a mínima tensão de saída, equivalentes a 56,2 °C e 123 V, respectivamente, foi registrada as 12h30min. As 11h50min do dia 04 de março, foram registrados a temperatura máxima do módulo e a tensão mínima equivalentes a 68,5 °C e 119 V.

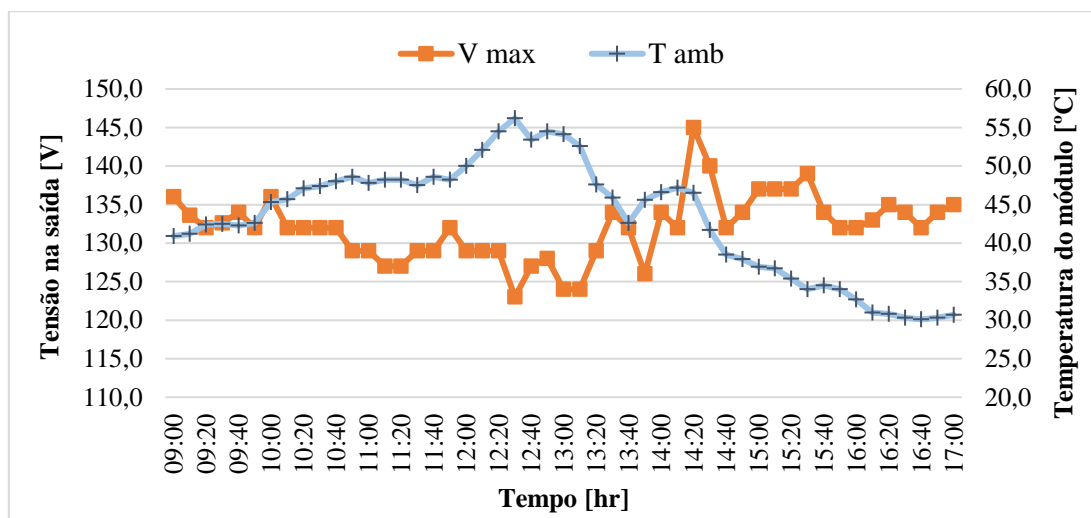


Figura 5.23 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 28 de janeiro de 2021

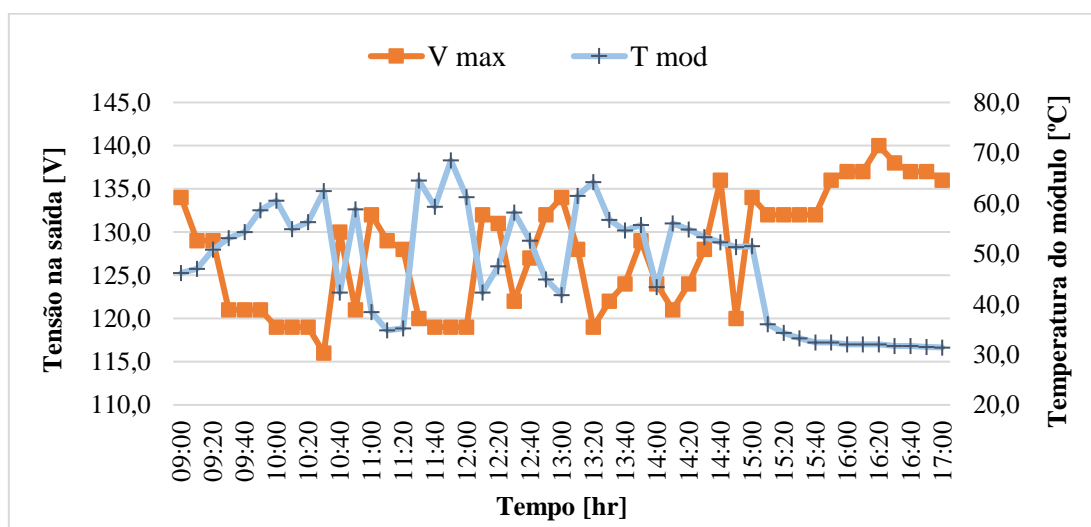


Figura 5.24 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 04 de março de 2021

As Figura 5.25 e 5.26 demonstram a variação da exergia elétrica, exergia térmica do sistema, e exergia fotovoltaica em função do tempo, ao longo dos dias 28 de janeiro e 04 de março de 2021.

A exergia elétrica atingiu seu valor máximo equivalente a 812,70 W registrado às 12h20min, momento em que ocorre a potência máxima instantânea gerada pelo sistema. Seu valor mínimo equivalente a 73,92 W ocorreu às 16h40min. Ao observar o comportamento da curva da exergia térmica em função do tempo, percebe-se que a exergia térmica varia ao longo do tempo até atingir seu valor máximo 250,37 W às 12h30min. Entretanto é possível observar que com início do sombreamento do sistema, a exergia térmica diminui de forma gradativa, até que a temperatura dos módulos FV do sistema se igualem a temperatura ambiente.

De acordo com os dados coletados no dia 04 de março, a exergia elétrica máxima de 1.262,70 W registrada às 12h30min, e seu valor mínimo de 76,56 W às 15h10min. A parcela referente a exergia térmica atingiu seu valor máximo de 357,40 W registrado às 10h40min.

Da coleta de dados realizada no dia 28 de janeiro (Figura 5.27), a exergia solar atingiu seu valor máximo de 6.242,24 W registrado às 12h30min. Da análise dos dados coletados no dia 04 de março, observa-se uma grande variação da exergia solar ao longo do tempo. A exergia solar variou de 9.632,59 a 1.465,90 W registrado às 12h30min e 11h10min, respectivamente.

De acordo com a Figura 5.28, a eficiência exergética no dia 28 de janeiro variou de 13,54% a 3,99% registrado às 09h00min e às 14h20min, respectivamente. Das medições realizadas ao longo do dia 04 de março, a eficiência exergética do sistema variou de 13,48% a 0,94%, com registro às 13h50min e às 15h00min.

Comparando-se os valores da eficiência exergética média extraída nos dois dias de medições, com valores de 9,42% e 10,30% para as medições realizadas nos dias 28 de janeiro e 04 de março, respectivamente.

Novamente, na hipótese de desconsideração do período de sombreamento do sistema, ocorrido a partir das 14h20min para as medições realizadas no dia 28 de janeiro e a partir das 14h50min nas medições realizadas no dia 04 de março, torna-se possível a obtenção de valores de eficiência exergética média de 11,17% e 11,85%.

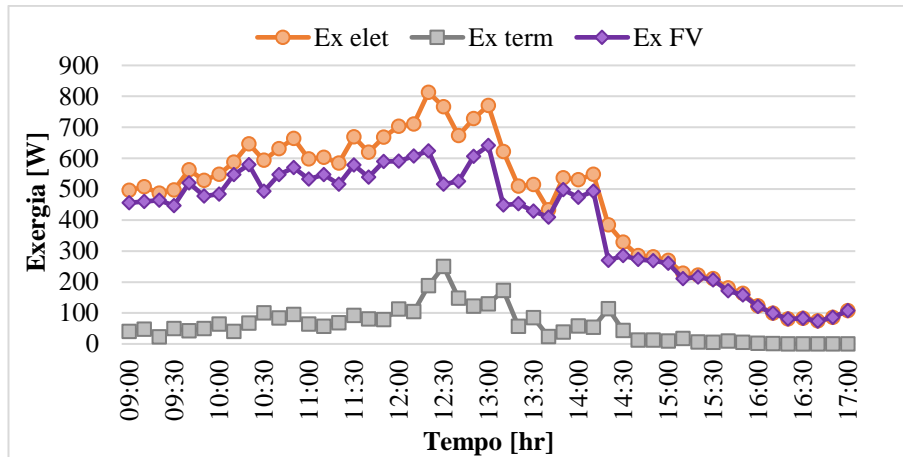


Figura 5.25 Variação exergia elétrica, exergia térmica e exergia fotovoltaica, no dia 28 de janeiro de 2021

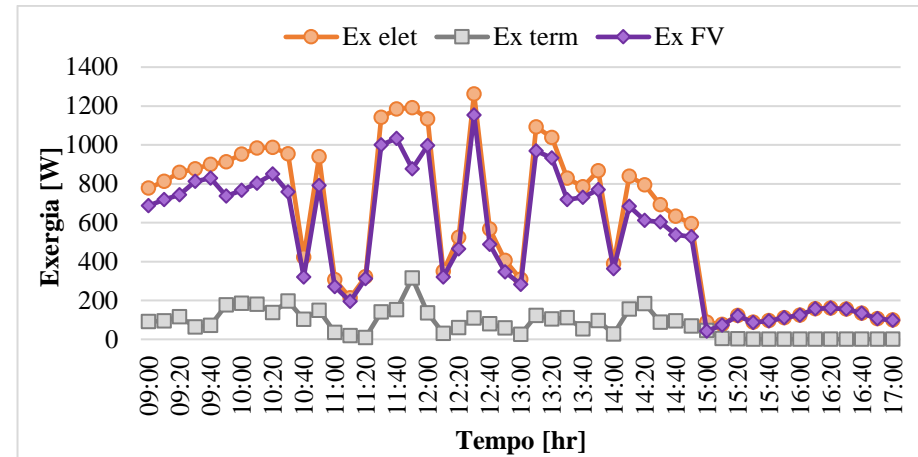


Figura 5.26 Variação exergia elétrica, exergia térmica e exergia fotovoltaica, no dia 04 de março de 2021

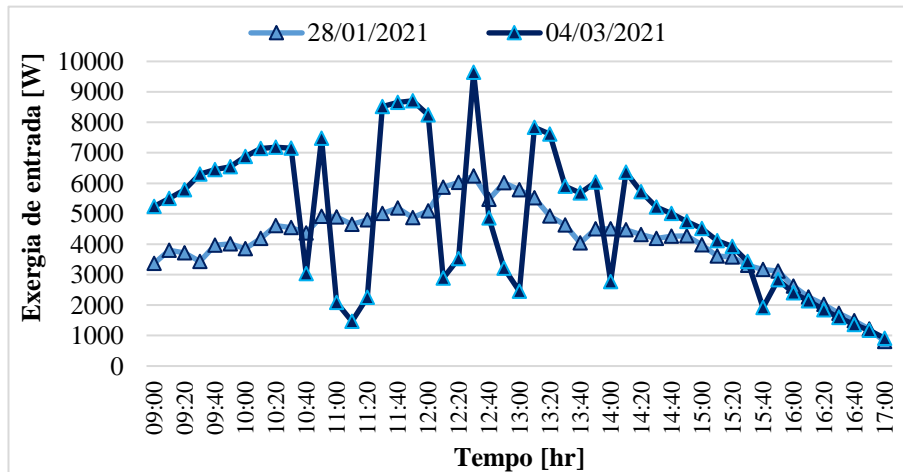


Figura 5.27 Variação da exergia de entrada/solar do sistema FV, nos dias 28 de janeiro e 04 de março de 2021

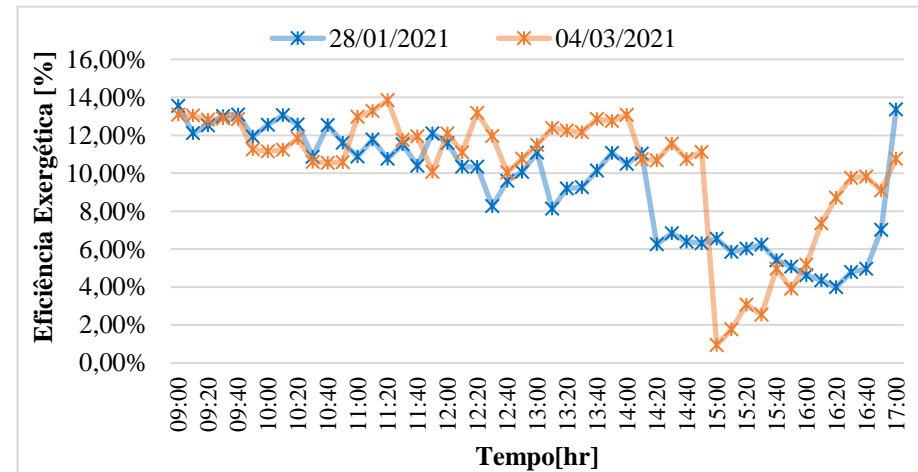


Figura 5.28 Variação da eficiência exergética do sistema FV, nos dias 28 de janeiro e 04 de março de 2021

5.5.1 Diagrama de balanço exerético do sistema FV

Uma melhor forma de avaliar o desempenho de um sistema, é realizar a uma análise de segunda lei, utilizando o chamado diagrama de Grassmann (também conhecido como diagrama de Exergia Sankey). O diagrama de Grassmann retrata os fluxos de exergia, assim como é capaz de indicar onde a exergia é destruída, fornecendo valiosos *insights* para possíveis melhorias (HINDERINK *et al.*; 1999).

Segundo Lu; Yao (2007) apenas 7% da energia solar incidente sobre uma célula solar de silício é efetivamente convertida em energia elétrica, enquanto 13%, 24%, 26% e 30% são contabilizados como perdas transmissivas, radiativas, reflexivas e convectivas, respectivamente. Portanto, há uma perda significativa da exergia solar incidente no módulo fotovoltaico, devido as irreversibilidades que ocorrem no interior do módulo FV.

A Figura 5.29 demonstra o comportamento das três componentes das irreversibilidades do sistema fotovoltaico. A exergia térmica perdida e a exergia destruída são apresentados, quantitativamente. Os resultados são baseados nos dados do sistema FV, coletados no dia 22 de julho de 2020.

É possível constata-se que, que a maior parte da exergia destruída ocorre nos módulos fotovoltaicos. Sendo a exergia destruída na conversão da energia solar para energia elétrica ($Ex_{d,\Delta T_{sol}}$), responsável pela maior parcela da exergia destruída no interior do sistema, aproximadamente 70% da destruição da exergia solar ($Ex_{,sol}$), enquanto a exergia destruída pelas perdas ópticas ($Ex_{d,opt}$) corresponde a 10% da exergia destruída. Do total de exergia solar de entrada, cerca de 85% são destruídas devido a deficiências de conversão de energia dos painéis fotovoltaicos. A exergia térmica ($Ex_{,term}$) perdida é equivalente a 1,13% da exergia de entrada. Portanto, aproximadamente 13,25 % da exergia solar é convertida em trabalho útil, na produção de energia do sistema fotovoltaico.

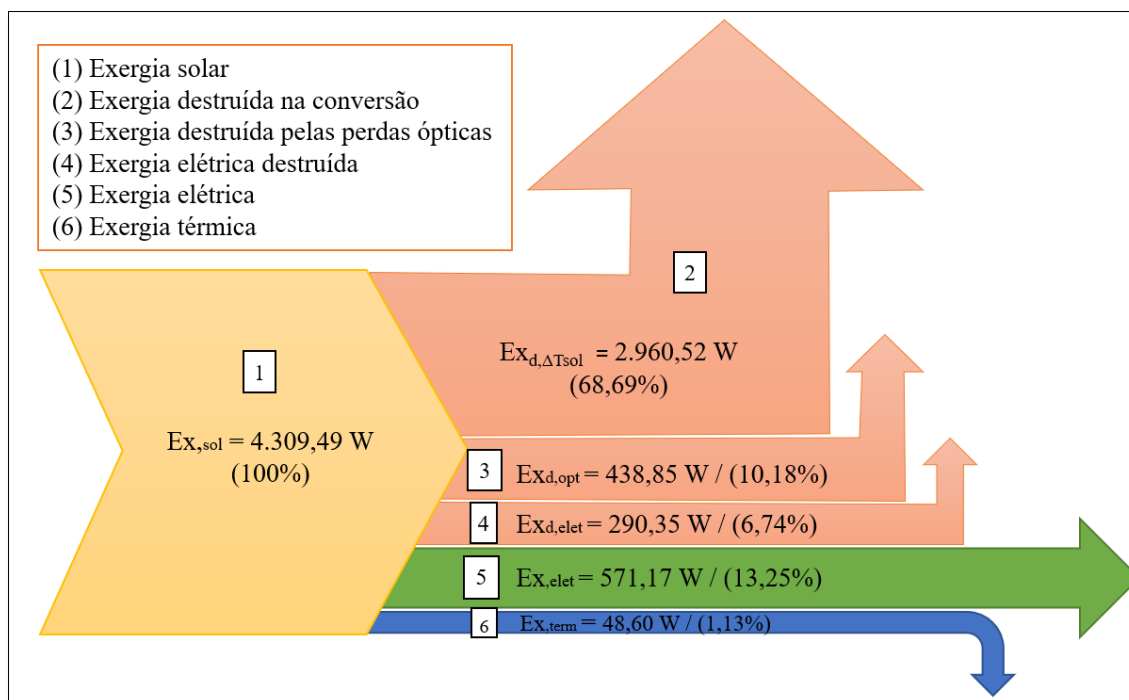


Figura 5.29 Diagrama de Grassmann do sistema FV (sem escala).

5.6 Análise de sensibilidade

Neste item tem-se por objetivo realizar uma análise de sensibilidade examinando o impacto de mudanças no “caso base”, avaliando a sensibilidade do valor da variável dependente, eficiência exergética do sistema FV, devido a mudanças nos valores de variáveis independentes.

5.6.1 Metodologia

A análise de sensibilidade dos parâmetros do modelo de um sistema FV, tais como irradiância solar incidente no plano inclinado (I_T) e a eficiência exergética (ψ), foi realizada através do método de análise de sensibilidade diferencial. Para realização da análise foram consideradas cinco variáveis de entrada, sendo elas: (i) inclinação do painel fotovoltaico (β); (ii) ângulo de desvio azimutal (γ); (iii) ângulo horário (ω); (iv) albedo do solo (ρ_g); (v) irradiância no plano horizontal (I_H).

A irradiância incidente no plano inclinado (I_T) além de outras três variáveis de entrada independentes selecionadas, a partir de uma análise de sensibilidades preliminar, sendo estas: a inclinação do painel (β), ângulo azimutal (γ) e a velocidade do vento (V_{vento}), foram utilizadas para estimativa da eficiência exergética do sistema FV, como apresentado na Figura 5.30.

Além disso, foram adotadas equações empíricas para o cálculo dos parâmetros do modelo de transição da irradiância global, como apresentado no Capítulo 3, item 3.1, sendo estes valores estimados utilizados como variáveis de entrada dos modelos necessários.

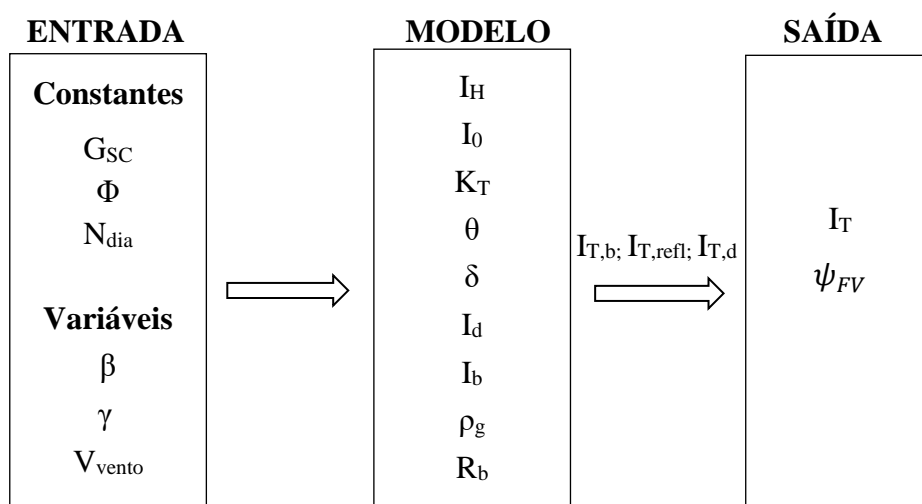


Figura 5.30 Modelo utilizado para análise de sensibilidade dos parâmetros do sistema fotovoltaico

No anexo 7.3 encontra-se uma análise de sensibilidade da irradiância solar incidente no sistema FV de acordo com a variação do ângulo azimutal e da inclinação dos módulos.

Os valores dos parâmetros de entrada variam em torno dos valores base dos parâmetros, obtidos através da análise exergética. As variáveis: inclinação dos módulos (β), ângulo azimutal (γ) e velocidade do vento (V_{vento}) foram alterados com um intervalo de 20% do valor base.

Os valores base aqui admitidos, são aqueles os quais o sistema fotovoltaico está inserido como a inclinação de ($\beta = 23^\circ$), o desvio azimutal equivalente a ($\beta = -38^\circ$) e velocidade do vento obtida através das medições *in loco*.

A análise de sensibilidade foi realizada para as quatro estações do ano, utilizando como valores base uma medição realizada em cada período. Além disso, a análise foi realizada com base nos dados obtidos através das medições *in loco*, até o início de sombreamento do sistema.

5.6.2 Análise de sensibilidade da irradiância solar

➤ Inverno

A Figura 5.31 demonstra o nível de variação da irradiância solar incidente, de acordo com a alteração percentual das variáveis de entrada, ângulo de inclinação e desvio azimutal.

Da análise da Figura 5.31a observar-se que a irradiância solar incidente sobre o sistema fotovoltaico é mais elevada no período da manhã, quanto maior o ângulo de inclinação dos painéis (β), pois, a altura solar é menor nesse período. De acordo com a Figura 5.31b constata-se que o desvio do ângulo azimutal (γ), com relação ao norte geográfico, diminui a irradiância solar captada pelo sistema no período da tarde.

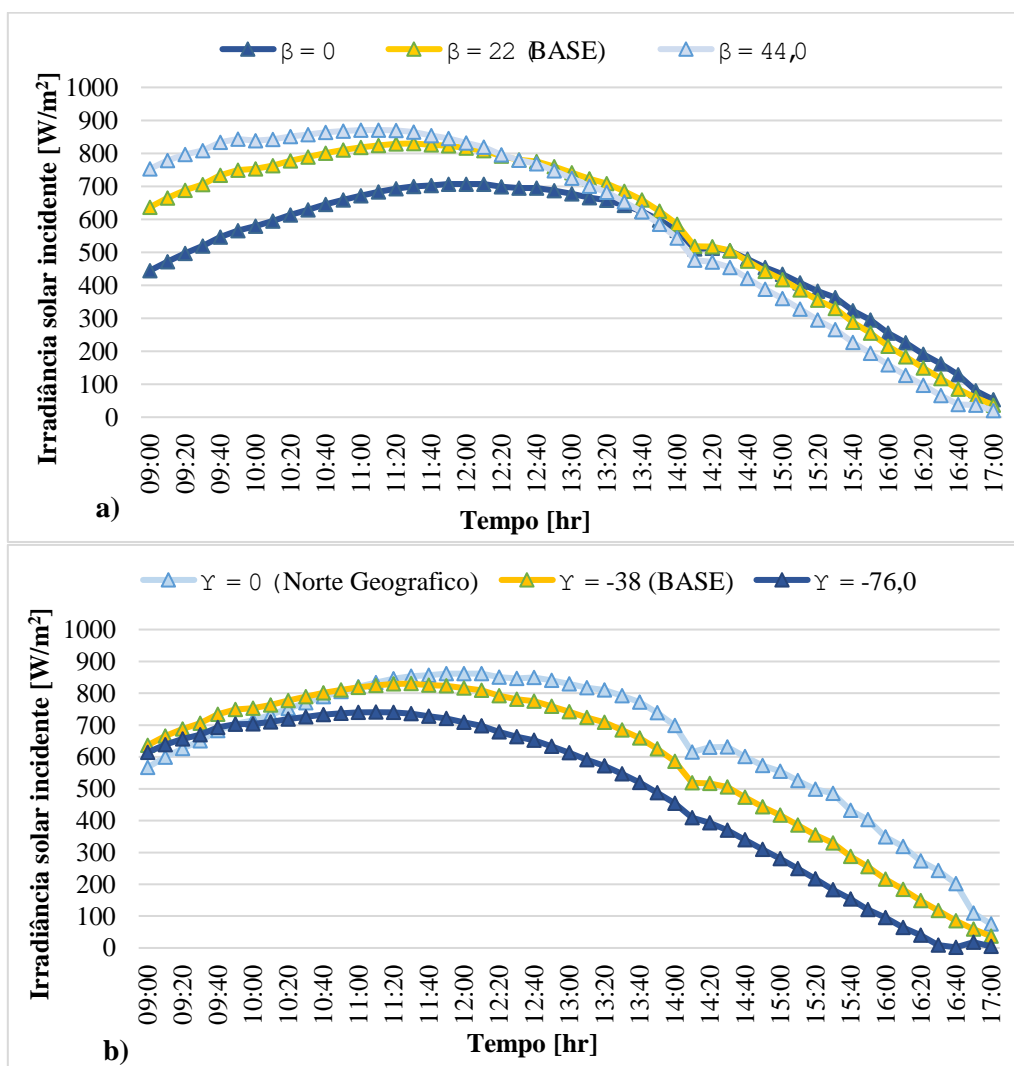


Figura 5.31 Análise de sensibilidade da irradiância solar incidente, (a) variação da inclinação do painel; (b) variação no ângulo azimutal

➤ Primavera

A Figura 5.32 apresenta a variação da irradiância solar incidente no sistema fotovoltaico, de acordo com a alteração percentual das variáveis de entrada.

A irradiância solar incidente sobre o sistema fotovoltaico, apresentou variação de -4,1% e -7,3% em relação aos dados base (Figura 5.32) no período da manhã. No entanto, no período após o meio-dia a irradiância solar incidente aumenta cerca de 15,3% quando sistema está na horizontal e diminui cerca 25,1%, quando o sistema tem o ângulo de inclinação dos painéis (β) igual a 44° .

Da Figura 5.32b percebe-se que o desvio do ângulo azimutal (γ), implica em uma diminuição de 5,9% da irradiância solar incidente no período da manhã, entretanto no período após o meio-dia a irradiância incidente aumenta 11,9%, em comparação com caso base.

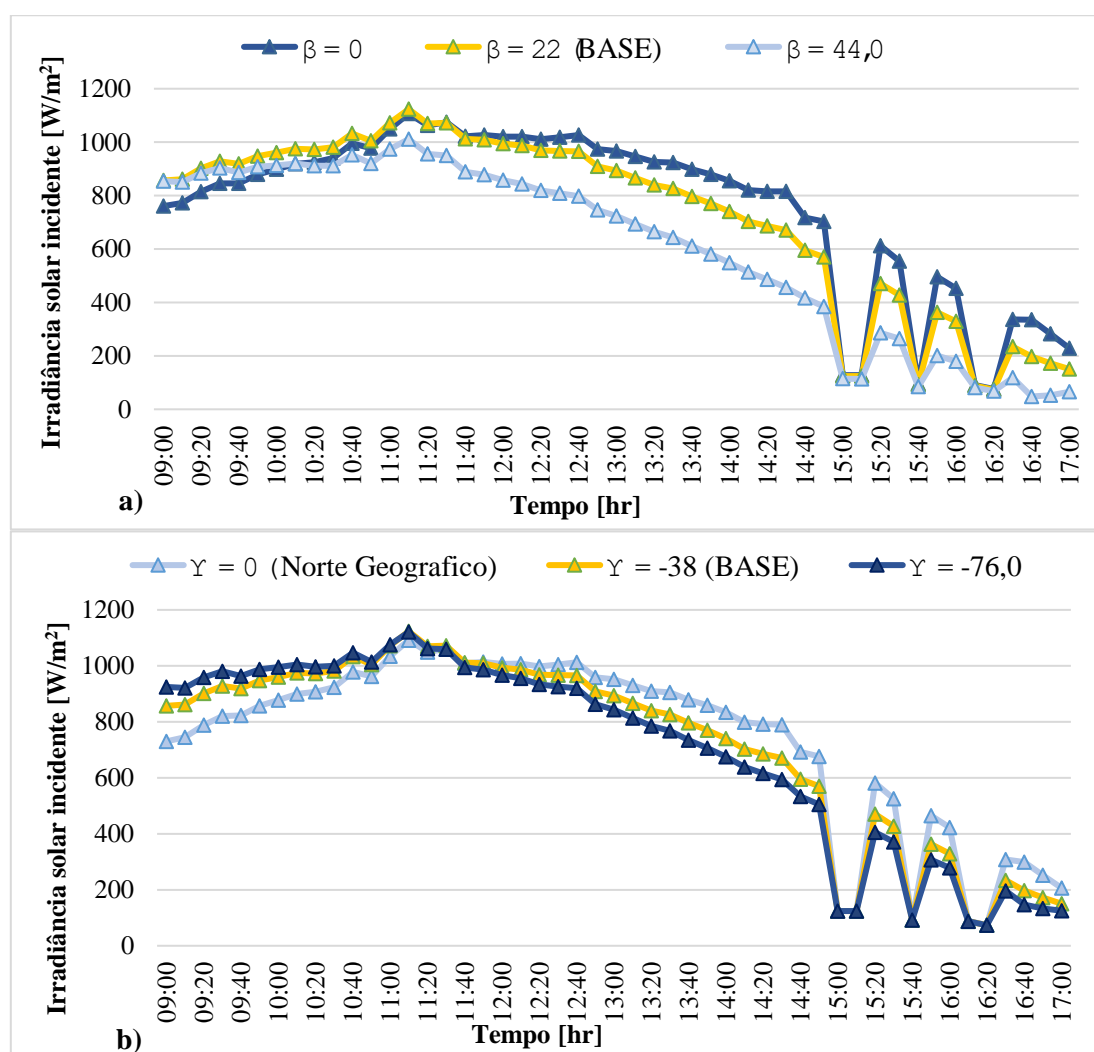


Figura 5.32 Análise de sensibilidade da irradiância solar incidente no período de primavera, (a) variação da inclinação do painel; (b) variação no ângulo azimutal

➤ Verão

O valor do ângulo de inclinação do painel (β) variou de 0° a $+44^\circ$, com intervalo de $\pm 100\%$ com relação ao caso base, como apresentado na Figura 5.33a. Da análise da figura, percebe-se uma mudança de -100% no ângulo de inclinação do sistema resulta em uma diminuição de aproximadamente $8,7\%$ da irradiância solar incidente sobre o sistema, no período da manhã. Com ângulo de inclinação dos painéis de $+44^\circ$, a diminuição da irradiância solar incidente sobre o sistema fotovoltaico é de $2,1\%$. Enquanto isso, fica evidente que no período da tarde há um aumento da irradiância solar incidente é de $20,2\%$ para ângulo de inclinação (β) igual a zero e uma diminuição de $30,0\%$ na irradiância para um ângulo de inclinação igual a $+44^\circ$.

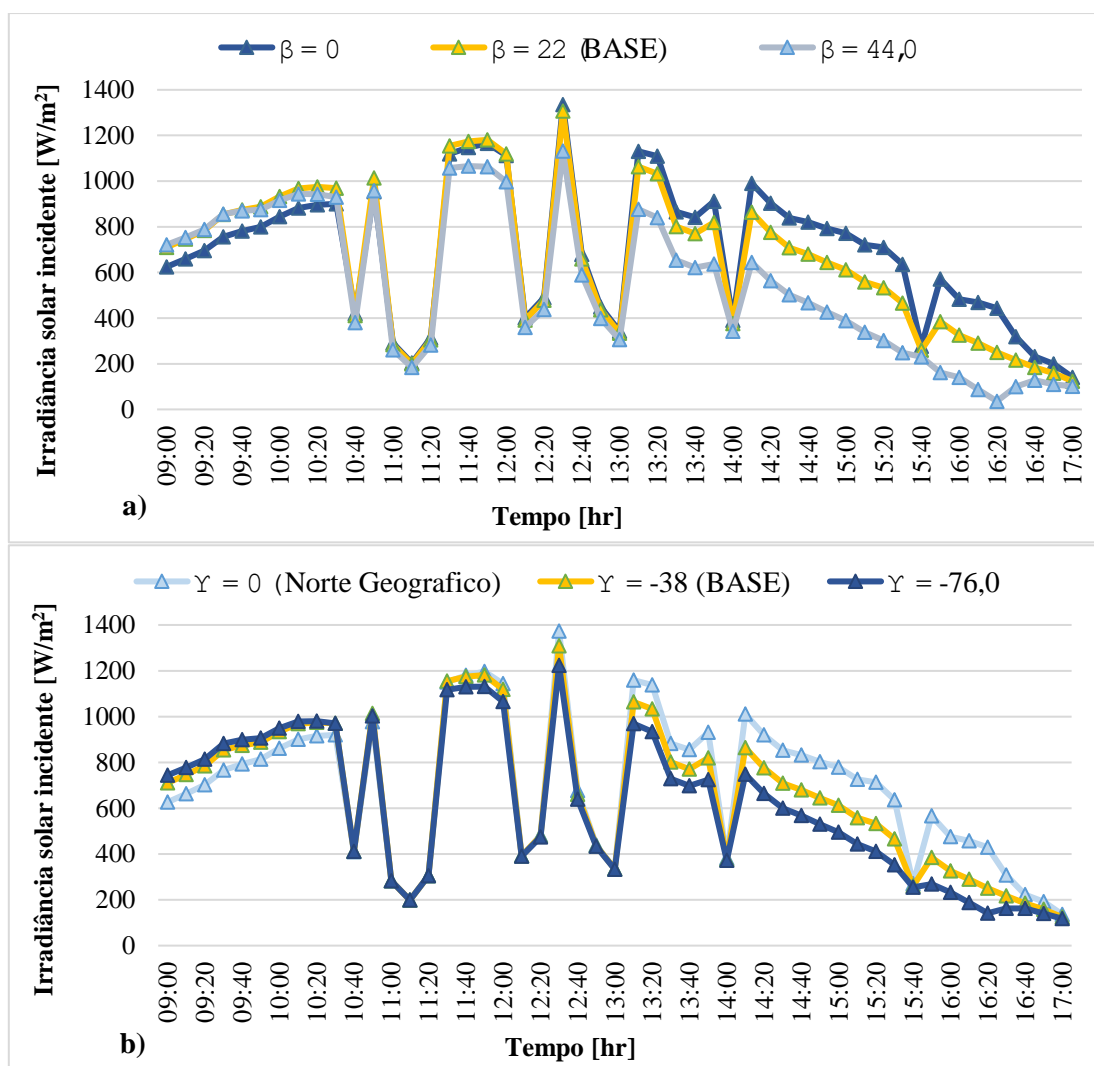


Figura 5.33 Análise de sensibilidade da irradiância solar incidente no período de verão, (a) variação da inclinação do painel; (b) variação no ângulo azimutal

O ângulo azimutal (γ) variou de 0° (norte geográfico) a -76° , com relação ao caso base ($\gamma = -38^\circ$), conforme Figura 5.33b. Para o ângulo azimutal de 0° , a irradiância solar incidente apresenta uma diminuição de 7,4% em relação ao caso base, com ângulo azimutal de -76° contata-se um aumento de 1,7% da irradiância solar incidente no período da manhã. No período da tarde, para ângulo azimutal igual a 0° , ocorre um aumento de 20,9 % da irradiância incidente, e para ângulo azimutal de -76° ocorre uma diminuição de 14,2% da irradiância solar incidente, em comparação ao caso base.

➤ Outono

O nível de variação da irradiância solar incidente, de acordo com a alteração percentual das variáveis de entrada, ângulo de inclinação e desvio azimutal, é demonstrada na Figura 5.34

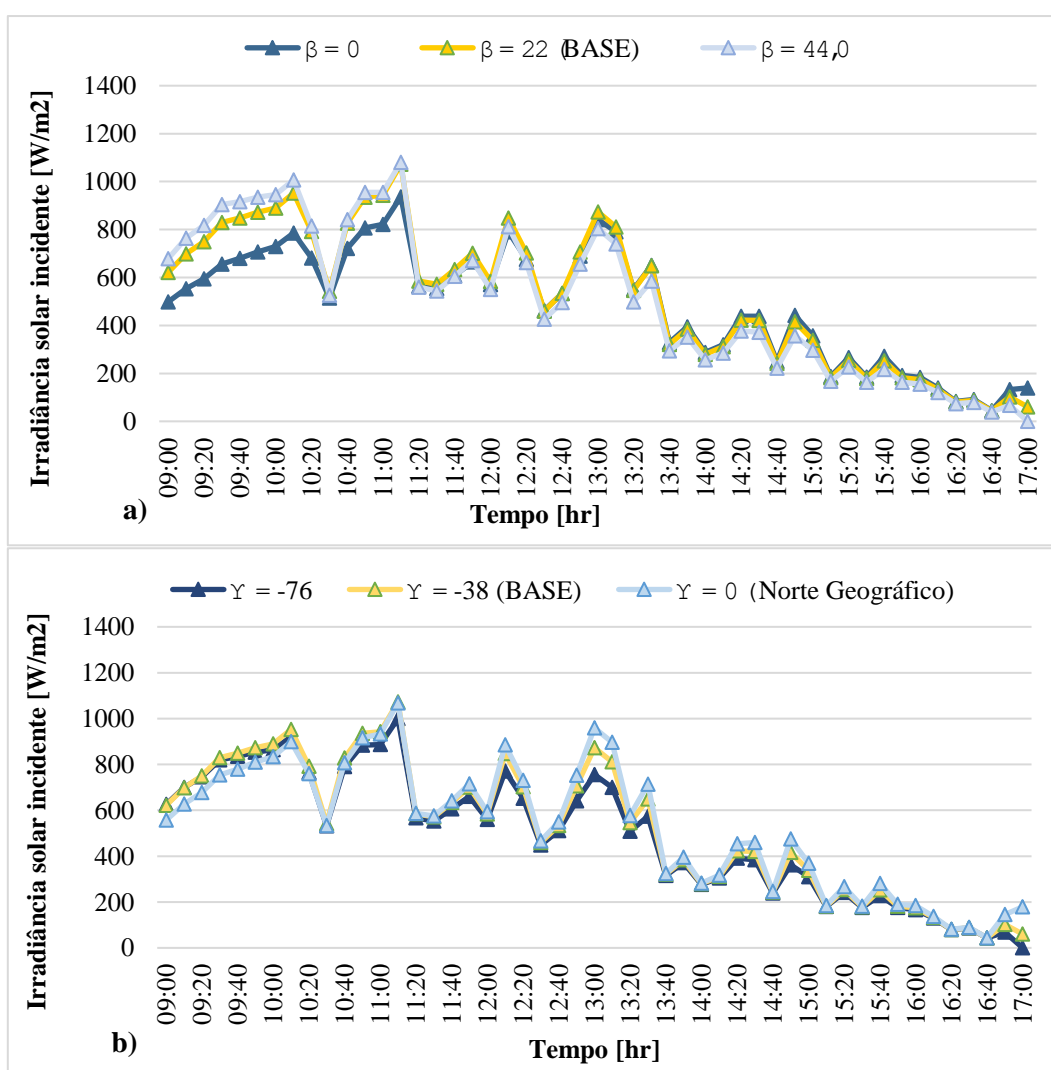


Figura 5.34 Análise de sensibilidade da irradiância solar incidente no período de outono, (a) variação da inclinação do painel; (b) variação no ângulo azimutal

Da análise da Figura 5.34a é possível constatar que a irradiância solar incidente sobre o sistema fotovoltaico é mais bem aproveitada no período da manhã, quanto maior o ângulo de inclinação dos painéis (β), pois, a altura solar é menor nesse período. De acordo com a Figura 5.34b constata-se que o desvio do ângulo azimutal (γ), com relação ao norte geográfico, pouco influência na irradiância solar captada pelo sistema, no período do outono.

5.6.3 Análise de sensibilidade da eficiência exergética

➤ Período do Inverno

Da Figura 5.35, constata-se que a eficiência exergética média do sistema fotovoltaico a 22° de inclinação (caso base) é de 14,31%, a 0° de inclinação representando uma redução de 100% em relação ao caso base, a eficiência exergética média do sistema FV passa a ser equivalente a 14,17%. Do mesmo modo, um aumento de 100% na inclinação do sistema em relação ao caso base, correspondente a uma inclinação de 44° em relação ao solo, a eficiência exergética média do sistema é de 14,33%. Portanto, tem-se que a posição horizontal, prejudica a captação de energia no período de inverno.

Ao analisar influência da variável de entrada ângulo azimutal, a eficiência exergética média, a -38° (caso base) é de 14,31%, com a variação do ângulo azimutal para 0° (norte geográfico) a eficiência exergética média passa a ser equivalente a 14,38%, e com uma variação para -76°, seu valor passa a ser equivalente a 14,10%. Portanto, sistemas fotovoltaicos que possuem desvio azimutal com relação ao norte geográfico, apresentam menor eficiência exergética média no período do inverno.

Para análise de sensibilidade da variável de entrada velocidade do vento, a análise dos dados obtidos a velocidade média do vento sobre o sistema, no período analisado, foi de aproximadamente 0,6 m/s, e conforme esperado uma maior velocidade do vento implica em uma maior eficiência exergética média. De acordo com os dados obtidos (caso base), a eficiência exergética média do sistema é de 14,31%, através de análise de sensibilidade foi possível constatar que com a diminuição da velocidade do vento incidente para zero, a eficiência exergética média diminui cerca de 0,40% em relação ao caso base.

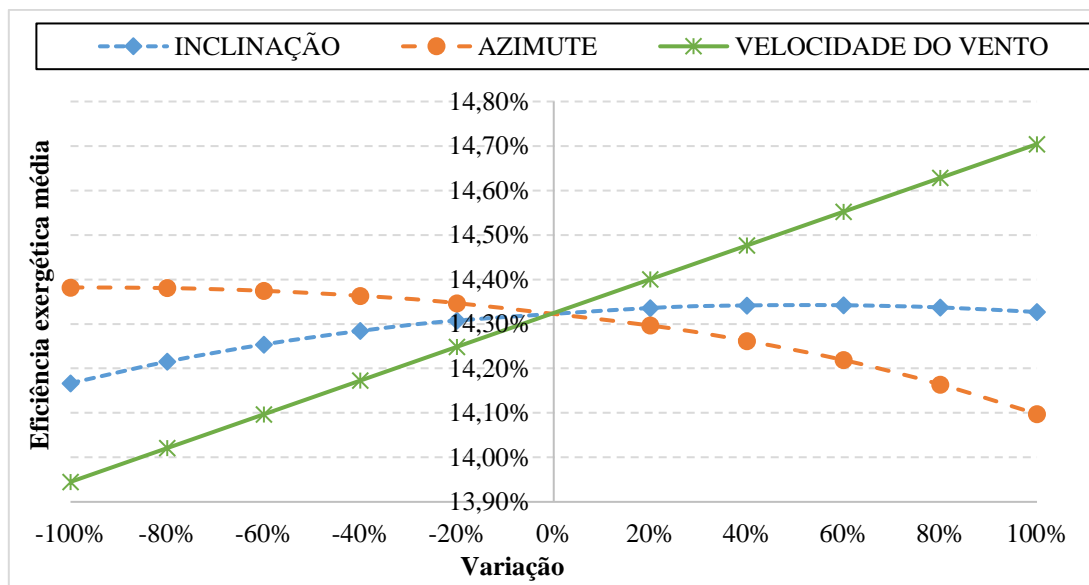


Figura 5.35 Variação da eficiência exergética média do sistema FV, no período de inverno

➤ Período da Primavera

Identifica-se, através da Figura 5.36, que a eficiência exergética média do sistema fotovoltaico a 22° de inclinação (caso base) é de 12,29%, diminuindo-se a inclinação para 0°, a eficiência exergética média passa a ser de 12,07% e com aumento da inclinação para 44° seu valor é de 11,80%. Portanto, compreende-se que no período da primavera, a eficiência exergética média do sistema fotovoltaico, diminui com o aumento da inclinação do sistema.

Na primavera a eficiência exergética média, a 0° de ângulo azimutal (norte geográfico) é de 12,03%, no presente estudo o sistema se encontra a -38° (caso base) e possui eficiência exergética média de 12,29%, com a variação do ângulo azimutal para -76°, seu valor passa a ser de 12,06%, demonstrando que a variável de entrada ângulo azimutal, provoca pouca influência na eficiência exergética média do sistema fotovoltaico no período da primavera.

Da análise da variável de entrada velocidade do vento, foi possível observar um aumento da velocidade do vento média sobre o sistema para cerca de 1,2 m/s. Através da análise de sensibilidade observa-se que com a diminuição da velocidade do vento para 0 m/s, implica em uma eficiência exergética média de 10,98%, e um aumento da velocidade do vento em aproximadamente 100% a eficiência exergética média do sistema será de 13,17%, um aumento de 0,88% na eficiência do sistema.

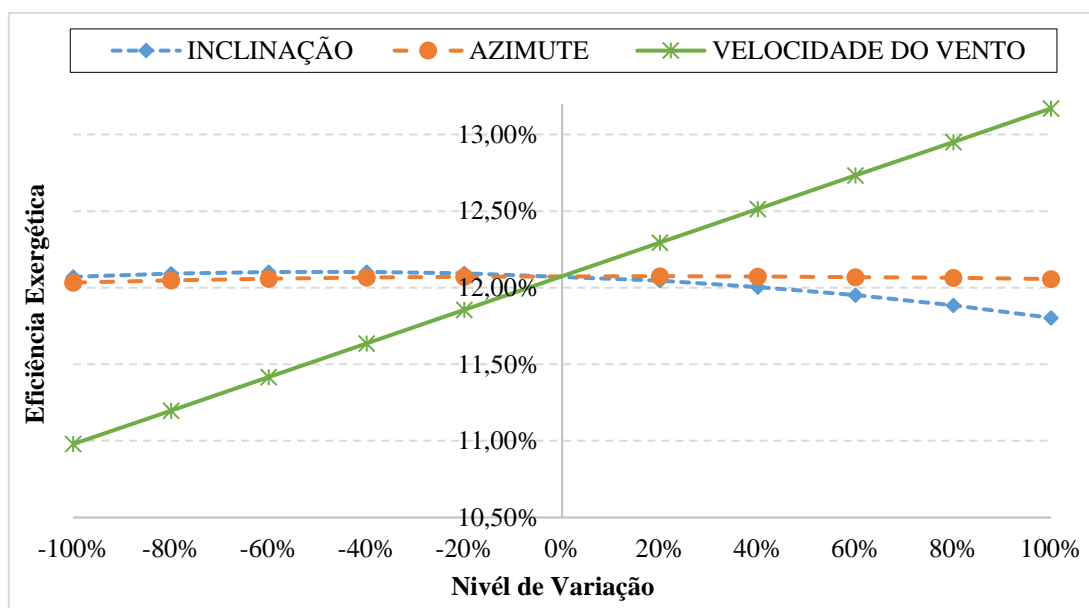


Figura 5.36 Variação da eficiência exérgica média do sistema FV, no período de primavera

➤ Período de Verão

A eficiência exérgica média do sistema fotovoltaico a 22° de inclinação (caso base) é de aproximadamente 11,98%, ao diminuir o ângulo de inclinação (β) para 0°, a eficiência exérgica média passa a ser de 11,96% e com aumento da inclinação (β) para 44° seu valor é equivalente a 11,71%. Portanto, conclui-se que no período de verão, a eficiência exérgica média do sistema fotovoltaico, diminui com o aumento da inclinação do sistema que reduz a captação dos raios solares.

No verão a eficiência exérgica média, a 0° de ângulo azimutal (norte geográfico) é de 11,98%, no presente estudo o sistema se encontra a -38° (caso base) e possui eficiência exérgica média de 11,98%, com a variação do ângulo azimutal para -76°, seu valor passa a ser de 11,88%, demonstrando que a variável de entrada ângulo azimutal, provoca pouca influência na eficiência exérgica média do sistema fotovoltaico no período do verão.

Da análise da variável de entrada velocidade do vento, foi possível observar um aumento da velocidade média do vento sobre o sistema para cerca de 1,03 m/s. Através da análise de sensibilidade observa-se que com a diminuição da velocidade do vento para 0 m/s, obtém-se uma eficiência exérgica média de 10,99%, enquanto em um aumento da velocidade do vento em aproximadamente 100% a eficiência exérgica média do sistema será de 12,93%.

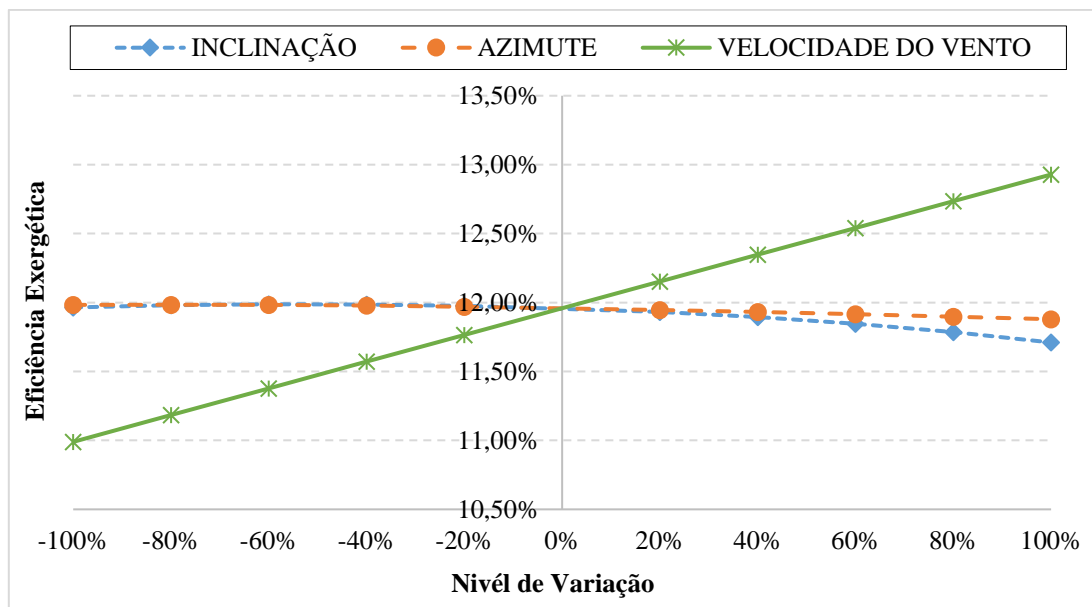


Figura 5.37 Variação da eficiência exergética média do sistema FV, no período de Verão

➤ Período de Outono

A eficiência exergética média do sistema fotovoltaico a 22° de inclinação (caso base) é de aproximadamente 13,35%, ao diminuir o ângulo de inclinação (β) para 0°, a eficiência exergética média passa a ser de 13,27% e com aumento da inclinação (β) para 44° seu valor é de 13,28%. Uma diminuição de 0,08% na eficiência exergética média em relação ao caso base.

No outono a eficiência exergética média, a 0° de ângulo azimutal (norte geográfico) é de 13,36%, no caso base de $\gamma = -38^\circ$ (Figura 5.38) e possui eficiência exergética média de 13,35%, ou seja, uma variação percentual de 0,01% com relação ao caso base, demonstrando que a variável de entrada ângulo azimutal, provoca pouca influência na eficiência exergética média do sistema fotovoltaico no período do outono. Com a variação do ângulo azimutal para $\gamma = -76^\circ$, seu valor passa a ser de 13,28%.

Da análise da variável de entrada velocidade do vento, foi possível observar uma diminuição da velocidade do vento média sobre o sistema para cerca de 0,6 m/s. Através da análise de sensibilidade observa-se que com a diminuição da velocidade do vento para 0 m/s, implica em uma eficiência exergética média de 12,89% e um aumento da velocidade do vento em aproximadamente 100% a eficiência exergética média do sistema será de 13,81%, um aumento de 0,46% na eficiência exergética média do sistema, com relação ao caso base.

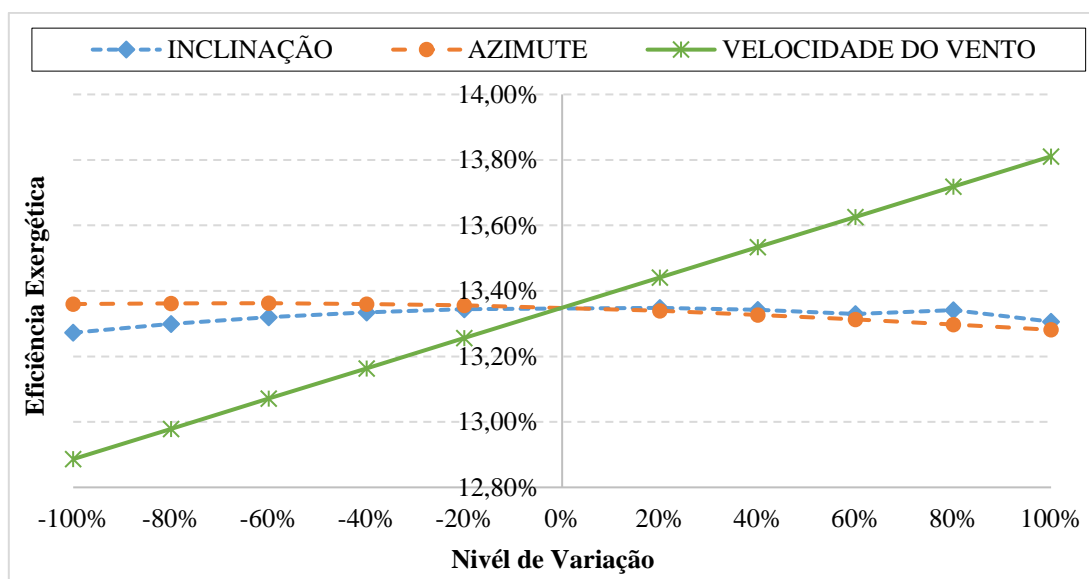


Figura 5.38 Variação da eficiência exergética média do sistema FV, no período de Outono

➤ Diagrama de Tornado

O diagrama de tornado é uma representação típica da análise de sensibilidade, a qual ajuda a determinar quais dentre as variáveis analisadas (velocidade do vento, inclinação dos módulos e o desvio azimutal) tem maior impacto na eficiência exergética do sistema fotovoltaico.

Da análise de sensibilidade preliminar, conforme ilustrado na Figura 5.39 é possível observar que a velocidade do vento é a variável de maior impacto na eficiência exergética média do sistema fotovoltaico analisado, independente da estação do ano analisada. Por outro lado, a ordem de importância das demais variáveis independente não foi a mesma, dependendo da estação do ano analisada.

De acordo com diagrama de tornado (Figuras 5.39a e 5.39d), no período de inverno e outono, a segunda variável mais impactante na eficiência exergética média do sistema, é a variável ângulo azimutal. Isso está diretamente relacionada a irradiância solar incidente no sistema FV, que varia de acordo com o ângulo azimutal. Com baixos índices de irradiância solar no inverno, devido a sua menor altura solar, um desvio no ângulo azimutal para Leste, aumenta o aproveitamento da irradiância solar absorvida no período da manhã.

Da análise das Figuras 5.39b e 5.39c, no período de primavera e verão, a segunda variável que mais impacta na eficiência exergética média é a variável inclinação dos módulos FV. Período esse em que a irradiância solar incidente no sistema FV, sofre maior impacto com a variação na inclinação do sistema FV.

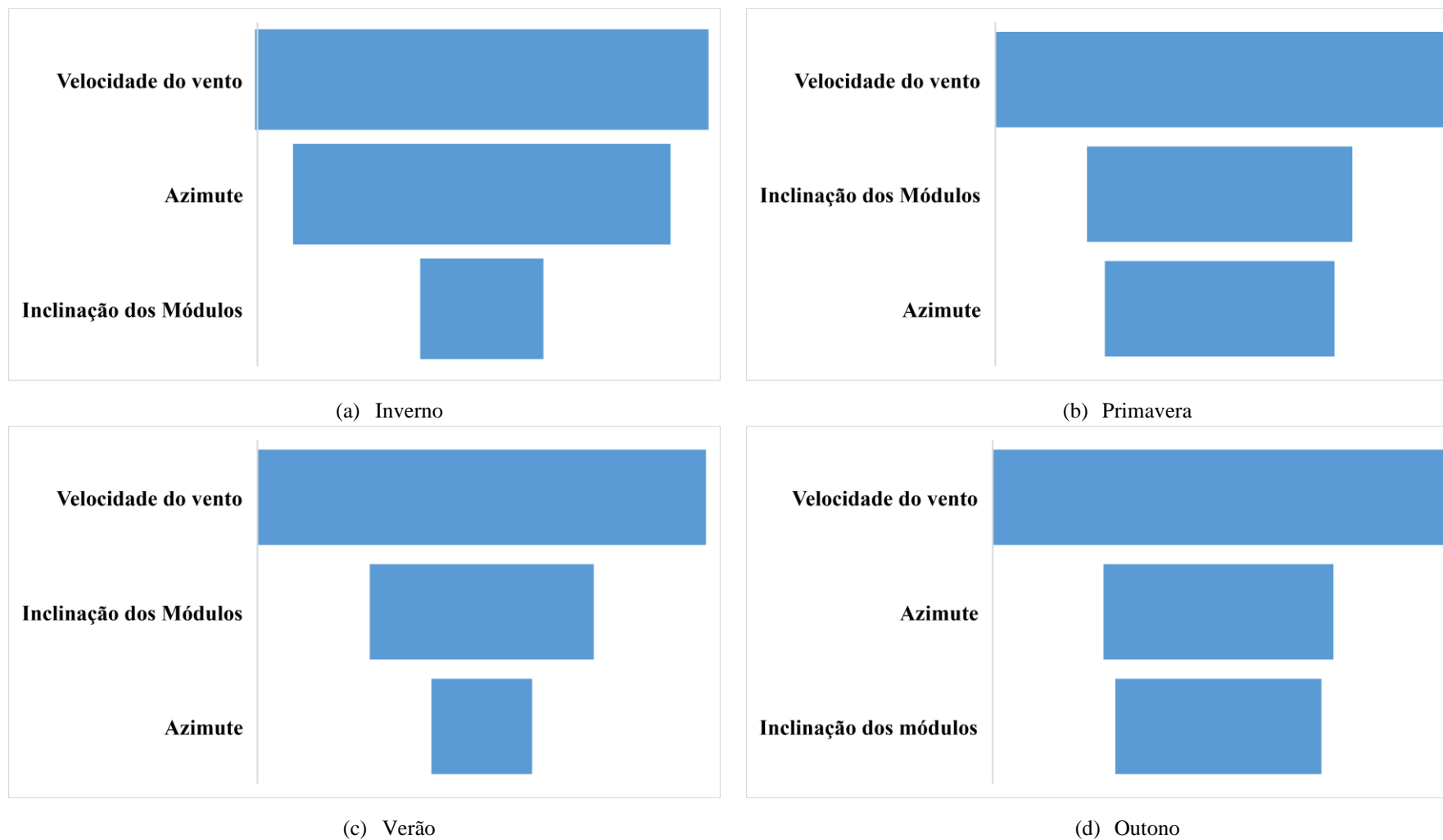


Figura 5.39. Análise de sensibilidade através do diagrama de tornado para período; (a) Inverno; (b) Primavera; (c) Verão; (d) Outono

6. CONCLUSÕES

O presente trabalho se propôs a avaliar a viabilidade técnica e econômica da adoção dos sistemas fotovoltaicos pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Adicionalmente, o estudo também conta com uma análise exergética e de sensibilidade de um micro gerador fotovoltaico, instalado no Campus da UNIFEI.

Critérios técnicos e econômicos estão relacionados a tomada de decisão para implantação de um sistema fotovoltaico, além dos benefícios energéticos, econômicos e ambientais que este tipo de sistema pode trazer a seus empregadores.

Apresentou-se uma análise técnica e econômica, com o objetivo de demonstrar viabilidade da instalação de um sistema FV para redução dos custos com energia elétrica nas instituições de ensino superior. Na análise foram considerados os regimes jurídico-tributários específicos a que as universidades públicas estão sujeitas, todos os impostos e políticas aplicáveis ao estudo refletem o cenário econômico enfrentado pelo setor público brasileiro.

Como ferramenta de análise técnica, para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, três cenários técnicos distintos foram considerados: (i) simulação do sistema FV de acordo com a potência já instalada em alguns prédios no campus da UNIFEI (Cenário I); (ii) sistema fotovoltaico limitado a potência do sistema igual a demanda contratada pela UNIFEI (Cenário II); e (iii) atendimento do consumo total de energia da UNIFEI (Cenário III).

A instalação do sistema fotovoltaico, seria capaz de produzir 831,6 MWh (Cenário I), 1.491,4 MWh (Cenário II) e 2.184,7 MWh (Cenário III) representando uma compensação de energia de 38,5%, 57,26% e 81,16% da energia consumida pela UC. Representando uma economia de 21,23% (Cenário I), 31,08% (Cenário II) e 57,02% (Cenário III) nas despesas com energia elétrica, em relação ao ano de 2019 em que foram gastos R\$ 1.448.910,28 junto a Cemig. Portanto, pode-se concluir da análise técnica, que os Cenários I, II e III são tecnicamente viáveis, permitindo uma redução no consumo de energia significativa.

Também foi realizada uma análise simplificada do potencial de descarbonização na utilização de sistemas fotovoltaicos demonstrando seu potencial benefício ambiental para UNIFEI. Os resultados obtidos demonstram que de acordo com Cenário I, a UNIFEI deixaria de emitir o equivalente a 367,33 tCO₂/ano com a implementação do sistema FV,

uma redução de 34,31% nas emissões de CO₂. Se forem implementados os Cenários II ou III, a redução nas emissões seria de 658,74 e 967,45 tCO₂/ano, representando uma redução equivalente a 61,52% e 90,36%, respectivamente. Deste modo além dos benefícios energéticos e econômicos a implantação de um sistema FV pela UNIFEI, apresenta um grande benefício ambiental para sociedade.

Para análise da viabilidade econômica de acordo com os indicadores econômicos, VPL, TIR e LCOE utilizados para tomada de decisão, tendo sido avaliada a influência de cada um dos indicadores econômicos para os cenários Pessimista, Mais Provável e Otimista.

A análise econômica, no entanto, apresentou resultado desfavorável para a implementação do sistema fotovoltaico, para Cenário Pessimista, de acordo com todos os indicadores VPL, TIR e LCOE, nos Cenários I, II e III. O Cenários Mais Provável, considerado o mais importante para análise em razão da probabilidade de concretização, foi obtida TIR com índice 14,73% (Cenário I), 15,61% (Cenário II) e 15,95% (Cenário III), valores esses superiores a TMA adotada de (5,25%).

Adicionalmente foram realizadas análise de risco do sistema com base na técnica da simulação Monte Carlo (MCS) além de uma análise de sensibilidade no indicador VPL. A análise de sensibilidade das variáveis: TMA, CAPEX, OPEX e Tarifa de Energia, revelou que TMA é variável que mais afeta a viabilidade do projeto. A variável que menos impacta na viabilidade do projeto é o CAPEX.

Do ponto de vista econômico, ainda que o Cenário pessimista se apresente inviável economicamente, a análise risco econômico do projeto, demonstrou elevada probabilidade de viabilidade econômica, índices superiores à 94% de todos os cenários analisados.

Através da comparação realizada entre os dados reais obtidos e os dados simulados no software PVSyst, constatou-se que o PVSyst é capaz de estimar a energia produzida de maneira confiável, com uma gama aceitável de erros para produção anual. No estudo, o resultado de desempenho global (PR) obtido por simulação foi igual a 0,731, próximo ao valor real que igual a 0,727, com uma diferença de -0,052%.

Os resultados de análise exérgica obtidos no presente estudo corroboram os obtidos por autores anteriores, Sahin et al. (2007), Joshi et al. (2009); Pandey et al. (2013); Bayat; Ozalp (2018) & Kareem et al. (2019).

A eficiência exergética média (ψ) encontrada para o período analisado, inverno (22 de julho e 26 de agosto) e verão (28 de janeiro e 04 de março) sendo estes equivalentes a 14,15% e 11,26%; 9,42% e 10,30%, respectivamente. Sendo, possível observar de maneira clara, o efeito do sombreamento do sistema fotovoltaico sobre a eficiência exergética média do sistema FV. O efeito do sombreamento, ainda que em uma única fileira de um único módulo do sistema impõe uma grande queda na eficiência exergética do sistema, uma vez que a intensidade da corrente elétrica é diretamente proporcional à irradiância que incide sobre ela.

Foram comparados os valores médios obtidos com os resultados de um estudo realizado por Pandey *et al.* (2013), o valor médio da eficiência exergética (ψ) de um sistema fotovoltaico típico no Norte da Índia para os mesmos períodos analisados (inverno e verão) equivalem a 12,74%, 9,03%, respectivamente. Podendo-se concluir que a eficiência exergética média, do micro gerador fotovoltaico utilizada no presente estudo é condizente com outras usinas solares no mundo.

Também foi possível observar no período analisado, a considerável influência das sombras provenientes de nuvens na potência de saída gerada instantaneamente pelo sistema, claramente observada em dias claros.

Do diagrama de Grassmann, obtido através das medições realizadas no dia 22 de julho de 2020, constata-se que a maior parte das irreversibilidades que levam a exergia destruída ocorre nos módulos fotovoltaicos. Da exergia de entrada, cerca de 85% são destruídas devido a deficiência de conversão dos módulos fotovoltaicos. Sendo a exergia destruída na conversão da energia solar para energia elétrica ($EX_{d,\Delta T_{sol}}$), responsável por aproximadamente 70% da destruição da exergia solar, a exergia destruída pelas perdas ópticas ($EX_{d,opt}$) correspondem a 10% da exergia destruída. Portanto, cerca de 13,25% da exergia solar é convertida em trabalho útil.

Quanto à análise de sensibilidade, das três variáveis de entrada, inclinação do módulo (β), ângulo azimutal (γ) e velocidade do vento (V_{vento}), foram utilizadas para determinar quais dentre as variáveis tem maior impacto na eficiência exergética média do sistema fotovoltaico. Os resultados obtidos apresentam a velocidade do vento como variável de maior impacto na eficiência exergética, independente da estação do ano analisada.

Por outro lado, a ordem de importância das demais variáveis independentes não foi a mesma, dependendo da estação do ano analisada. Por exemplo, no período do

inverno e outono, a segunda variável mais impactante na eficiência exergética média é a variável ângulo azimutal. Enquanto isso, no período de verão e primavera a segunda variável que mais impacta na eficiência exergética média é a inclinação dos módulos. Essa variação na segunda variável, ocorre devido as variações no ângulo de declinação solar, onde o Sol nasce e se põe em diferentes pontos do céu, descrevendo uma trajetória com inclinação diferente a cada dia do ano. Sendo a altura solar maior nos dias de verão e menor nos dias de inverno.

6.1 Trabalhos Futuros

Como proposta para trabalhos futuros, podem ser citadas:

- Aplicação da metodologia proposta no presente trabalho para análise exergética dos sistemas fotovoltaicos instalados nos prédios da UNIFEI.
- Análise dos impactos proporcionados pela instalação dos sistemas fotovoltaicos na demanda contratada da UC.
- Análise de desempenho de geradores fotovoltaicos, considerando além das influências meteorológicas, a deposição de sujeira sobre os módulos e o processo de degradação de acordo com o local de instalação.
- Estudo da utilização de sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento da energia.

7. APÊNDICE

7.1 Usina solar fotovoltaica em solo

A análise do mapa do Campus (Capítulo 4, Figura 4.9) permite constatar que a UNIFEI já possui grande parte de sua área do Campus ocupada por edificações e áreas de lazer, o que impossibilitaria a construção de uma usina solar de média escala, em solo.

Portanto, a instalação de um sistema FV no solo, capaz de atender integralmente a demanda de consumo energético da UNIFEI, proposta nos cenários I, II e III dependeria da instalação em área externa ao Campus.

A Tabela 7.1 apresenta a quantidade total de módulos fotovoltaicos necessários e a potência instalada de acordo com os três cenários simulados, para sistema fotovoltaico instalado em solo.

Tabela 7.1. Inclinação, desvio azimutal, número de módulos FV e capacidade a ser instalada para sistema fotovoltaico simulado em solo

	Inclinação/ Desvio Azimutal	Nº de módulos	Potência Instalada [kWp]
Cenário I	23°/0°	1.659	638,48
Cenário II	23°/0°	2.856	1.100,00
Cenário III	23/0°	3.895	1.500,00

Por este motivo o local selecionado para o estudo do sistema instalado em solo, se trata atualmente de uma área disponível que possui cerca de 45.800 m² (Figura 7.1) que pertence a UNIFEI e foi cedido a Inovai¹².

¹² A INOVAI: Uma associação criada em agosto de 2017, por um consenso entre entidades do governo federal, estadual e municipal de Itajubá, bem como, associações de classe dos setores da indústria, do comércio e instituições de ensino.



Figura 7.1. Possível área para instalação da miniusina solar fotovoltaica em solo
Fonte: UNIFEI, 2018

❖ Resultados da simulação do sistema FV instalado no solo

Estão apresentados na Tabela 7.2, alguns dos principais resultados obtidos, por meio da simulação realizada no PVSyst™, como: quantidade de módulos necessários, energia produzida anualmente, produção específica e a área dos módulos FV.

Tabela 7.2 Alguns dos resultados obtidos através da simulação em PVSyst, para os cenários analisados

Sistema fotovoltaico em Solo			
Cenário Técnico	I	II	III
Nº de módulos	1.659	2.856	3895
Energia produzida [MWh/ano]	936	1.642	2.619
Produção específica [kWh/kWp/ano]	1.470	1.473	1.476
Superfície dos módulos [m²]	3.270	5.629	7.677

Os valores anuais dos índices de desempenho do sistema FV, para os três cenários analisados são apresentados na Tabela 7.3; (i) produtividade de referência - Y_r ; (ii) energia produzida pela matriz fotovoltaica - Y_a ; (iii) produtividade final - Y_f ; (iv) desempenho global - PR; (v) perdas de captura/absorção - L_c ; (vi) perdas do sistema - L_s ; e (vii) fator de capacidade - C_f .

Os valores médios das perdas diárias de captura de radiação solar e perdas do sistema com relação a produtividade de referência apresentadas na Tabela 7.3. Observa-se que o sistema FV simulado de acordo com Cenário III, apresenta as maiores perdas por captura 0,774 kWh/kWp/dia e perdas do sistema 0,114 kWh/kWp/dia. Estes valores correspondem a 13,65% e 2,01% da produtividade de referência média anual.

O valor médio do fator de capacidade (C_f) calculado pela da Eq. (3.30) para os cenários I, II e III foi de 16,72%, 17,04% e 19,93%, respectivamente. Para comparação, foram analisados os valores médios obtidos em outros sistemas FV, o valor médio de C_f de uma planta típica em Marrocos igual a 14,84% (ATTARI et al., 2016), na Servia igual a 12,88% (MILOSAVLJEVI et al., 2015) e em Fortaleza igual a 19,2% (DE LIMA et al., 2017). Pode-se concluir que fator de capacidade médio teórico desta usina é condizente com outras usinas solares no mundo. Entende-se que quanto maior o fator de capacidade do sistema FV, maior será a quantidade de energia produzida, havendo uma relação positiva com instalações em baixas latitudes.

Para a análise de desempenho do sistema, os parâmetros mais utilizados para analisar um sistema FV são a produtividade final (Y_f) e o desempenho global (PR). O primeiro permite comparar sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos, pois normaliza a produção de energia e o segundo mostra o efeito total das perdas e falhas em um sistema FV, com isso permitindo se comparar sistemas independentemente da sua localização geográfica, pois normaliza a produtividade em relação ao recurso solar. Dos resultados obtidos para os três cenários analisados, o Cenário III apresentou a maior produtividade final e o Cenário II apresentou o maior desempenho global.

Tabela 7.3 Síntese dos parâmetros dos indicadores de desempenho do sistema FV, em solo

	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Y_r [kWh/kWp/dia]	4,77	4,77	5,67
Y_a [kWh/kWp/dia]	4,11	4,19	4,90
Y_f [kWh/kWp/dia]	4,01	4,09	4,78
L_c [kWh/kWp/dia]	0,666	0,586	0,774
L_s [kWh/kWp/dia]	0,092	0,097	0,114
PR [%]	84,10	85,70	84,4
C_f [%]	16,72	17,04	19,93

Conforme mencionado anteriormente no item 3.2.4 a orientação e inclinação de um sistema fotovoltaico, deve ser aquela que maximiza a irradiância solar captada pela superfície do módulo. O sistema FV deve ter ângulo azimutal igual a zero (voltado para o norte geográfico), e sua inclinação deve ser proporcional a latitude do local de instalação.

A Figura 7.2 apresenta a irradiância global horizontal e a irradiância global na superfície inclinada de acordo com os meses do ano.

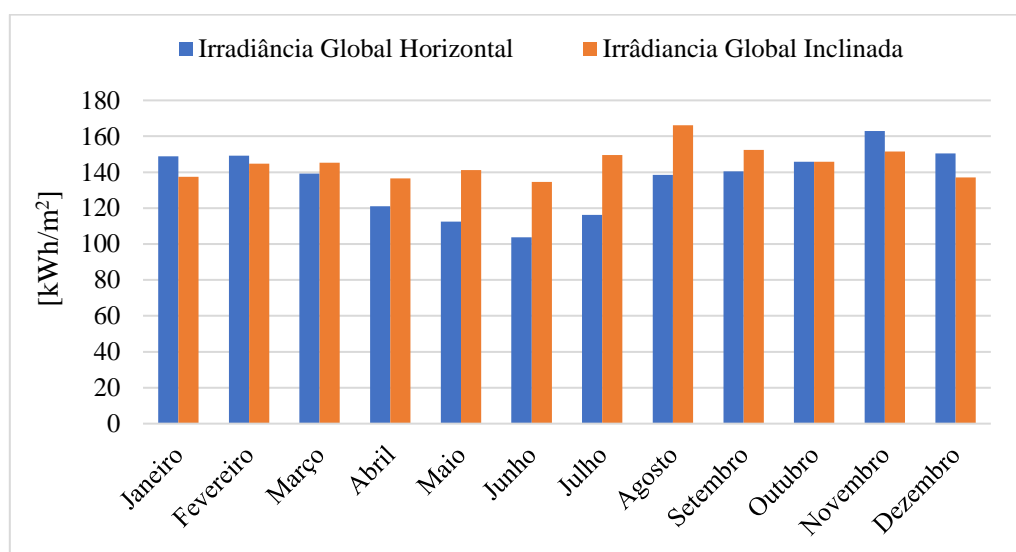


Figura 7.2 Irradiância global horizontal vs. irradiância global inclinada

Portanto, para as condições previamente propostas para micro usina instalada em solo, o mês com maior irradiância solar incidente sobre o pano inclinado é referente ao mês de agosto equivalente à $166,2 \text{ kWh/m}^2$, e mês de menor irradiância incidente é mês de junho com $134,5 \text{ kWh/m}^2$.

A partir do consumo de energia elétrica da UC no HFP no período estudado (2019), a Figura 7.3 apresenta os resultados referentes à produção de energia estimada do sistema FV e da contribuição energética desse sistema no consumo de energia no HFP, para o Cenário I.

A Figura 7.3 apresenta, a geração de energia elétrica proveniente do sistema FV, proporciona uma redução anual do consumo da energia oriunda da rede elétrica no HFP de 43,36% (média das medições).

Projetando-se os resultados para o consumo total de energia da UC, não apenas para HFP, foi possível constatar que o sistema FV proposto atendeu aproximadamente 35,94% da energia consumida pela instituição para este Cenário I.

No período do verão a irradiância média mensal costuma ser mais elevada, mesmo com o aumento do índice pluviométrico. Já no período do inverno a irradiância média é menor. Contudo, considerando o comportamento da carga, que se eleva nos períodos mais quentes, a contribuição relativa da produção própria no consumo será nos meses mais frios (61,14% em agosto) e menor nos meses mais quentes (37,65% em dezembro).

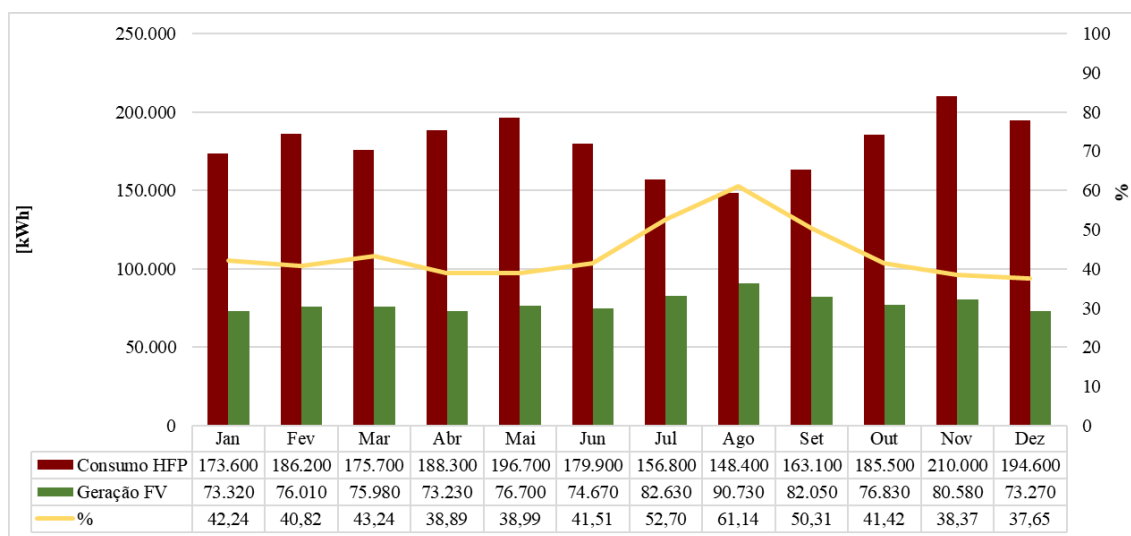


Figura 7.3 Consumo de energia HFP, energia do sistema FV, e a sua contribuição, Cenário I

Para o Cenário II, no qual o sistema fotovoltaico se limita a demanda contratada de 1.100 kW, tem-se a Figura 7.4.

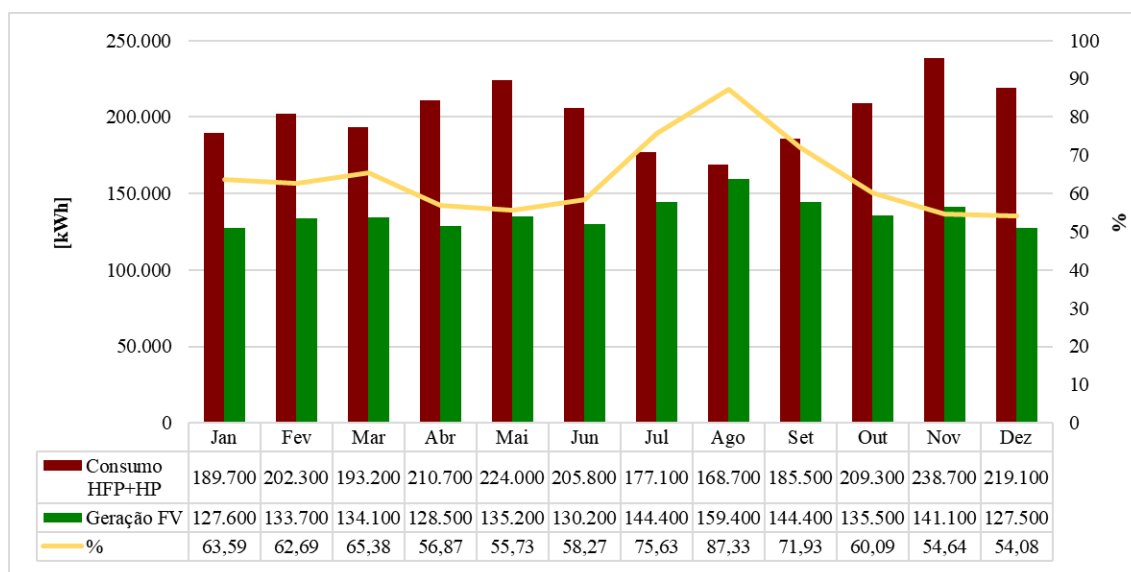


Figura 7.4 Consumo total de energia, energia do sistema FV e a sua contribuição, Cenário II

É possível verificar que a contribuição do sistema FV no Cenário II é de 63,03 % da energia consumida pela UNIFEI, sendo agosto o mês de maior contribuição relativa do sistema, alcançando 75,63%, enquanto no mês de dezembro, a contribuição do sistema, de 54,08%.

Por fim, a Figura 7.5 apresenta os resultados obtidos para o Cenário III, no qual ocorre, atendimento do consumo total de energia utilizando o fator de ajuste.

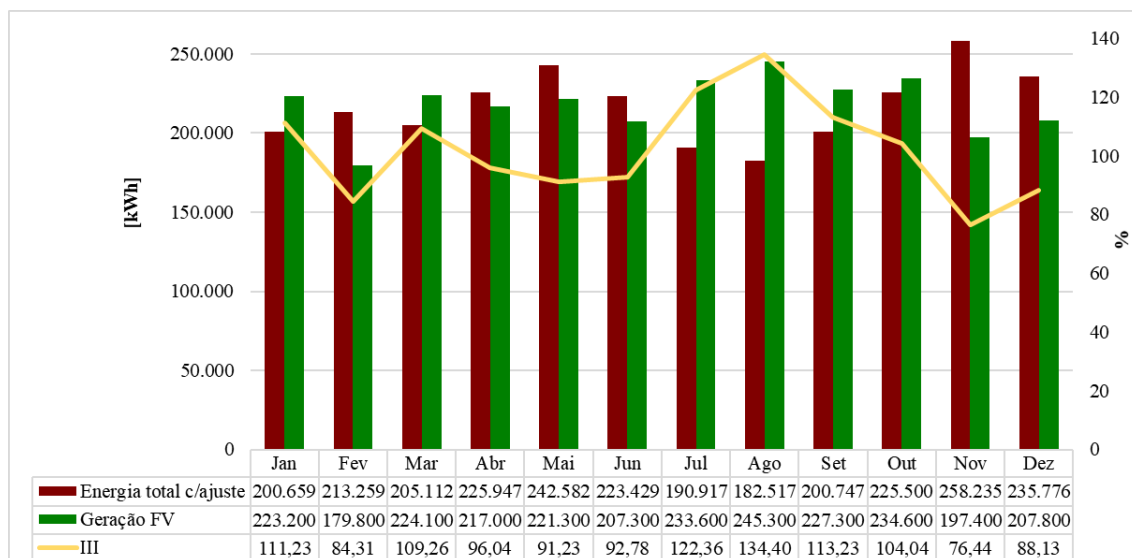


Figura 7.5 Consumo total de energia com fator de ajuste, energia do sistema FV e a sua contribuição, Cenário III

Observa-se que nos meses de janeiro, março, julho, agosto, setembro e outubro a energia gerada pelo sistema FV supera a energia consumida pelo UC, gerando excedente de produção e créditos para compensação equilibrando a produção ao consumo, verificada pelo potencial de contribuição médio anual de 100,54%.

As variáveis de produção mensal são verificadas, por exemplo em agosto quando o sistema, tem um excedente de 34,4%, e em novembro apresenta a menor contribuição, com 76,44%.

Vale ressaltar aqui, que o Cenário III implica em um aumento da demanda contratada em 400W, aumentando assim os custos fixos com a demanda contratada.

❖ Viabilidade econômica em solo

Conforme a alteração das variáveis definidas no Item 4.6, os cenários econômicos foram classificados em Pessimista, Mais provável e Otimista. A partir da composição do fluxo de caixa considerando os aspectos técnicos e econômicos, os critérios de tomada de

decisão de investimento do VPL, TIR, LCOE para cada cenário foram calculados e apresentados na Tabela 7.4.

Por fim, importa ressaltar o valor do CAPEX para cada um dos cenários econômicos, considerou a potência instalada de acordo com os Cenários I, II e III (639, 1.100 e 1.500 kWp) pretendida para cada sistema FV e considerando o custo de implementação dos sistemas fotovoltaicos instalados em solo ou telhado, em R\$/Wp de acordo com item 2.5.

Como se pode ser visto na Tabela 7.4, independentemente do tamanho do sistema, o projeto é inviável no cenário Pessimista para todos os cenários propostos (I, II e III), apresentando VPL negativo, TIR inferior a TMA e LCOE superior à Tarifa média HFP.

Tabela 7.4 Resultados análise econômica, em solo

CENÁRIO	CAPEX	VPL	TIR	LCOE R\$/kWh	Tarifa média R\$/kWh	
I	Pessimista	R\$ 3.425.040,00	- R\$ 1.474.797,52	1,49%	0,72	0,37
	Mais Provável	R\$ 2.575.170,00	R\$ 2.292.768,71	12,93%	0,38	0,37
	Otimista	R\$ 2.281.230,00	R\$ 5.174.167,24	19,85%	0,23	0,37
II	Pessimista	R\$ 5.665.000,00	- R\$ 1.808.484,81	2,84%	0,66	0,37
	Mais Provável	R\$ 4.367.000,00	R\$ 4.457.205,97	13,81%	0,36	0,37
	Otimista	R\$ 3.861.000,00	R\$ 9.537.679,94	20,87%	0,21	0,37
III	Pessimista	R\$ 7.725.000,00	- R\$ 2.362.527,83	3,02%	0,62	1,07 ¹³
	Mais Provável	R\$ 5.955.000,00	R\$ 6.471.239,34	14,13%	0,34	1,07
	Otimista	R\$ 5.265.000,00	R\$ 13.807.718,66	21,36%	0,20	1,07

Como esperado, nos Cenário I, II e III o Cenário Otimista foi possível obter os melhores resultados quanto aos indicadores de tomada de decisão, tendo a TIR atingido

¹³ No Cenário III, ocorre a compensação da Tarifa de energia nos horários HFP e HP, deste modo utiliza-se o valor médio da Tarifa nos horários HFP e HP.

os índices 19,85%, 20,87% e 21,36%, respectivamente. O Custo Nivelado de Energia – LCOE, obtido representa 60,5%, da tarifa regulada no HFP de 2020.

No Cenário Mais Provável, considerado o mais importante para análise da viabilidade econômico-financeira em razão da probabilidade de concretização, foi obtida uma TIR com índice 12,93% (Cenário I), 13,81% (Cenário II), e 14,13% (Cenário III) e um LCOE de aproximadamente 86,84% da tarifa regulada no HFP.

7.2 – Análise exérgica

➤ Primavera

Na região o período da primavera tem como característica climatológica céu com maior incidência de nuvens, temperaturas amenas e agradáveis. O primeiro dia da primavera dia 22 de setembro, conhecida como equinócios o ângulo de declinação solar é zero, o que significa raios solares incidente paralelamente ao plano do equador (VILLALVA; 2015).

Durante as medições realizadas no período da primavera, foi observado o início do sombreamento parcial no sistema FV a partir das 14h50min e das 14h00min para as medições realizadas no dia 28 de setembro e 28 de outubro, respectivamente. Deste modo constata-se que, com o aumento do ângulo de declinação solar, que varia ao longo do ano devido a inclinação do eixo de rotação terrestre, faz com que o início do sombreamento no sistema, varie ao longo do ano.

A irradiância solar incidente, a temperatura ambiente e a temperatura do módulo fotovoltaico em função do tempo, são traçados para os dias 28 de setembro e 28 de outubro, como pode ser visto nas Figuras 7.6 e 7.7, respectivamente.

Ao analisar o comportamento da curva de irradiância solar na Figura 7.6a, fica claro se tratar de um dia com céu limpo pela manhã e céu encoberto por nuvens no período da tarde. A temperatura ambiente para as medições realizadas no dia 28, variou de 34,3°C às 14h00min, a 24,8°C registrada às 09h00min. A temperatura máxima do módulo de 66,9°C registrada 12h00min, horário em que se obteve a máxima irradiância de 1.303 W/m².

Da Figura 7.6b, ainda que ocorra uma grande variação da irradiância a partir das 11h30min, a curva de irradiância e de potência na saída do inversor se comportam de maneira análoga até as 14h50min, momento em que se inicia o sombreamento no sistema.

Como pode ser observado ainda que ocorra um aumento na irradiância às 15h00min, a curva da potência gerada não segue o mesmo comportamento.

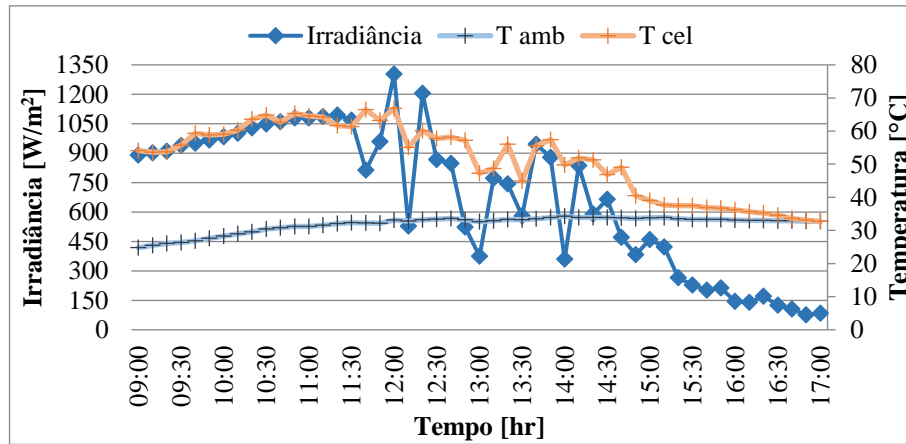
De acordo com os dados obtidos nos dois dias de medições, a potência máxima na saída do inversor obtida pelo sistema FV, equivalente a 1.050 W, ocorreu às 12h20min do dia 28 de setembro, ao passo que a menor potência na saída corresponde a 30 W, ocorreu às 17h00min.

De acordo com as medições realizadas no dia 28 de outubro, da análise da Figura 7.7, é possível perceber que se trata de um dia de céu claro até às 14h50min, momento em que ocorre incidência de nuvens, demonstrado pela variação da irradiância solar. Da análise dos dados obtidos pela estação meteorológica da UNIFEI, constatou-se que a temperatura ambiente para período analisado variou de 25,4°C a 32,9°C registrado às 09h00min e às 16h00min, respectivamente. A temperatura do módulo fotovoltaico atingiu seu valor máximo de 65,8°C às 11h00min e seu valor mínimo de 31,6°C às 16h20min.

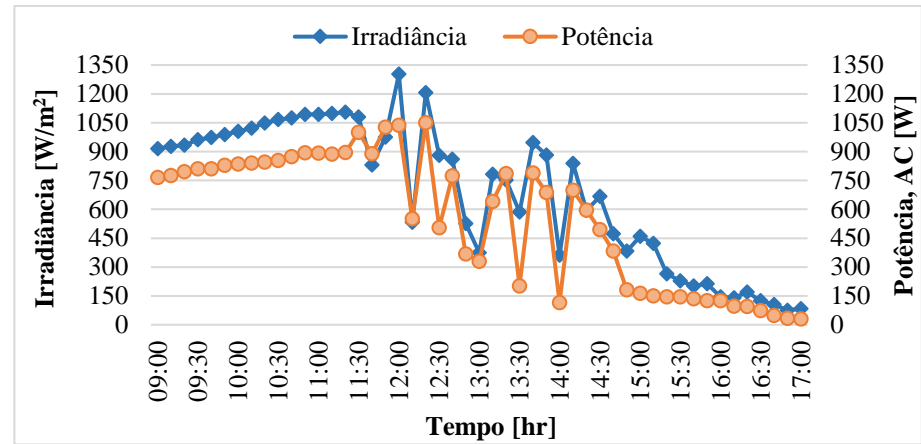
A análise do comportamento das curvas de irradiância solar e de potência gerada na saída através da Figura 7.7b, demonstra de forma clara os efeitos do sombreamento parcial na potência gerada pelo sistema. O sombreamento ainda que parcial do sistema fotovoltaico, faz com que a potência gerada decresça de aproximadamente 89% em um intervalo de vinte minutos.

De acordo com os dados obtidos a potência gerada do sistema atingiu seu valor máximo de 1.023 W às 11h10min momento em que a irradiância solar obteve seu valor máximo de 1.343 W/m².

Ao se comparar o comportamento do sistema para os dois analisados, observa-se que o efeito de sombreamento ainda que parcial do sistema impacta de maneira mais intensa na potência gerada em um dia de céu claro do que em um dia de céu com incidência de nuvens.

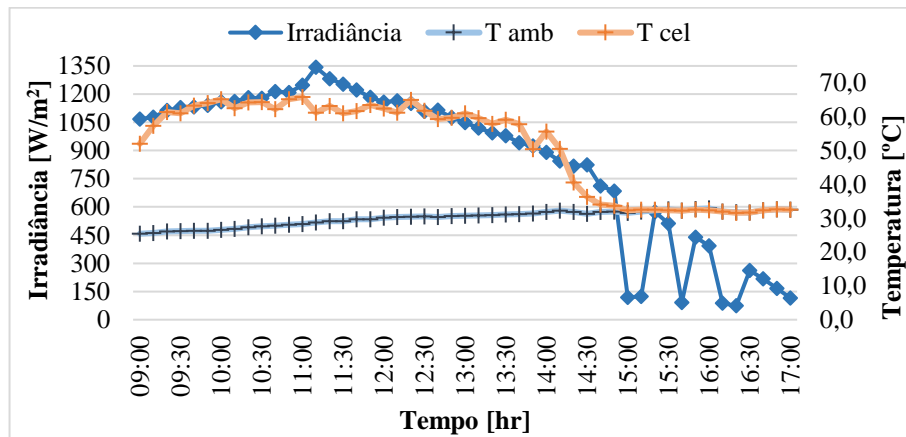


(a)

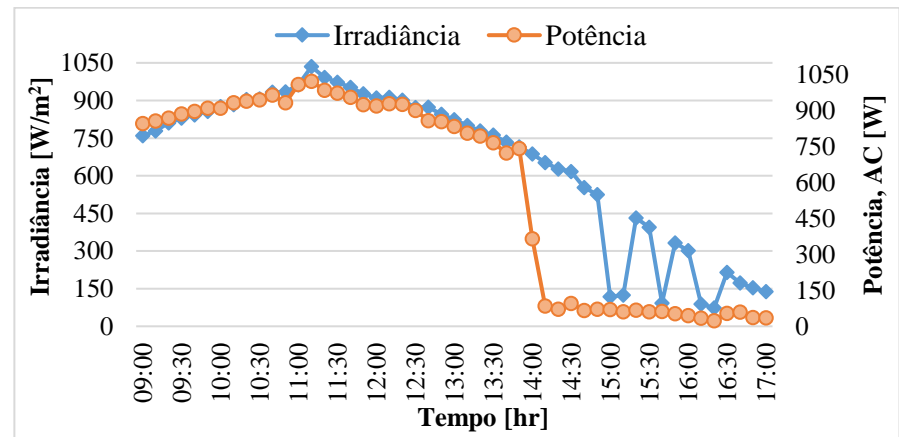


(b)

Figura 7.6 (a)Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC), no dia 28 de setembro de 2020



(a)



(b)

Figura 7.7 (a)Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC), no dia 28 de outubro de 2020

As Figuras 7.8 e 7.9 apresentam a variação da tensão máxima em função da temperatura de operação do módulo fotovoltaico.

Nas medições realizadas no dia 28 de setembro, a máxima temperatura de operação do sistema e a mínima tensão de saída, equivalentes a 66,9 °C e 111 V, respectivamente, foi registrada as 12h00min. As 11h10min do dia 28 de outubro, foram registrados a temperatura máxima do módulo e a tensão mínima equivalentes a 66,2 °C e 119 V.

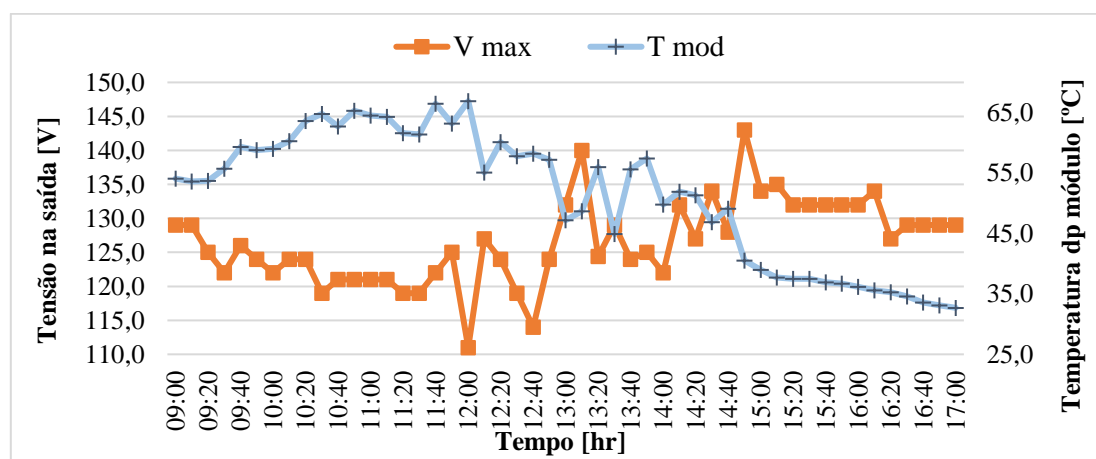


Figura 7.8 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 28 de setembro de 2020

Verifica-se através da Figura 7.9, que o sombreamento do sistema também interfere na tensão de saída do sistema. Com início do sombreamento as 13h50min ocorre uma elevação na tensão de saída do sistema, decorrente da diminuição na temperatura dos módulos fotovoltaicos e queda a corrente que ocorrem devido ao sombreamento do sistema.

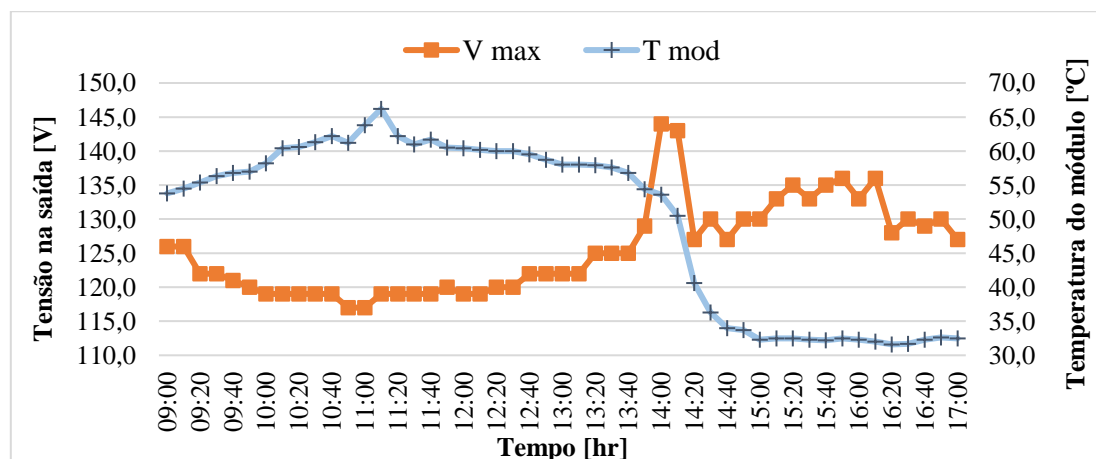


Figura 7.9 Variação da tensão de saída do sistema pela temperatura do módulo FV no dia 28 de outubro de 2020

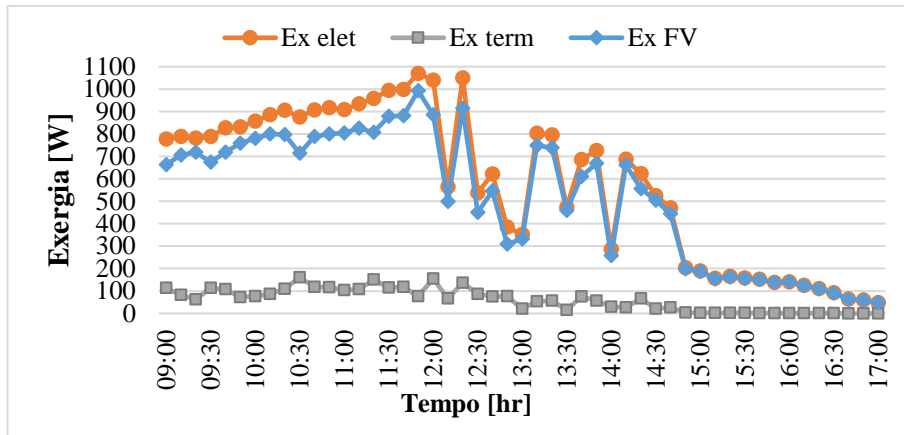
A Figura 7.10 demonstra a variação da exergia elétrica, da exergia térmica do sistema FV e exergia fotovoltaica em função do tempo, ao longo do dia 28 de setembro. A exergia elétrica atingiu seu valor máximo de 1.070 W registrado às 11h50min, seu valor mínimo 45,88 W foi obtido às 17h00min. Ao observar o comportamento da curva da exergia térmica em função do tempo, percebe que a exergia térmica varia ao longo do tempo até atingir seu valor máximo 160,85 W às 10h30min. A exergia FV máxima e mínima variou entre 988,65 e 38,40 W registrada as 11h10min e as 16h20min, respectivamente.

Observando-se o comportamento das curvas da exergia solar, e eficiência energética na Figura 7.10b, verifica-se grandes variações da exergia solar ao longo do tempo, por se tratar de um dia de céu encoberto após às 11h30min. A exergia solar variou de 8.547,48 a 556,97 W registrado às 12h00min e 16h50min, respectivamente. Ao longo do período analisado a eficiência exergética do sistema variou de 13,5% a 5,50%, com registro as 14h10min e as 15h10min, momento em que se tem início do sombreamento do sistema.

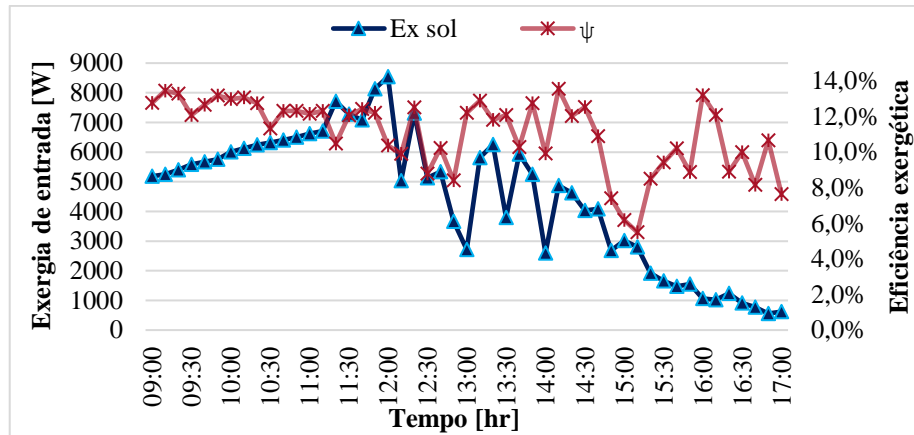
De acordo com os dados coletados no dia 28 de outubro, a variação máxima e mínima da exergia elétrica e da exergia térmica, equivalentes a 1.134 W e 486 W, registrados às 11h10min e 10h00min, respectivamente, enquanto os valores mínimos correspondem a 52 W e 0,1 W respectivamente. Entretanto é possível observar que com início do sombreamento do sistema, a exergia térmica diminui de forma gradativa, até que a temperatura dos módulos fotovoltaicos do sistema se iguale a temperatura ambiente. A exergia FV atingiu seu valor máximo de 988,65 W registrado às 11h10min, e seu valor mínimo corresponde 38,40 W registrado as 16h20min respectivamente.

Através da Figura 7.11b, constatou-se que a curva da exergia solar aumenta gradativamente até atingir seu valor máximo de 7.623,99 W registrado às 11h10min, diminuindo de forma gradativa até uma queda abrupta registrada às 15h00min. A eficiência exergética variou de 13,32% a 1,04% registrado às 13h20min e às 14h10min, evidenciando o efeito de sombreamento parcial sobre o sistema em um dia de céu claro.

Comparando-se os valores da eficiência exergética média extraída ao longo dos dois dias de medições, com valores obtidos foram de 11,04% e 8,89% para as medições realizadas nos dias 28 de setembro e 28 de outubro de 2020, respectivamente.

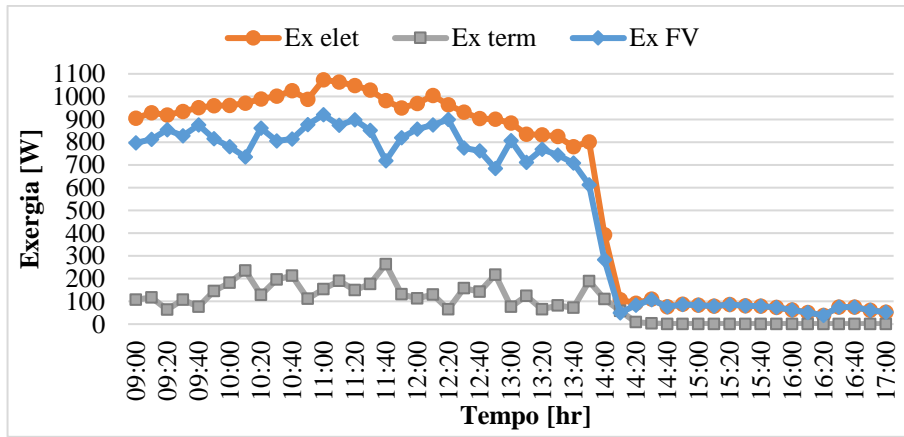


(a)

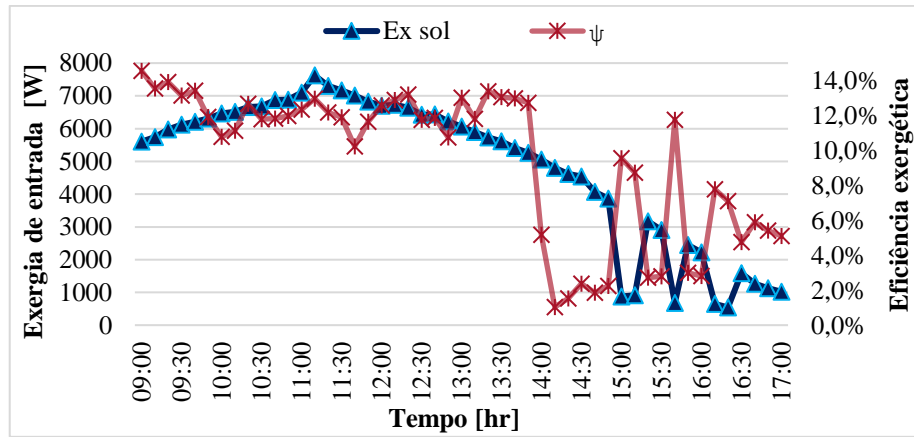


(b)

Figura 7.10 (a) Variação da exergia elétrica e exergia térmica; (b) Exergia solar, eficiência exergetica no dia 28 de setembro de 2020



(a)



(b)

Figura 7.11 (a) Variação da exergia elétrica e exergia térmica; (b) Exergia solar, eficiência exergetica no dia 28 de outubro de 2020

➤ **Outono**

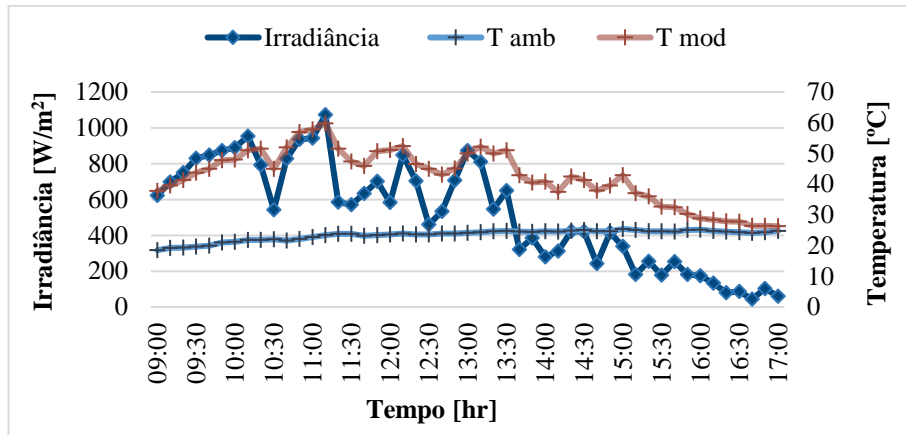
No intuito de permitir a análise exergética de um microsistema fotovoltaico nas quatro estações do ano, foram realizadas medições nos dias 16 de abril e 07 de maio de 2021, período caracterizado pelo outono.

Como sabido, a maior incidência de nuvens e a maior amplitude térmica do ano, são características climatológicas mais marcantes do outono na região Sudeste.

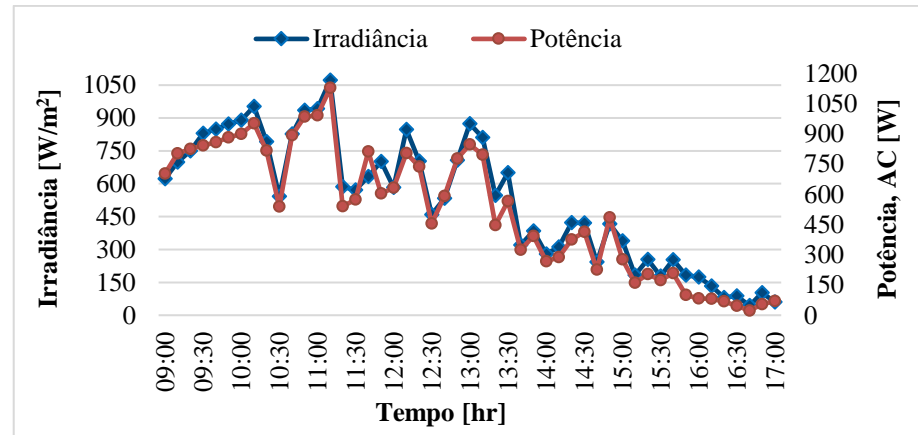
Da Figura 7.12 observa-se a variação da temperatura do módulo fotovoltaico e potência do sistema, de acordo com as variações da temperatura ambiente e da irradiância incidente, para os dias 16 de abril e 07 de maio.

De acordo com os dados coletados no dia 16 de abril, a irradiância solar incidente atingiu seu valor máximo de 1.072 W/m^2 , 11h10min, instante em que se registrou a temperatura máxima atingida pelo módulo equivalente a $59,8 \text{ }^\circ\text{C}$ e a potência máxima gerada pelo sistema de 1.127 W , como ilustrado na Figura 7.12b.

No dia 07 de maio, os valores máximos de irradiância e temperatura do módulo, foram registrados as 12h20min, equivalentes à 829 W/m^2 e $59,3 \text{ }^\circ\text{C}$. A potência máxima equivalente a 849 W registrada as 13h20min, assim como discutido anteriormente, ocorre após nebulosidade parcial, como pode se observar na Figura 7.13b

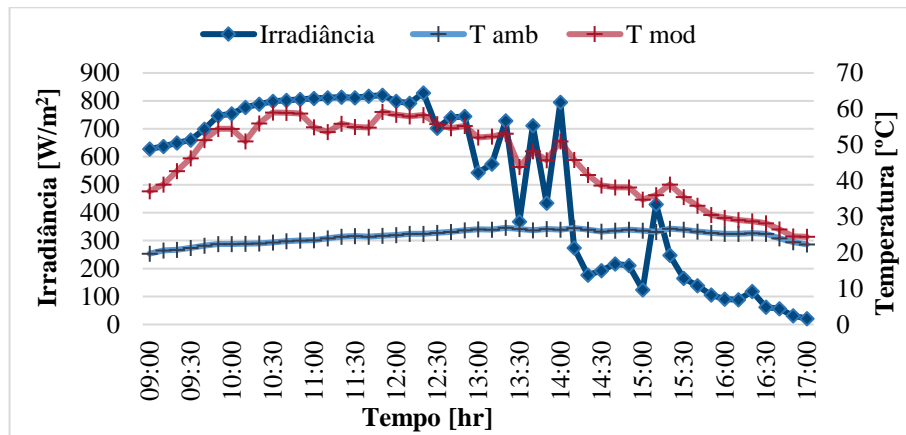


(a)

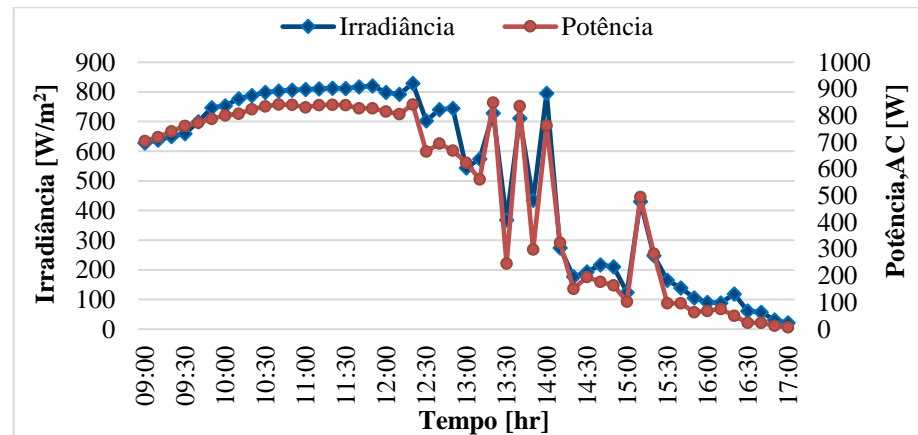


(b)

Figura 7.12 (a) Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC) no dia 16 de abril de 2021



(a)



(b)

Figura 7.13 (a) Variação da temperatura do módulo FV para diante das variações das condições ambientes; (b) Irradiância incidente na superfície inclinada e a potência na saída (AC) no dia 07 de maio de 2021

As Figuras 7.14 e 7.15 representam a variação da tensão na saída do sistema nos dois dias analisados. Nas medições realizadas no dia 16 de abril a tensão na saída variou de 122 a 142 V, nas medições realizadas no dia 07 de maio variou de 110 a 140 V.

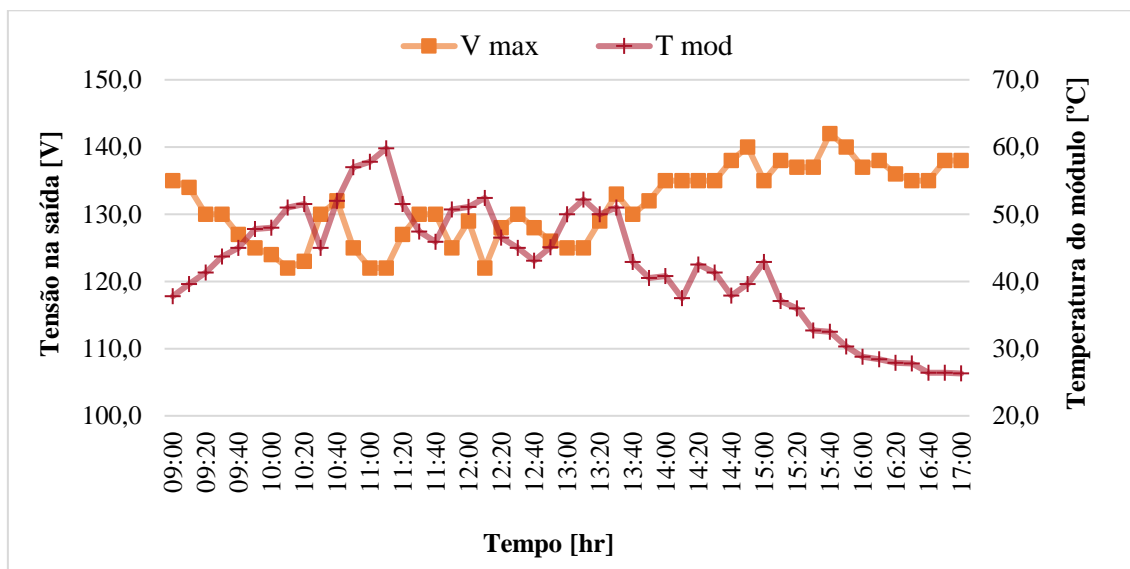


Figura 7.14 Variação da tensão de saída do sistema vs temperatura do módulo FV, dia 16 de abril de 2021

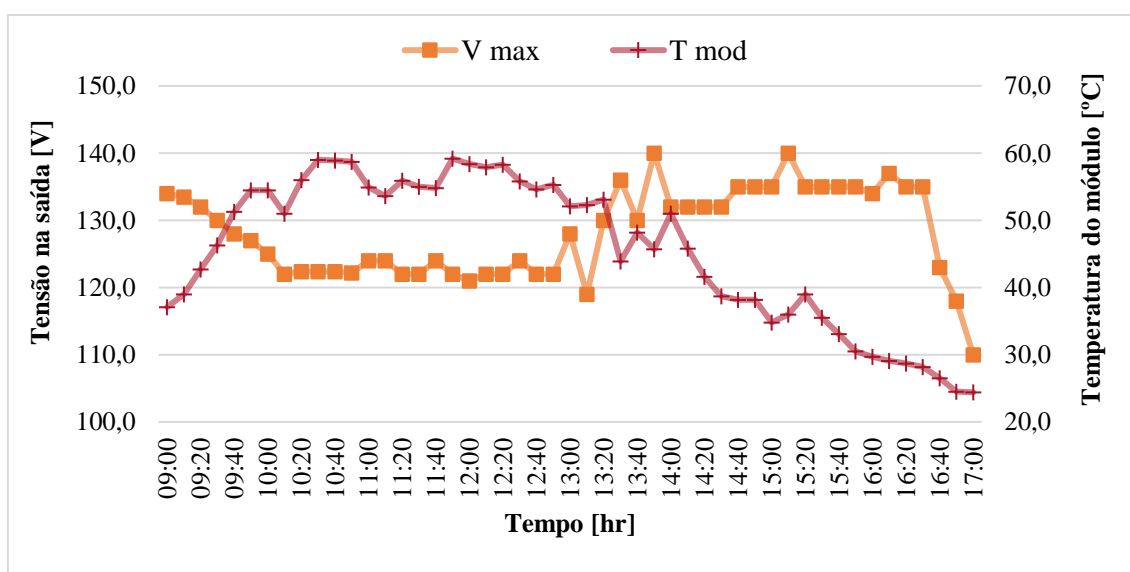


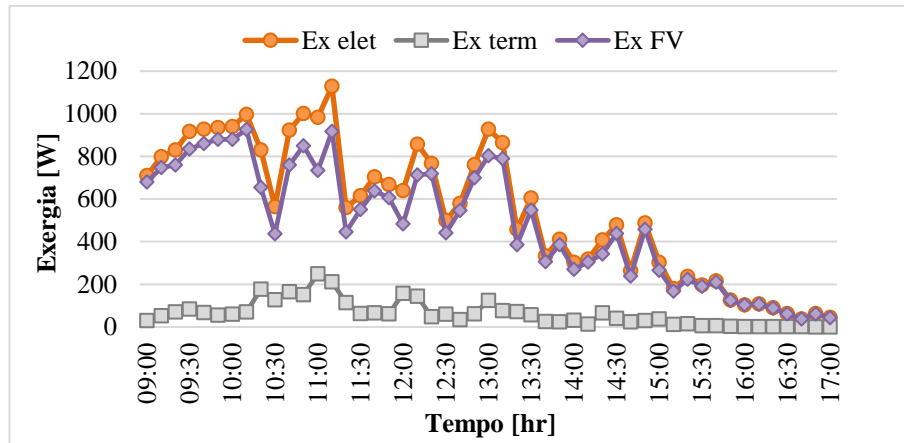
Figura 7.15 Variação da tensão de saída do sistema vs temperatura do módulo FV, dia 7 de maio de 2021

As Figuras 7.16 e 7.17 demonstram a variação da exergia, elétrica, térmica e fotovoltaica em função do tempo, ao longo dos dias 16 de abril e 07 de maio, respectivamente.

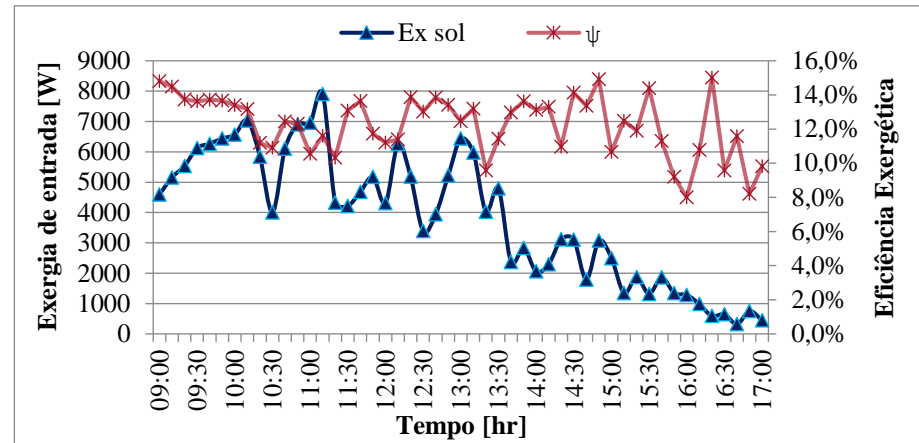
Os dados obtidos no dia 16 de abril, demonstram que a exergia elétrica e a exergia térmica, atingiram seu valor máximo de 1.128,50W e 211,17 W registrado às 11h10min,

momento em que ocorre a potência máxima instantânea gerada pelo sistema. O valor máximo da exergia fotovoltaica de 925,91 W, foi registrado às 10h10min. Da Figura 7.16b a exergia solar máxima equivalente a 7.911,24 W. No período analisado a eficiência exérgica do sistema, variou de 15,0% a 8,0%, resultando em uma eficiência exérgica média de 11,80%.

No dia 07 de maio, os valores máximos de exergia elétrica e exergia térmica, registrados foram de 867,42 e 135,74 W, respectivamente. A exergia fotovoltaica máxima equivalente a 793,04 W, ocorreu as 11h40min. A eficiência exérgica do sistema variou de 15,82% a 6,34%, e eficiência exérgica média de 11,48%.

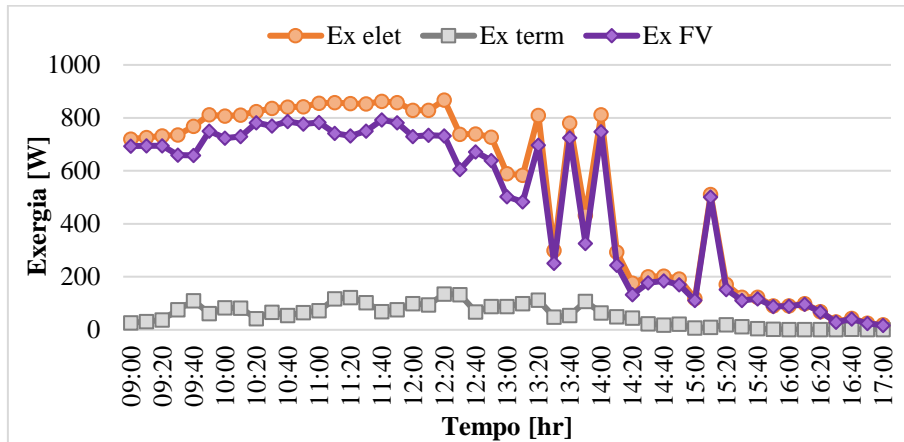


(a)

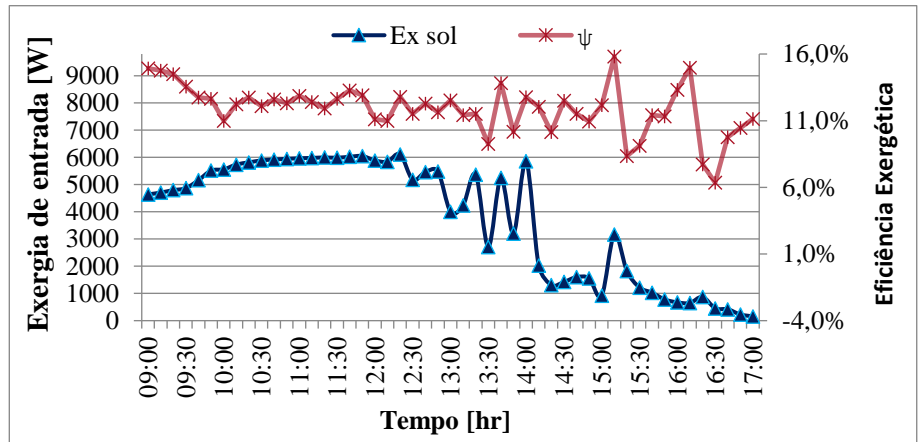


(b)

Figura 7.16 (a) Variação exergia elétrica, exergia térmica e exergia fotovoltaica; (b) exergia solar e eficiência exergética, no dia 16 de abril de 2021



(a)



(b)

Figura 7.17 (a) Variação exergia elétrica, exergia térmica e exergia fotovoltaica; (b) exergia solar e eficiência exergética, no dia 07 de maio de 2021

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012.

ABSOLAR. BRASIL TEM MARCA HISTÓRICA COM MICRO E MINIGERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR. Disponível em: <<http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-fotovoltaica-atinge-marca-historica-no-brasil.html>>. Acessado em: 25/5/2018.

ABSOLAR. Energia solar cresce forte no Brasil em 2019. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-cresce-forte-no-brasil-em-2019/>>. Acessado em: 10/6/2021.

AGUIAR, R.; COLLARES-PEREIRA, M. TAG: A time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation. **Solar Energy**, v. 49, n. 3, p. 167–174, 1992. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0038092X9290068L>>. .

AGUIAR, R. J.; COLLARES-PEREIRA, M.; CONDE, J. P. Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices. **Solar Energy**, v. 40, n. 3, p. 269–279, 1988. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0038092X88900497>>. .

AKYUZ, E.; COSKUN, C.; OKTAY, Z.; DINCER, I. A novel approach for estimation of photovoltaic exergy efficiency. **Energy**, v. 44, n. 1, p. 1059–1066, 2012. Elsevier.

ANEEL. **Por Dentro da Conta de Luz**. Brasília, 2008.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414**. 2010.

ANEEL. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acessado em: 25/3/2018a.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 2015 da ANEEL. **Aneel**, p. 24, 2015b.

ANEEL. Por da conta de luz: informação de utilidade pública. **Aneel**, p. 40, 2016.

ANEEL. Micro e minigeração distribuídas. **Cadernos Temáticos ANEEL**, p. 34, 2016.

ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>. Acessado em: 13/8/2019.

ANEEL. **Geração distribuída**. Disponível em: <app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acessado em: 16/6/2021.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Entendendo a Tarifa**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_>

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N° 482, De 17 de Abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. .

ATTARI, K.; ELYAAKOUBI, A.; ASSELMAN, A. Performance analysis and investigation of a grid-connected photovoltaic installation in Morocco. **Energy Reports**, v. 2, December 2015, p. 261–266, 2016. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egy.2016.10.004>>. .

BAYAT, M.; OZALP, M. **Energy, Exergy and Exergoeconomic Analysis of a Solar Photovoltaic Module**. Elsevier, 2018.

BEN. Balanço Energético Nacional 2020: Relatório síntese, ano base 2019. **Empresa de Pesquisa Energética**, p. 73, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>. .

BENDATO, I.; CASSETTARI, L.; MOSCA, M.; MOSCA, R. A design of experiments / response surface methodology approach to study the economic sustainability of a 1 MWE photovoltaic plant. , v. 51, p. 1664–1679, 2015. Elsevier.

BOYLE, G. **Renewable Energy Power for a Sustainable Future**. 2nd ed. ed. UK, 2012.

CAMPOS, H. V. DE. B. **Geração Distribuída De Energia Solar Fotovoltaica Na Matriz Elétrica De Curitiba E Região: Um Estudo De Caso**. Dissertação (mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.

EL CHAAR, L.; LAMONT, L. A.; EL ZEIN, N. Review of photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 5, p. 2165–2175, 2011. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.004>>. .

CHUNDURI, S. K.; SCHMELA, M. PERC Solar Cell Technology 2016 Background, Status and Outlook. **Taiyang news**, 2016.

COSTA, T. M. G. **Metodologia para projeto de microgeração fotovoltaica**. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.

CRESESB. Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>. Acessado em: 25/4/2017.

DAVID, M.; LAURET, P.; BOLAND, J. Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. **Renewable Energy**, v. 51, p. 124–131, 2013. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.074>>. .

DIERAUF, T.; GROWITZ, A.; KURTZ, S.; HANSEN, C. Weather-Corrected Performance Ratio. **NREL Technical Report NREL/TP-5200-57991**, , n. April, p. 1–16, 2013.

DINCER, I. The role of exergy in energy policy making. **Energy Policy**, v. 30, n. 2, p. 137–149, 2002.

DUFFIE, A. JOHN; BECKMAN, A. W. **of Thermal Processes Solar Engineering of Thermal Processes**. Fourth Edi ed. 2013.

DURAN SAHIN, A.; DINCER, I.; ROSEN, M. A. Thermodynamic analysis of solar photovoltaic cell systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 91, n. 2–3, p.

153–159, 2007.

ENEL. O peso dos encargos e tributos no setor elétrico. Disponível em: <<https://www.enelenergialivre.com.br/conteudos/o-peso-dos-encargos-e-tributos-no-setor-eletrico/>>. Acessado em: 16/1/2021.

EPE. **Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. 2013.

EPE. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. 2014.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída**, 2021.

HASAPIS, D.; SAVVAKIS, N.; TSOUTSOS, T.; et al. Design of large scale prosuming in Universities: The solar energy vision of the TUC campus. **Energy and Buildings**, v. 141, p. 39–55, 2017. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.01.074>>. .

HENNER, D.; REN21. **Ren21**. 2020.

HEPBASLI, A. A key review on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 3, p. 593–661, 2008.

HINDERINK, A. P.; VAN DER KOOI, H. J.; DE SWAAN ARONS, J. On the efficiency and sustainability of the process industry. **Green Chemistry**, v. 1, n. 6, p. G176–G180, 1999. Disponível em: <<http://xlink.rsc.org/?DOI=a909915h>>. .

HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, v. 67, p. 612–617, 2014. Elsevier.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mg/itajuba/panorama>>. Acessado em: 8/7/2019.

IEA. Global Energy Review 2019. **Global Energy Review 2019**, 2020.

INEICHEN, P. Global irradiance on tilted and oriented planes: model validations. **University of Geneva**, , n. February, p. 73, 2011.

IRENA. **RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2019**. 2019.

JAMIL, I.; ZHAO, J.; ZHANG, L.; JAMIL, R.; RAFIQUE, S. F. Evaluation of Energy Production and Energy Yield Assessment Based on Feasibility, Design, and Execution of 3 × 50 MW Grid-Connected Solar PV Pilot Project in Nooriabad. **International Journal of Photoenergy**, v. 2017, 2017.

JANSSEN, R. **Towards Energy Efficient Bulding in Europe, Euro ACE**. London, UK, 2004.

JOSHI, A. S.; DINCER, I.; REDDY, B. V. Thermodynamic assessment of photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 83, n. 8, p. 1139–1149, 2009. Elsevier Ltd.

KALKAN, N.; BERGIN, K.; CANGUL, O.; et al. A renewable energy solution for Highfield Campus of University of Southampton. **Renewable and Sustainable Energy**

Reviews, v. 15, n. 6, p. 2940–2959, 2011. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.040>>. .

KAREEM, F. A.; KHALAF, D. Z.; LAFTA, N. S.; LATEEF, Y. A. Energy and exergy analysis of a solar photovoltaic performance in Baghdad. **Journal of Mechanical Engineering Research and Developments**, v. 42, n. 2, p. 44–49, 2019.

KAZEM, H. A.; ALBADI, M. H.; AL-WAELI, A. H. A.; AL-BUSAIDI, A. H.; CHAICHAN, M. T. Techno-economic feasibility analysis of 1MW photovoltaic grid connected system in Oman. **Case Studies in Thermal Engineering**, v. 10, n. April, p. 131–141, 2017. Elsevier Ltd. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.csite.2017.05.008>>. .

KOMRIT, S. **Comparative Analyses of Solar Photovoltaic, Wind, and Hybrid Energy Systems: case study of Thailand**, 2020. California State University. Disponível em: <<https://csus-dspace.calstate.edu/handle/10211.3/216948>>. .

KORONAKIS, P. S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. **Solar Energy**, v. 36, n. 3, p. 217–225, 1986.

KREUWEL, F. P. M.; KNAP, W. H.; VISSER, L. R.; et al. Analysis of high frequency photovoltaic solar energy fluctuations. **Solar Energy**, v. 206, n. March, p. 381–389, 2020. Elsevier. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.05.093>>. .

KUMAR, M.; KUMAR, A. Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, n. May, p. 554–587, 2017. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083>>. .

LEE, J.; CHANG, B.; AKTAS, C.; GORTHALA, R. Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable Energy**, v. 99, p. 452–464, 2016. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.07.009>>. .

DE LIMA, L. C.; DE ARAÚJO FERREIRA, L.; DE LIMA MORAIS, F. H. B. Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 79–85, 2017.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. **Solar Energy**, v. 7, n. 2, p. 53–74, 1963.

LOPES, D. G. **Análise de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Estudo de Caso dos Projetos da Chamada Nº13 da ANEEL**. Tese (doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, 2014.

LU, Z. H.; YAO, Q. Energy analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers. **Solar Energy**, v. 81, n. 5, p. 636–647, 2007.

LUCIVÂNIO JATOBÁ¹, ALINEAUREA FLORENTINO SILVA², J. D. G.; 1PROF. Revista Brasileira de Geografia Física. **Revista Brasileira de Geografia Física**, v. 06, p. 1275–1291, 2017.

MCTI. Fatores de Emissão da Margem de Operação pelo Método da Análise de Despacho. .

MILOSAVLJEVI, D. D.; PAVLOVI, T. M.; PIR, D. S. Performance analysis of A grid-connected solar PV plant in Ni š , republic of Serbia. , v. 44, p. 423–435, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Plano Decenal de Energia 2024. **Empresa de Pesquisa Energética**, p. 467, 2015. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat?rio Final do PDE 2024.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat?rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf)>. .

MPDG. Painel de Custeio Administrativo. Disponível em: <<https://paineldecusteio.planejamento.gov.br/custeio.html>>. Acessado em: 10/6/2021.

NAKABAYASHI, R. K. Microgeração Fotovoltaica No Brasil : Condições Atuais E Perspectivas Futuras. **Instituto De Energia E Ambiente Programa De Pós-Graduação Em Energia**, 2014.

PADOVAN, A.; DEL COL, D. Measurement and modeling of solar irradiance components on horizontal and tilted planes. **Solar Energy**, v. 84, n. 12, p. 2068–2084, 2010. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2010.09.009>>. .

PANDEY, A. K. **Exergy analysis and exergoeconomic evaluation of renewable energy conversion systems**, 2013. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10603/16319>>.

PANDEY, A. K.; PANT, P. C.; SASTRY, O. S.; KUMAR, A.; TYAGI, S. K. Energy and exergy performance evaluation of a typical solar photovoltaic module. **Thermal Science**, v. 19, p. S625–S636, 2015.

PANDEY, A. K.; TYAGI, V. V.; TYAGI, S. K. Exergetic analysis and parametric study of multi-crystalline solar photovoltaic system at a typical climatic zone. **Clean Technologies and Environmental Policy**, v. 15, n. 2, p. 333–343, 2013.

PARK, S. R.; PANDEY, A. K.; TYAGI, V. V.; TYAGI, S. K. Energy and exergy analysis of typical renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p. 105–123, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.011>>. .

PENG, J.; LU, L.; YANG, H. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, p. 255–274, 2013. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.035>>. .

PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar Energy**, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990.

PEREZ, R. R.; INEICHEN, P.; MAXWELL, E. L.; SEALS, R. D.; ZELENKA, A. Dynamic global-to-direct irradiance conversion models. **ASHRAE Transactions**, v. 98, n. pt 1, p. 354–369, 1992.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A.; ROGÉRIO DOS SANTOS ALVES; ALEX SOARES DE SOUZA, ET ALL. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014.

PINTO, G. X. A. **Impactos da Geração Solar Fotovoltaica e da Modalidade de Contratação da Energia Elétrica Sobre as Despesas com Energia Elétrica em Campus Universitário**. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, 2018.

RAWAT, R.; KAUSHIK, S. C.; SASTRY, O. S.; SINGH, Y. K.; BORA, B. Energetic and exergetic performance analysis of CdS/CdTe based photovoltaic technology in real operating conditions of composite climate. **Energy Conversion and Management**, v. 110, p. 42–50, 2016. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.069>>. .

REGEL, A. R.; GLAZOV, V. M. *Physical Properties of Electronic Melts.*, 1980. Nauka, Moscow, UK: 1980.

ROBERTS, J. J. **Otimização de Sistemas Híbridos de Geração de Energia Solar-Eólico-Diesel através de Métodos Metaheurísticos e Função Multiobjetivo.** Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2016.

ROBERTS, J. J.; CASSULA MAROTTA, A.; FREIRE JUNIOR, J. C.; PRADO, P. O. Simulation and Validation of Photovoltaic System Performance Models. **Book of Abstracts and Proceedings of 11th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission: CLAGTEE 2015**, November 2018, p. 82, 2015.

ROSEN, M. A.; BULUCEA, C. A. Using exergy to understand and improve the efficiency of electrical power technologies. **Entropy**, v. 11, n. 4, p. 820–835, 2009.

SARHADDI, F.; FARAHAT, S.; AJAM, H.; BEHZADMEHR, A. Exergetic Optimization of a Solar Photovoltaic Array. **Journal of Thermodynamics**, v. 2009, p. 1–11, 2009.

SCHEER, H. **Economia Solar Global.** 1º ed. Rio de Janeiro: 2002, 2001.

SHARMA, V.; CHANDEL, S. S. Performance analysis of a 190kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India. **Energy**, v. 55, p. 476–485, 2013. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.075>>. .

SHUKLA, A. K.; SUDHAKAR, K.; BARENDAR, P. Exergetic assessment of BIPV module using parametric and photonic energy methods: A review. **Energy and Buildings**, v. 119, p. 62–73, 2016. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.03.022>>. .

SHUKLA, A.; KHARE, M.; SHUKLA, K. N. Experimental Exergetic Performance Evaluation of Solar PV module. **International Journal of Scientific and Research Publications**, v. 5, n. 1, p. 1–9, 2015.

SHUKLA, K. N.; RANGNEKAR, S.; SUDHAKAR, K. A comparative study of exergetic performance of amorphous and polycrystalline solar PV modules. **International Journal of Exergy**, v. 17, n. 4, p. 433, 2015. Disponível em: <<http://www.inderscience.com/link.php?id=71559>>. .

SILVA, M. K. **Estudo de modelos matemáticos para análise da radiação solar e desenvolvimento de ferramenta para modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos.** Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2019. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/335282>>.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 614–624, 2009. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>>.

SUBTIL LACERDA, J.; VAN DEN BERGH, J. C. J. M. Diversity in solar photovoltaic energy: Implications for innovation and policy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 54, p. 331–340, 2016. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.032>>.

SUDHAKAR, K.; SRIVASTAVA, T. Energy and exergy analysis of 36 W solar

photovoltaic module. **International Journal of Ambient Energy**, v. 35, n. 1, p. 51–57, 2014.

SUKUMARAN, S.; SUDHAKAR, K. Performance analysis of solar powered airport based on energy and exergy analysis. **Energy**, v. 149, p. 1000–1009, 2018. Elsevier Ltd. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.095>>. .

TALAVERA, D. L.; CASA, J. DE; ALMONACID, G. Grid parity and self-consumption with photovoltaic systems under the present regulatory framework in Spain : The case of the University of Jaén Campus. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, p. 752–771, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.023>>.

TAMIZHMANI, G.; ISHIOYE, J.-P.; VOROPAYEV, A.; KANG, Y. Photovoltaic performance models: an evaluation with actual field data. In: N. G. Dhere (Org.); . p.70480W, 2008. Disponível em: <<http://proceedings.spiedigitallibrary.org/proceeding.aspx?doi=10.1117/12.794245>>. .

TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic Module Thermal/Wind Performance : Long-Term Monitoring and Model Development For Energy Rating. **NCPV and Solar Program Review Meeting**, p. 936–939, 2003.

THEVENARD, D.; DRIESSE, A. Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. **Technology**, 2010.

TYAGI, V. V.; RAHIM, N. A. A.; RAHIM, N. A.; SELVARAJ, J. A. L. Progress in solar PV technology: Research and achievement. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 443–461, 2013. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.028>>. .

UMAR, N. H.; BORA, B.; UMAR, N.; BANERJEE, C.; PANWAR, B. S. Synthesis of Mixed phase Titania-Carbon nanotube nanocomposite for Dye Sensitized Solar Cell View project Comparison of different PV power simulation softwares: case study on performance analysis of 1 MW grid-connected PV solar power plant. , v. 7, n. August, p. 11–24, 2018. Disponível em: <www.ijesi.org%7C%7CVolumewww.ijesi.org>. .

VELAZQUEZ, L.; MUNGUIA, N.; PLATT, A.; TADDEI, J. Sustainable university : what can be the matter ? , v. 14, p. 810–819, 2006.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2 Edição ed. São Paulo, 2015.

ZOMER, C. D. **Método de Estimativa da Influência do Sombreamento Parcial na Geração Energética de Sistemas Solares Fotovoltaicos Integrados em Edificações**. Tese (doutorado) - Universidadae Federal de Santa Catarina, 2014.

ANEXO A – Sistemas Fotovoltaicos em Universidades e Institutos Federais

Instituição	Classe	Modalidade	Cidade	Potência Instalada [kWp]
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus Natal Central	A4	Geração na própria UC	Natal	161,00
Escola Técnica Federal de Florianópolis	A4	Geração na própria UC	Florianópolis	150,00
Universidade Federal de Santa Catarina	A4	Geração na própria UC	Santa Catarina	110,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte	A4	Geração na própria UC	Natal	105,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus Caicó	A4	Geração na própria UC	Caicó	100,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus João Câmara	A4	Geração na própria UC	João Câmara	100,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus Pau dos Ferros	A4	Geração na própria UC	Pau dos Ferros	100,00

Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte	A4	Geração na própria UC	Ipanguaçu	100,00
INSTITUTO NACIONAL DE ESTUDOS E PESQUISAS EDUCACIONAIS ANISIO TE	A1	Geração na própria UC	Brasília	100,00
Universidade Federal de Goiás - UFG	A4	Geração na própria UC	Catalão	100,00
Instituto Federal de educação, Ciência e tecnologia da Paraíba	A4	Geração na própria UC	João Pessoa	97,78
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus Canguaretama	A4	Geração na própria UC	Canguaretama	92,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus Ceará - Mirim	A4	Geração na própria UC	Ceará - Mirim	92,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do RN - Campus São Paulo do Potengi	A4	Geração na própria UC	São Paulo do Potengi	92,00
Universidade Federal do Rio de Janeiro -UFRJ	A4	Geração na própria UC	Rio de Janeiro	89,40
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus Currais Novos	A4	Geração na própria UC	Currais Novos	88,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte	A4	Geração na própria UC	Nova Cruz	81,76

Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte	A4	Geração na própria UC	Santa Cruz	80,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte	A4	Geração na própria UC	Parnamirim	75,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte	A4	Geração na própria UC	Macau	75,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia LTDA	A4	Geração na própria UC	Apodi	75,00
IFBA - Uruçuca	A4	Geração na própria UC	Uruçuca	70,23
Instituto Federal Educação Ciência Tecnologia do Sul de Minas Gerais - Campus Poços de Caldas	A4	Geração na própria UC	Poços de Caldas	70,20
Instituto Federal Educação Tecnologia Triângulo Mineiro	A4	Geração na própria UC	Uberaba	70,20
Instituto Federal da Bahia Reitoria	A4	Geração na própria UC	Lauro de Freitas	70,20
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia - Campus Palma	A4	Geração na própria UC	Palmas	70,20
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul	B3	Geração na própria UC	Três Lagoas	70,20

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul	A4	Geração na própria UC	Campo Grande	70,20
Instituto Federal De educação, ciência e Tecnologia do Mato grosso	A4	Geração na própria UC	Tangará da Serra	70,20
Instituto Federal De educação, ciência e Tecnologia do Mato grosso	A4	Geração na própria UC	Confessa	70,20
Instituto Federal De educação, ciência e Tecnologia do Mato grosso	A4	Geração na própria UC	Diamantino	70,20
IF Sul de Minas Campus Inconfidentes	A4	Geração na própria UC	Inconfidentes	70,00
Instituto Federal Ciência e Tecnologia Sul Minas Reitoria	A4	Geração na própria UC	Machado	70,00
Instituto Federal Educação Ciência Tecnologia do Sul de Minas Gerais - Campus Pouso Alegre	A4	Geração na própria UC	Pouso Alegre	70,00
Instituto Federal de Educação, Ciência e tecnologia de RR	A4	Geração na própria UC	Caracaraí	70,00
Instituto Federal De educação, ciência e Tecnologia do Mato grosso	A3	Geração na própria UC	Guarantã do Norte	70,00
Instituto Federal do Paraná	A4	Geração na própria UC	Paranavaí	69,40

Instituto Federal de Educação, Ciência e tecnologia de RR	A4	Geração na própria UC	Boa Vista	66,00
Instituto Federal de Educação Ciência e tecnologia de Goiás	A4	Geração na própria UC	Itumbiara	65,00
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás	A4	Geração na própria UC	Uruaçu	65,00
Instituto Federal de Educação, Ciência e tecnologia de RR	A4	Geração na própria UC	Amajari	63,00
Universidade Federal Rural do Semiárido	A4	Geração na própria UC	Angicos	62,70
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Sul-Rio-Grandense	B3	Geração na própria UC	Bagé	62,50
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Sul-Rio-Grandense	A4	Geração na própria UC	Charqueadas	60,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus João Câmara	A4	Geração na própria UC	Lajes	52,00
IFG - Campus Ceres	A4	Geração na própria UC	Ceres	50,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus Currais Novos	A4	Geração na própria UC	Parelhas	50,00

Instituto Federal de Educação Ciência	A4	Geração na própria UC	Irecê	46,49
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - Campus São Gonçalo do Amarante	A4	Geração na própria UC	São Gonçalo do Amarante	46,00
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte	A4	Geração na própria UC	Natal	44,00
Instituto Federal de Educação	B3	Geração na própria UC	Três Corações	41,34
Universidade Federal do Piauí	A4	Geração na própria UC	Teresina	35,34
Universidade Federal de Goiás - UFG	A4	Geração na própria UC	Goiânia	34,31
Instituto Federal De educação, ciência e Tecnologia do Mato Grosso	A4	Geração na própria UC	Juína	28,60
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI	A4	Geração na própria UC	Itajubá	667,00
IF Educação Ciência e Tecnologia São João Evangelista	B3	Geração na própria UC	São João Evangelista	25,00
IF Educ. Ciência e Tecnologia São João Evangelista	A4	Geração na própria UC	São João Evangelista	25,00

Instituto Federal de Educação de Minas Gerais	A4	Geração na própria UC	Governador Valadares	25,00
Instituto Federal De educação, ciência e Tecnologia do Mato grosso	A4	Geração na própria UC	Pontes e Lacerda	25,00
Instituto Federal MG, Campus Betim	A4	Geração na própria UC	Betim	25,00
Universidade Federal Campina Grande - Campus Pombal	A4	Geração na própria UC	Pombal	25,00
Universidade Federal de Lavras - UFLA	A4	Geração na própria UC	Lavras	25,00
IF Sul de Minas Campus Avançado Carmo	B3	Autoconsumo Remoto	Carmo de Minas	15,00
Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG	B3	Geração na própria UC	Belo Horizonte	15,00
Fundação Universidade de Pernambuco	A4	Geração na própria UC	Recife	12,50
Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Pernambuco - IFPE	A4	Geração na própria UC	Pesqueira	12,00
IFBA - Ilhéus	A4	Geração na própria UC	Ilhéus	10,00

Universidade Federal de Pernambuco - UFPE	A4	Geração na própria UC	Recife	10,00
Universidade Tecnologia Federal do Paraná	A4	Geração na própria UC	Curitiba	10,00
Instituto de Educação Especial Diomício Freitas	B3	Geração na própria UC	Criciúma	8,40
IF CE Campus de Caucaia	A4	Geração na própria UC	Caucaia	6,36
IFBA - Eunápolis	A4	Geração na própria UC	Eunápolis	5,20
Instituto Federal da Bahia Reitoria	A4	Geração na própria UC	Juazeiro	5,20
Instituto Federal da Bahia Reitoria	A4	Geração na própria UC	Brumado	5,04
Fundação Universidade Federal de São Carlos	B3	Geração na própria UC	Araras	4,00
Universidade Federal do Vale São Francisco - UNIVASF	A4	Geração na própria UC	Petrolina	3,00
Universidade Federal do Vale São Francisco - UNIVASF	A4	Geração na própria UC	Juazeiro	3,00

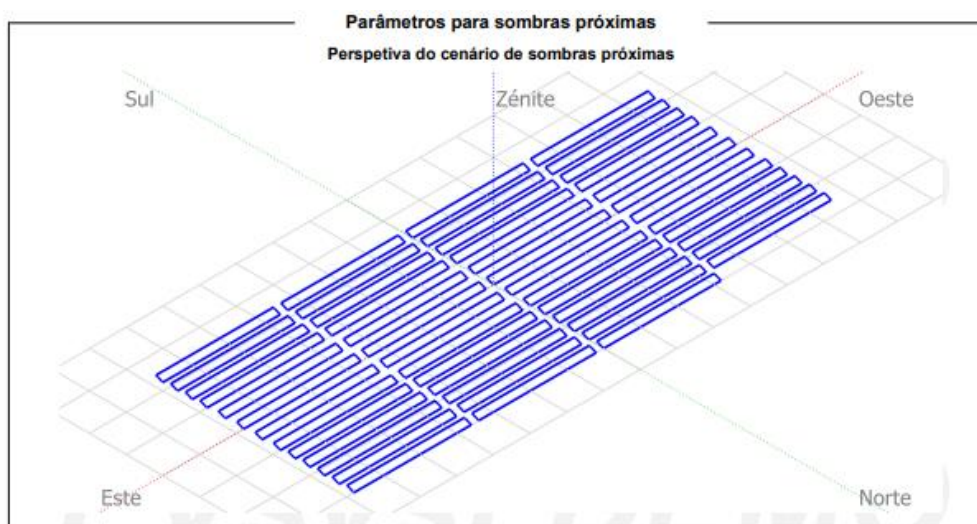
Universidade de São Paulo	A4	Geração na própria UC	São Carlos	3,00
Universidade Federal Rural	A4	Geração na própria UC	Mossoró	3,00
Universidade Tecnologia Federal do Paraná	A4	Geração na própria UC	Pato Branco	2,50
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Sul-Rio-Grandense	A4	Geração na própria UC	Pelotas	0,98

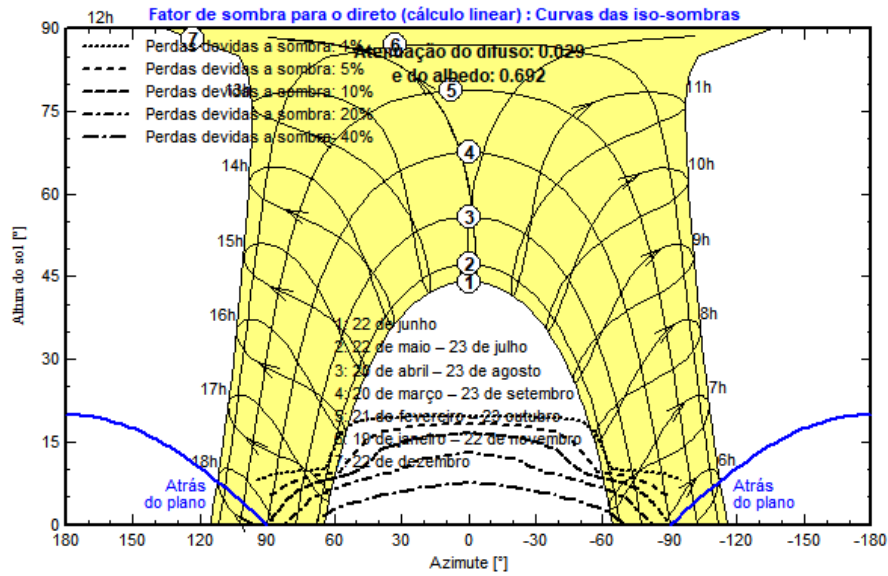
ANEXO B – Usina FV UNIFEI: Solo, Cenário I

Parâmetros gerais		
Sistema acoplado à rede		Sistema instalado num edifício
Orientação do plano dos módulos		
Orientação		Configuração dos sheds
Plano fixo		
Inclinação/Azimute	23 / 0 °	
Horizonte		Sombras próximas
Sem horizonte		Sombras lineares
		Modelos utilizados
		Transposição Perez
		Difuso Perez, Meteorom
		Cicumsolar separado
		Exigências do consumidor
		Carga ilimitada (rede)

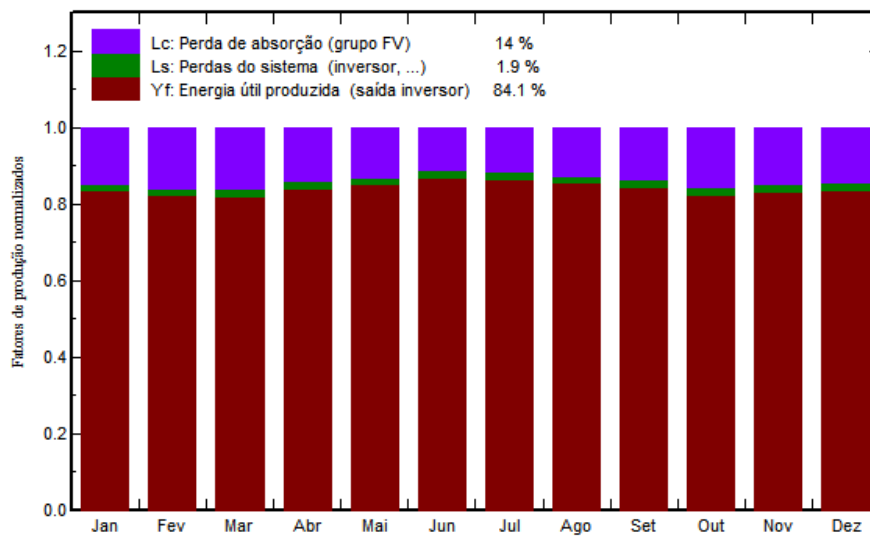
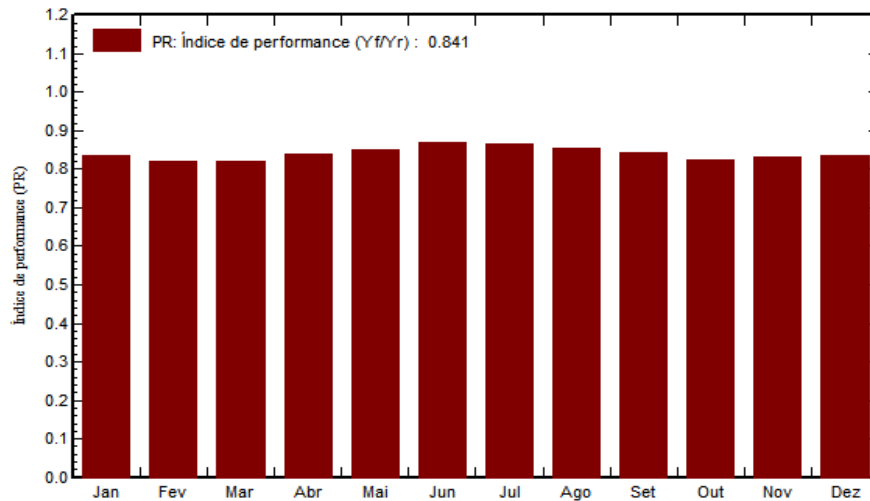
Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	JA Solar	Fabricante	Goodwe
Modelo	JAM72-S09-385-PR	Modelo	GW60KBF-MT
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	60.0 kWca
Número de módulos FV	1659 unidades	Número de inversores	33 * MPPT 25% 8.3 unit
Nominal (STC)	639 kWp	Potência total	495 kWca
Módulos	79 Strings x 21 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>30°C)	66.0 kWca
Pmpp	580 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.29
Umpp	759 V		
I mpp	763 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	639 kWp	Potência total	495 kWca
Total	1659 módulos	N.º de inversores	9 unidades
Superfície módulos	3270 m ²	Rácio Pnom	0.8 Não utilizado
			1.29

Perdas do grupo								
Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC	Perdas de qualidade dos módulos						
Temperatura módulos em função irradiância	Res. global do grupo	17 mΩ	Fração perdas					
Uc (const.)	Fração perdas	1.5 % em STC	-0.8 %					
Uv (vento)								
Perdas dos módulos com mismatch	Perdas devidas a mismatch, em fiadas							
Fração perdas	Fração perdas	0.1 %						
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



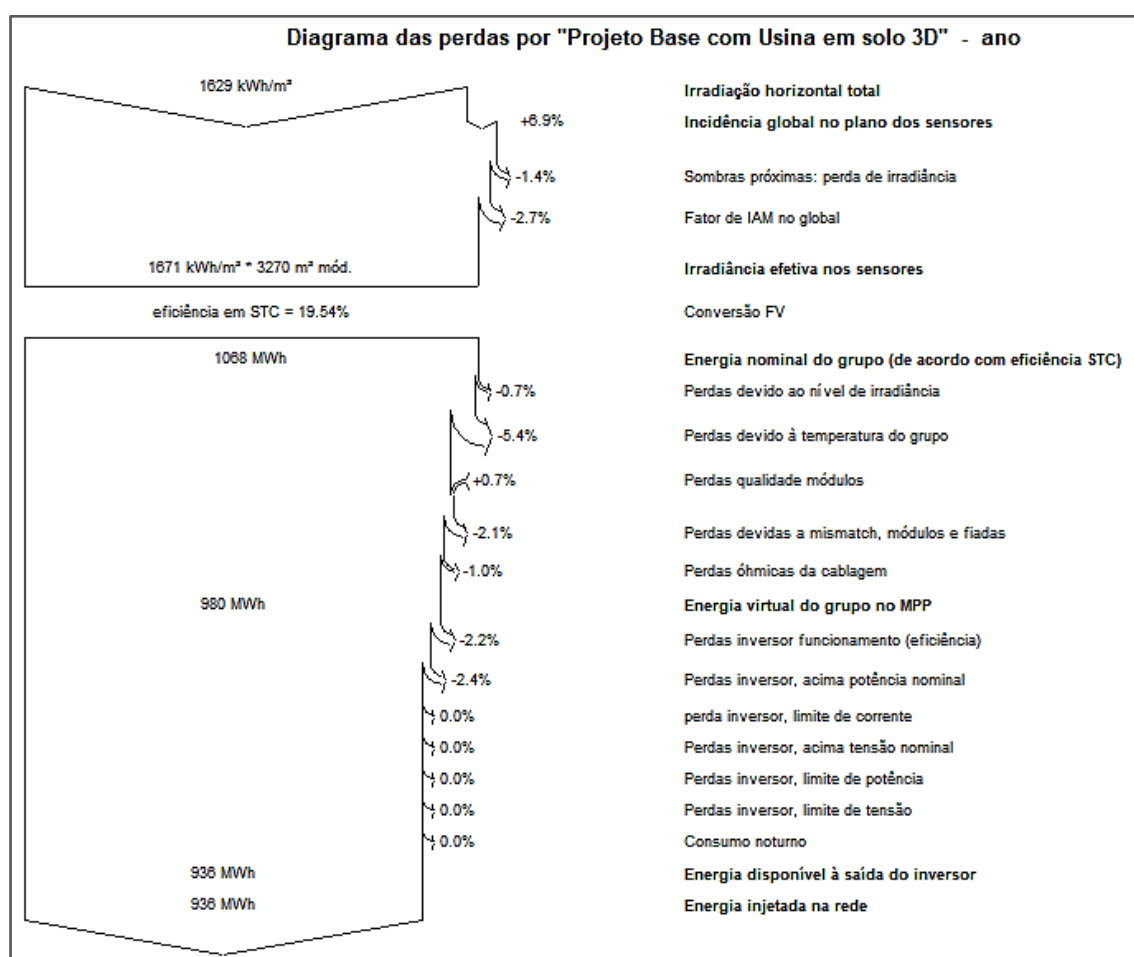


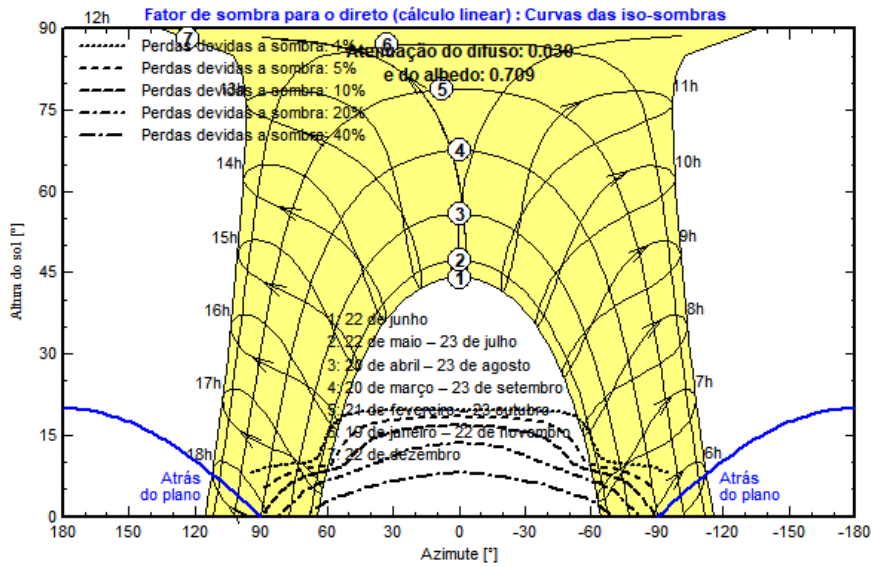
Índice de performance (PR)



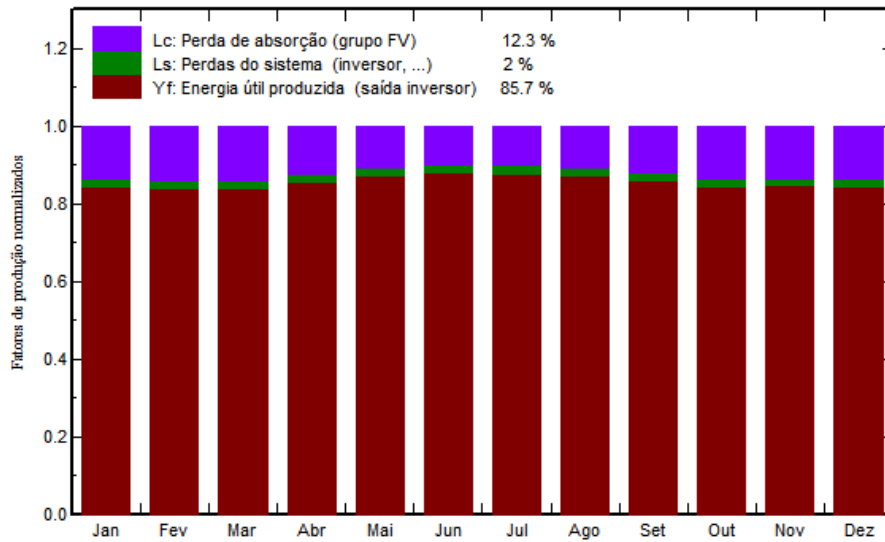
Balanco e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	148.9	92.79	22.69	137.5	129.9	74.98	73.32	0.835
Fevereiro	149.2	72.29	23.07	144.7	138.0	77.77	76.01	0.822
Março	139.3	62.92	22.85	145.2	139.6	77.78	75.98	0.819
Abril	121.1	58.82	21.18	136.5	131.7	74.92	73.23	0.840
Mai	112.5	41.74	18.32	141.2	136.5	78.46	76.70	0.850
Junho	103.8	43.03	17.51	134.5	129.8	76.35	74.67	0.869
Julho	116.2	44.80	16.66	149.5	144.4	84.50	82.63	0.865
Agosto	138.5	51.32	18.37	166.2	161.0	92.80	90.73	0.855
Setembro	140.5	65.08	18.79	152.4	147.0	83.95	82.05	0.843
Outubro	145.9	68.25	21.15	145.8	139.6	78.64	76.83	0.825
Novembro	163.0	83.70	21.08	151.6	143.9	82.42	80.58	0.832
Dezembro	150.5	89.97	22.26	137.1	129.7	74.94	73.27	0.837
Ano	1629.5	774.72	20.31	1742.3	1671.2	957.51	936.00	0.841

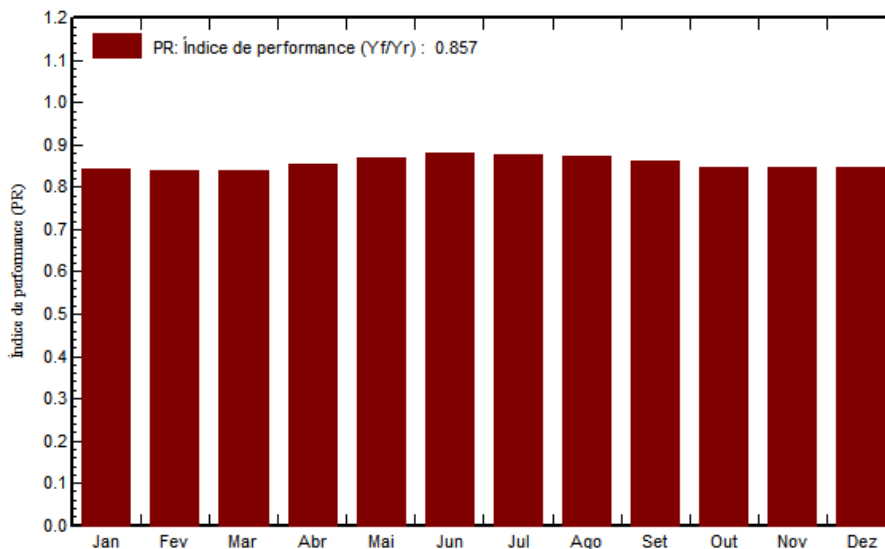




Fatores de produção e de perdas normalizados: Potência nominal 1100 kWp

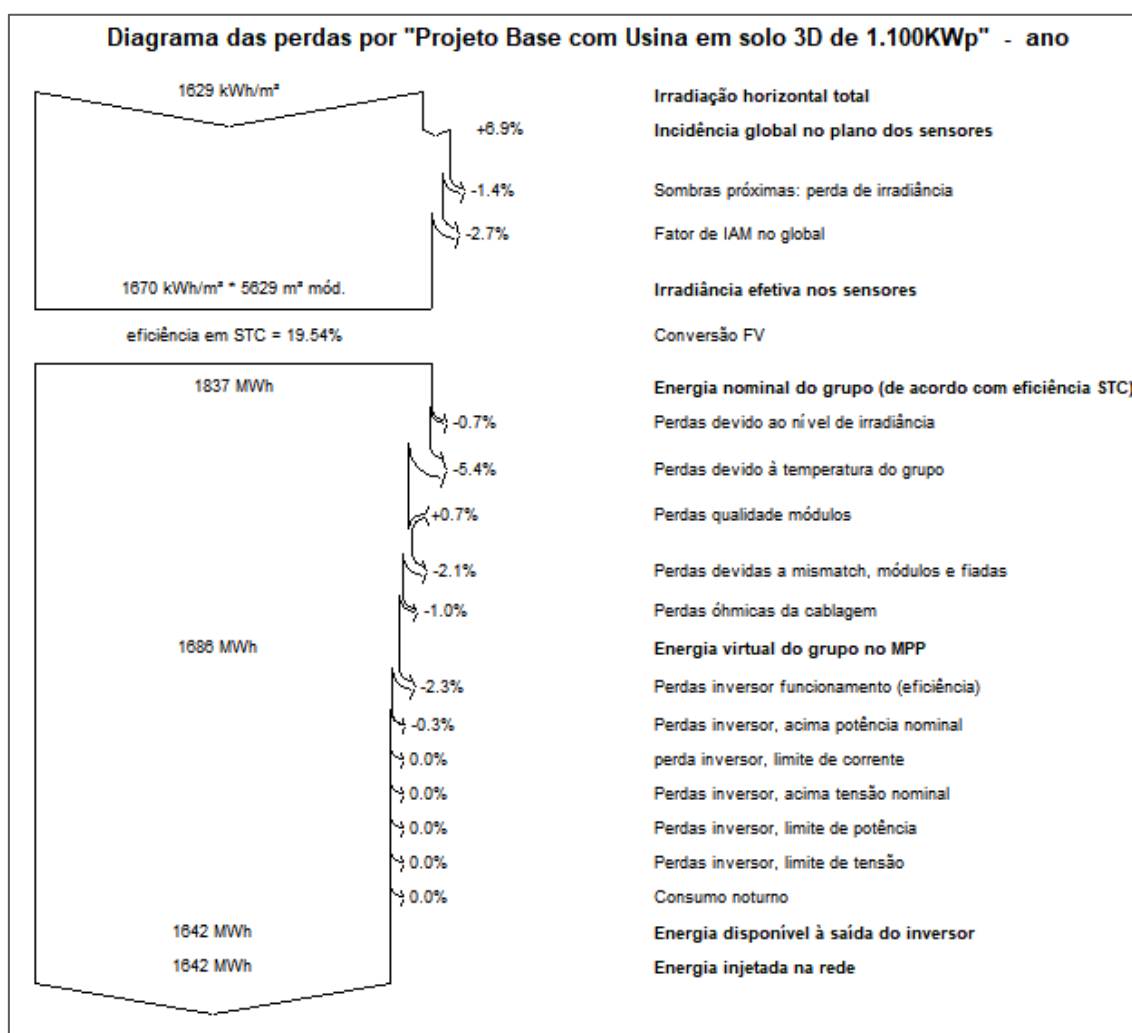


Índice de performance (PR)



Balço e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	148.9	92.79	22.69	137.5	129.8	130.4	127.6	0.844
Fevereiro	149.2	72.29	23.07	144.7	137.9	136.9	133.7	0.840
Março	139.3	62.92	22.85	145.2	139.6	137.4	134.1	0.840
Abril	121.1	58.82	21.18	136.5	131.6	131.6	128.5	0.856
Mai	112.5	41.74	18.32	141.2	136.4	138.5	135.2	0.871
Junho	103.8	43.03	17.51	134.5	129.8	133.2	130.2	0.880
Julho	116.2	44.80	16.66	149.5	144.4	147.8	144.4	0.879
Agosto	138.5	51.32	18.37	166.2	161.0	163.3	159.4	0.872
Setembro	140.5	65.08	18.79	152.4	146.9	147.9	144.4	0.862
Outubro	145.9	68.25	21.15	145.8	139.5	138.9	135.5	0.846
Novembro	163.0	83.70	21.08	151.6	143.8	144.4	141.1	0.847
Dezembro	150.5	89.97	22.26	137.1	129.6	130.4	127.5	0.846
Ano	1629.5	774.72	20.31	1742.3	1670.1	1680.6	1641.7	0.857



ANEXO D – Usina FV: Solo, Cenário III

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		Sistema instalado num edifício	
Orientação do plano dos módulos		Configuração dos sheds	Modelos utilizados Transposição Perez Difuso Perez, Meteonorm Cicumsolar separado
Orientação			
Plano fixo		Sombras próximas Sombras lineares	Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)
Inclinação/Azimute	23 / 0 °		
Horizonte Sem horizonte			

Características do grupo FV

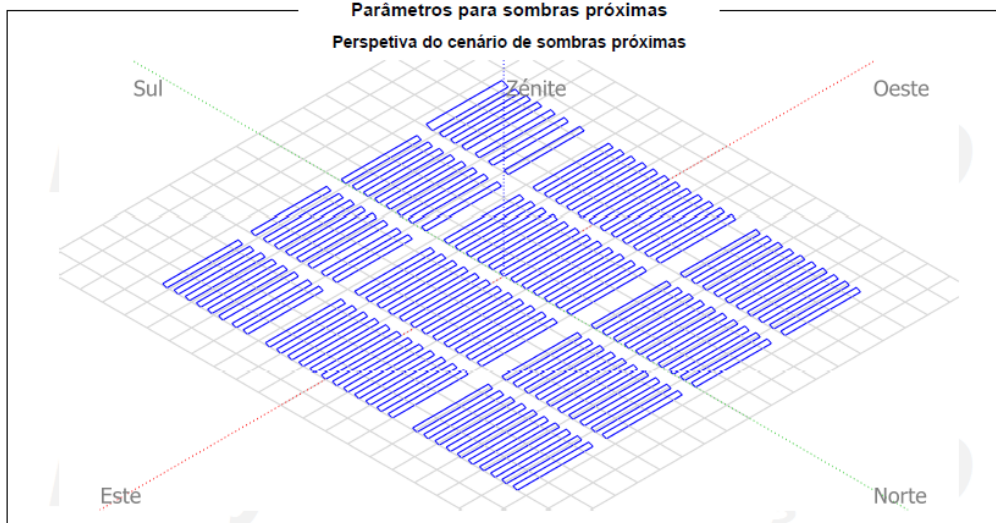
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	JAM72-S09-385-PR	Modelo	GW60KBF-MT
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	60.0 kWca
Número de módulos FV	3895 unidades	Número de inversores	77 * MPPT 25% 19.3 unit
Nominal (STC)	1500 kWp	Potência total	1155 kWca
Módulos	205 Strings x 19 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>30°C)	66.0 kWca
Pmpp	1361 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.30
Umpp	687 V		
Impp	1981 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	1500 kWp	Potência total	1155 kWca
Total	3895 módulos	N.º de inversores	20 unidades
Superfície módulos	7677 m²		0.8 Não utilizado
		Rácio Pnom	1.30

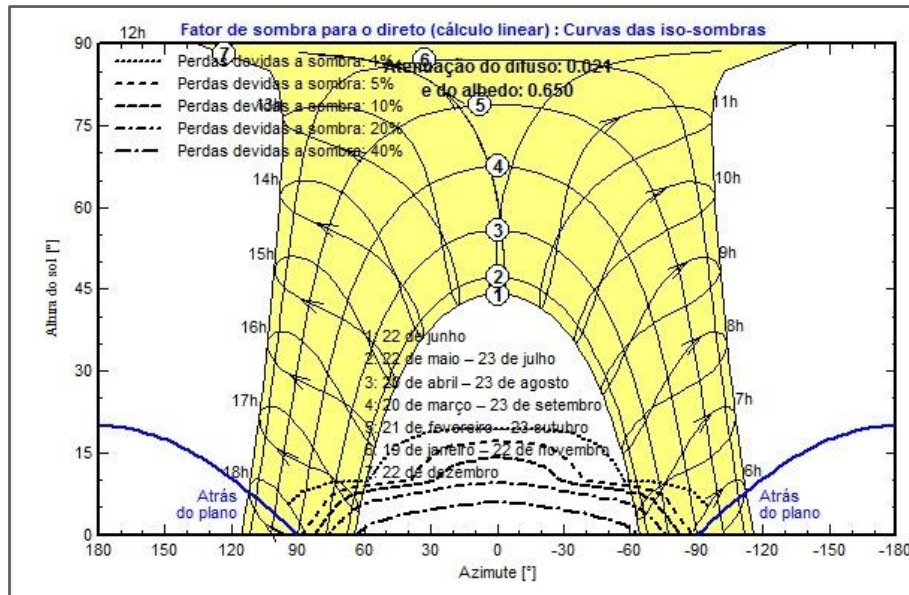
Perdas do grupo

Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC		Perdas de qualidade dos módulos				
Temperatura módulos em função irradiância		Res. global do grupo		Fração perdas				
Uc (const.)	29.0 W/m²K	5.8 mΩ		-0.8 %				
Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s	Fração perdas		1.5 % em STC				
Perdas dos módulos com mismatch		Perdas devidas a mismatch, em fiadas						
Fração perdas		Fração perdas						
2.0 % no MPP		0.1 %						
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

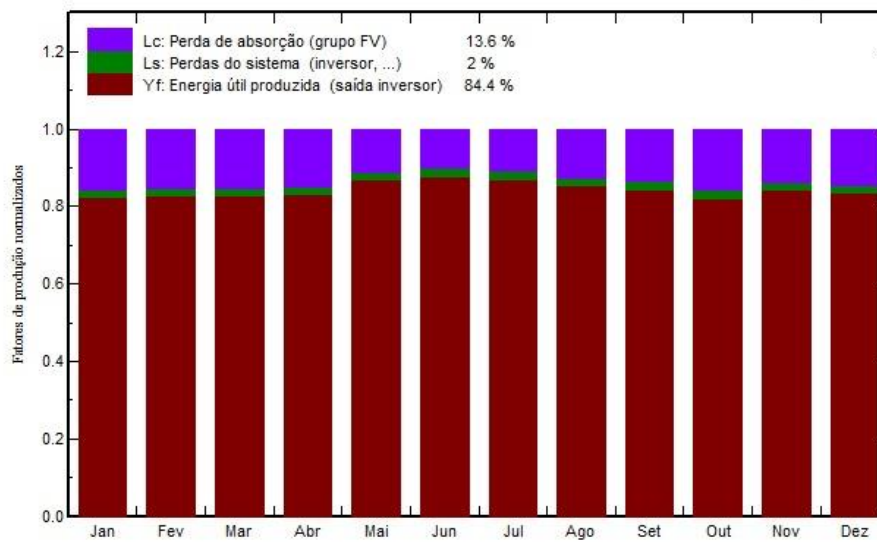
Parâmetros para sombras próximas

Perspetiva do cenário de sombras próximas

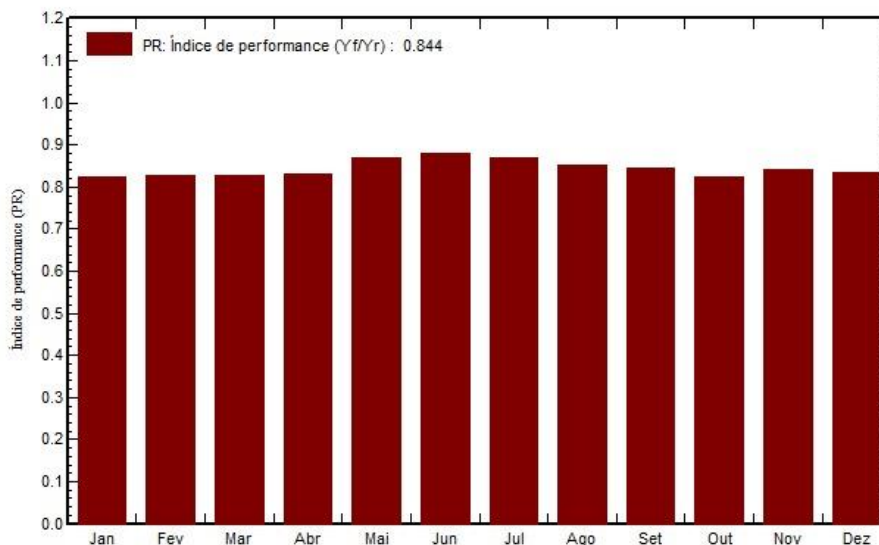




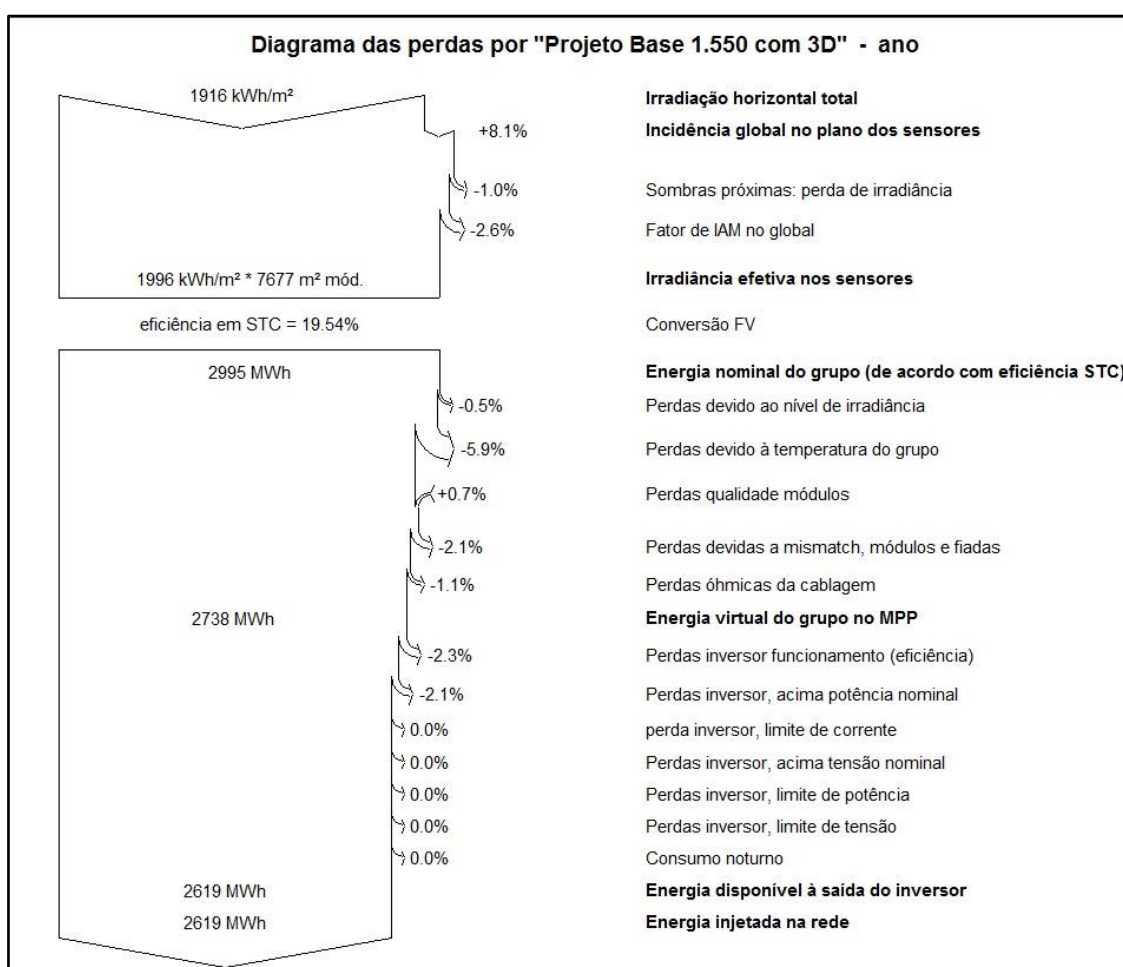
Fatores de produção e de perdas normalizados: Potência nominal 1500 kWp



Índice de performance (PR)



	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	197.7	85.27	22.84	180.3	172.0	228.5	223.2	0.825
Fevereiro	149.7	73.51	23.35	144.9	138.7	184.0	179.8	0.827
Março	170.5	66.70	22.70	180.6	174.0	229.4	224.1	0.827
Abril	150.6	50.46	20.91	173.9	168.9	222.2	217.0	0.832
Mai	132.5	43.32	18.22	170.1	165.1	226.5	221.3	0.868
Junho	116.7	35.28	17.20	157.4	152.7	212.2	207.3	0.878
Julho	134.5	32.84	16.73	179.1	174.2	239.2	233.6	0.870
Agosto	156.4	39.95	18.18	191.8	186.8	251.2	245.3	0.853
Setembro	163.4	58.89	19.02	179.5	173.8	232.8	227.3	0.845
Outubro	191.2	66.47	21.08	190.3	183.1	240.2	234.6	0.822
Novembro	167.8	82.00	20.77	156.4	149.1	202.0	197.4	0.842
Dezembro	184.6	84.69	22.40	166.0	157.8	212.7	207.8	0.835
Ano	1915.7	719.39	20.27	2070.2	1996.2	2680.9	2618.8	0.844

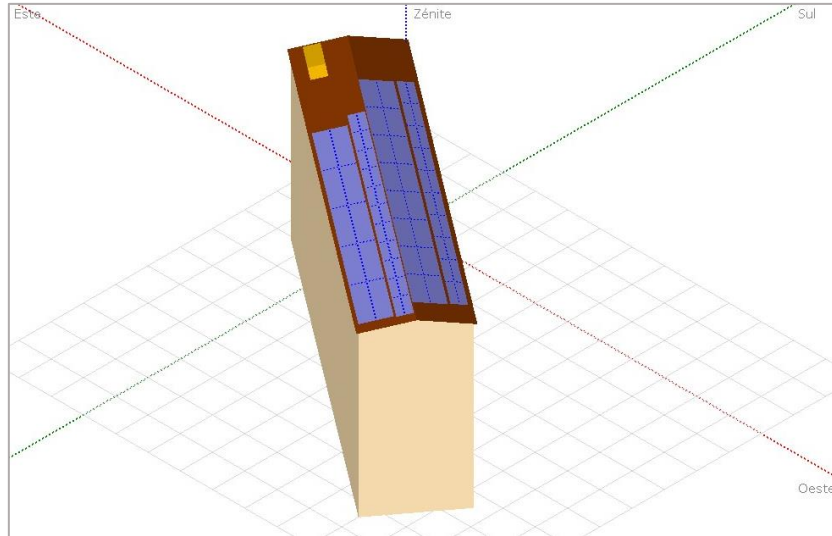


ANEXO E – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio X1

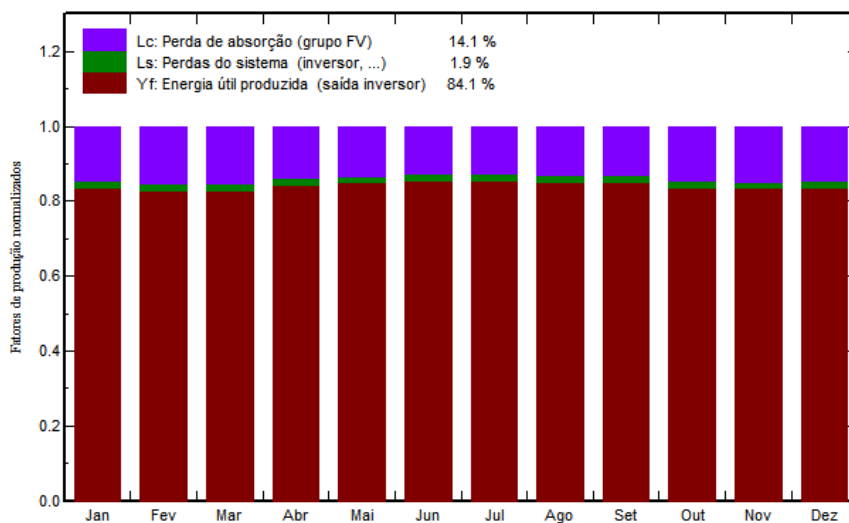
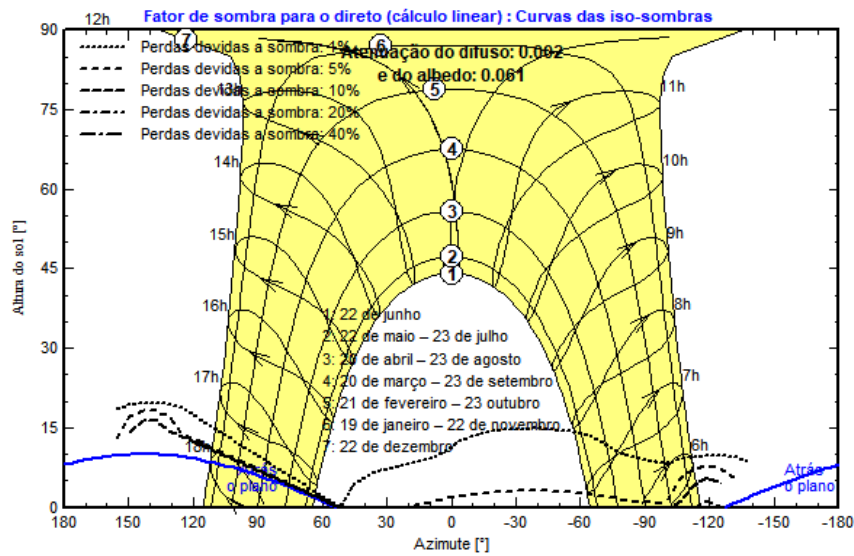
Parâmetros gerais		
Sistema acoplado à rede	Sistema instalado num edifício	
Orientação do plano dos módulos	Configuração dos sheds	Modelos utilizados
Orientação		Transposição Perez
Planos fixos 2 orientações		Difuso Perez, Meteororm
Inclin/azimutes 10 / -37 °		Cicumsolar separado
10 / 143 °		
Horizonte	Sombras próximas	Exigências do consumidor
Sem horizonte	Segundo os strings	Carga ilimitada (rede)
	Efeito elétrico 100 %	

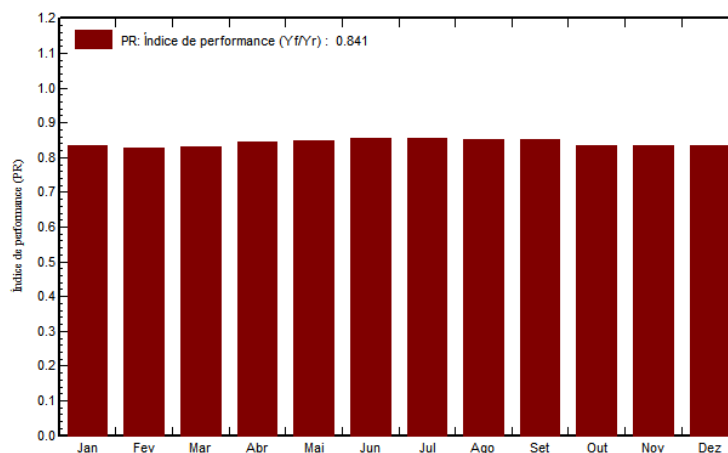
Características do grupo FV			
Módulo FV	Generic	Inversor	Generic
Fabricante		Fabricante	
Modelo	JAM72-S09-385-PR	Modelo	GW35KLV-DT
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	36.0 kWca
Número de módulos FV	224 unidades	Número de inversores	2 unidades
Nominal (STC)	86.2 kWp	Potência total	72.0 kWca
Grupo #1 - Sub-grupo #2			
Orientação	#1		
Inclinação/Azimute	10/-37 °		
Número de módulos FV	112 unidades	Número de inversores	4 * MPPT 25% 1 units
Nominal (STC)	43.1 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	8 Strings x 14 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	200-650 V
Pmpp	39.1 kWp	Potência máx. (=>30°C)	39.6 kWca
Umpp	506 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.20
I mpp	77 A		
Grupo #2 - Sub-grupo #3			
Orientação	#2		
Inclinação/Azimute	10/143 °		
Número de módulos FV	112 unidades	Número de inversores	4 * MPPT 25% 1 units
Nominal (STC)	43.1 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	8 Strings x 14 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	200-650 V
Pmpp	39.1 kWp	Potência máx. (=>30°C)	39.6 kWca
Umpp	506 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.20
I mpp	77 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	86 kWp	Potência total	72 kWca
Total	224 módulos	N.º de inversores	2 unidades
Superfície módulos	442 m²	Rácio Pnom	1.20

Perdas do grupo								
Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC	Perdas de qualidade dos módulos						
Temperatura módulos em função irradiância	Res. global do grupo 110 mΩ	Fração perdas	-0.8 %					
Uc (const.) 20.0 W/m²K	Res. global dos cabos 55 mΩ							
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s	Fração perdas 1.5 % em STC							
Perdas dos módulos com mismatch	Perdas devidas a mismatch, em fiadas							
Fração perdas 2.0 % no MPP	Fração perdas 0.1 %							
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Bloco X2 - TITANIC

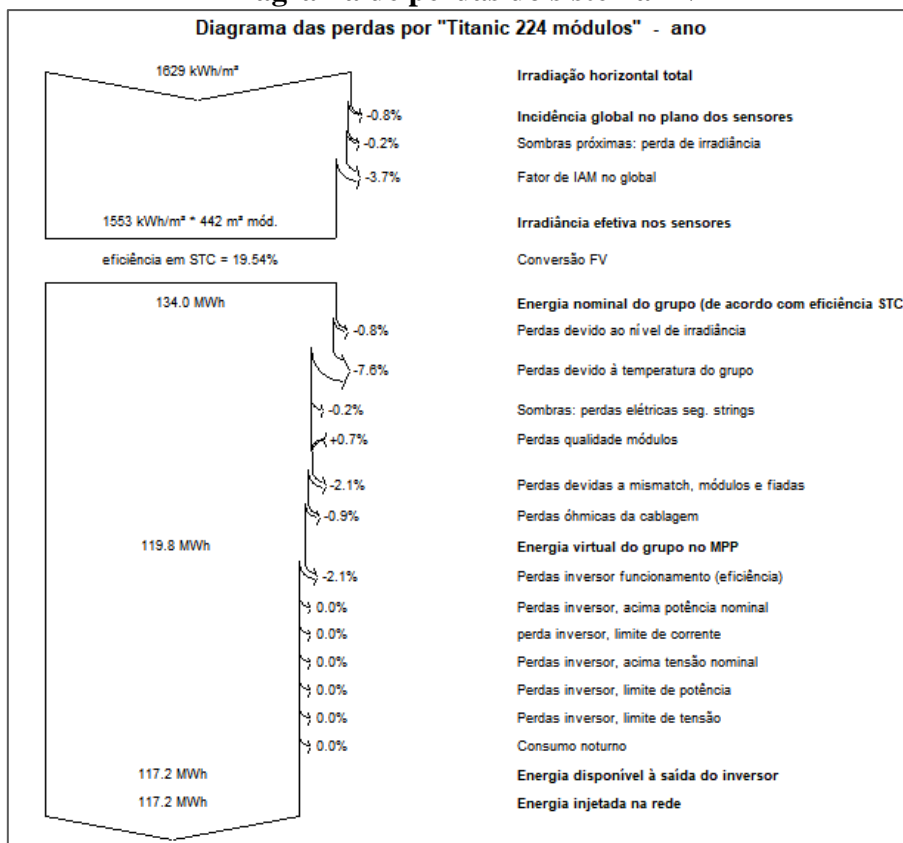




Balço e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	148.9	92.79	22.69	147.5	141.9	10.86	10.62	0.835
Fevereiro	149.2	72.29	23.07	148.0	142.8	10.78	10.55	0.827
Março	139.3	62.92	22.85	138.2	133.7	10.11	9.88	0.829
Abril	121.1	58.82	21.18	120.1	115.5	8.93	8.74	0.844
Mai	112.5	41.74	18.32	111.5	105.9	8.34	8.16	0.849
Junho	103.8	43.03	17.51	103.1	97.5	7.76	7.60	0.855
Julho	116.2	44.80	16.66	115.4	109.4	8.69	8.51	0.855
Agosto	138.5	51.32	18.37	137.6	131.9	10.33	10.11	0.852
Setembro	140.5	65.08	18.79	139.5	134.8	10.47	10.24	0.851
Outubro	145.9	68.25	21.15	144.7	140.0	10.64	10.40	0.834
Novembro	163.0	83.70	21.08	161.5	155.9	11.87	11.61	0.834
Dezembro	150.5	89.97	22.26	149.1	143.8	10.99	10.75	0.836
Ano	1629.5	774.72	20.31	1616.0	1553.1	119.75	117.17	0.841

Diagrama de perdas do sistema FV



ANEXO F – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio X2

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		Sistema instalado num edifício	
Orientação do plano dos módulos		Configuração dos sheds	
Orientação		Modelos utilizados	
Planos fixos	2 orientações	Transposição	Perez
Inclin/azimutes	10 / -37 °	Difuso	Perez, Meteonorm
	10 / 143 °	Cicumsolar	separado
Horizonte		Exigências do consumidor	
Sem horizonte		Carga ilimitada (rede)	
		Sombras próximas	
		Segundo os strings	
		Efeito elétrico	100 %

Características do grupo FV

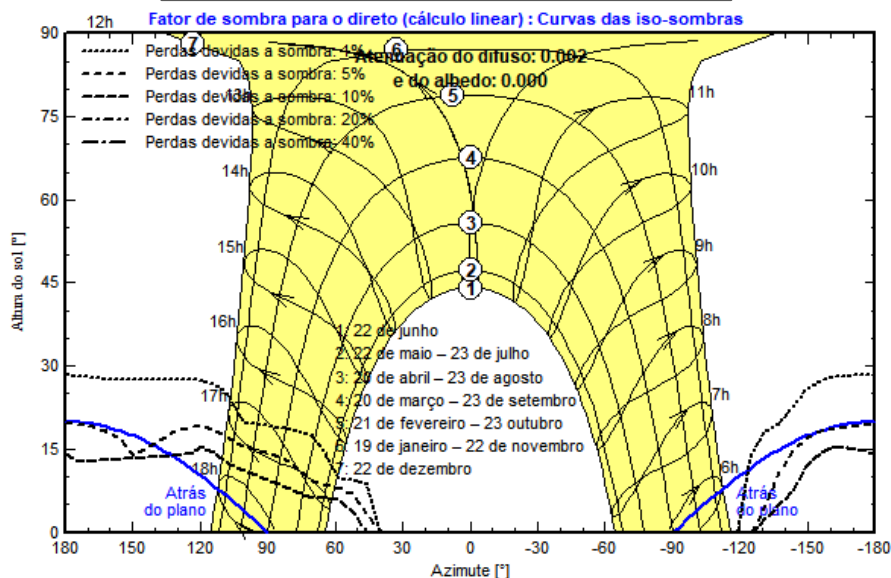
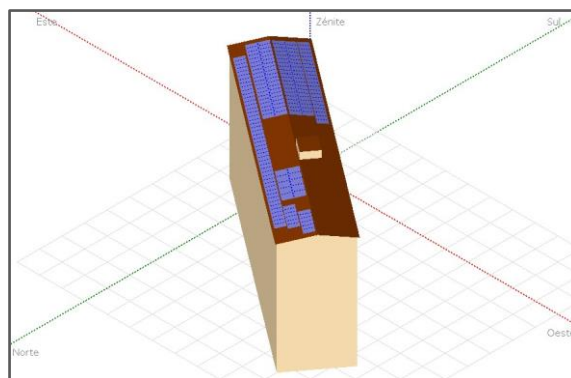
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	JA Solar	Fabricante	Goodwe
Modelo	JAM72-S09-385-PR	Modelo	GW36K-MT
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	36.0 kWca
Número de módulos FV	160 unidades	Número de inversores	1.7 unidades
Nominal (STC)	61.6 kWp	Potência total	60.0 kWca
Grupo #1 - Grupo FV			
Orientação	#1		
Inclinação/Azimute	10/-37 °		
Número de módulos FV	96 unidades	Número de inversores	3 * MPPT 33% 1 units
Nominal (STC)	37.0 kWp	Potência total	36.0 kWca
Módulos	6 Strings x 16 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	
Pmpp	33.5 kWp	200-950 V	
Umpp	579 V	Rácio Pnom (DC:AC)	
I mpp	58 A	1.03	
Grupo #2 - Sub-grupo #2			
Orientação	#2		
Inclinação/Azimute	10/143 °		
Número de módulos FV	64 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 33% 0.7 units
Nominal (STC)	24.64 kWp	Potência total	24.0 kWca
Módulos	4 Strings x 16 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	
Pmpp	22.36 kWp	200-950 V	
Umpp	579 V	Rácio Pnom (DC:AC)	
I mpp	39 A	1.03	
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	62 kWp	Potência total	60 kWca
Total	160 módulos	N.º de inversores	2 unidades
Superfície módulos	315 m ²		0.3 Não utilizado
		Rácio Pnom	1.03

Perdas do grupo

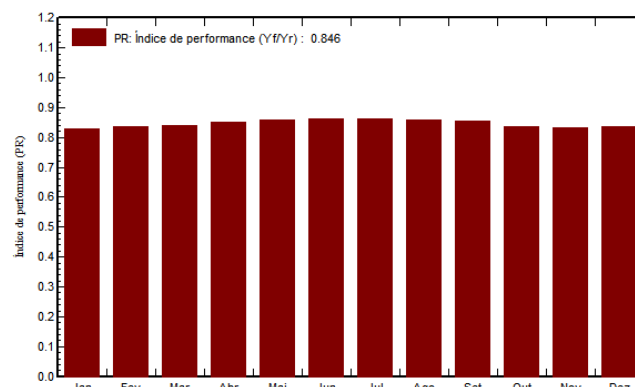
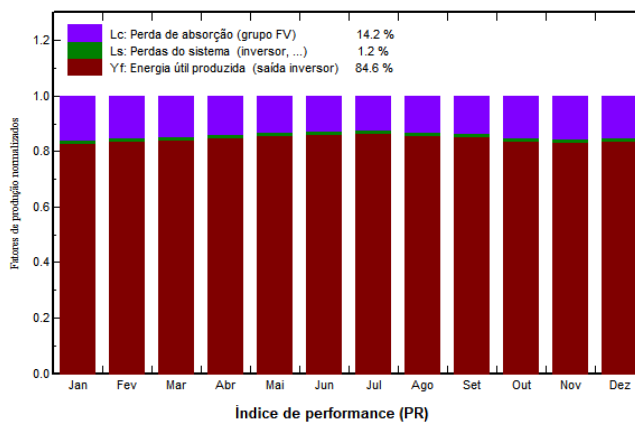
Fator de perdas térm.		Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch				
Temperatura módulos em função irradiância		Fração perdas	-0.8 %	Fração perdas	2.0 % no MPP			
Uc (const.)	20.0 W/m ² K							
Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s							
Perdas devidas a mismatch, em fiadas								
Fração perdas	0.1 %							
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Perdas de cablagem DC

Res. global dos cabos	10 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #1 - Grupo FV		Grupo #2 - Sub-grupo #2	
Res. global do grupo	167 mΩ	Res. global do grupo	251 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC



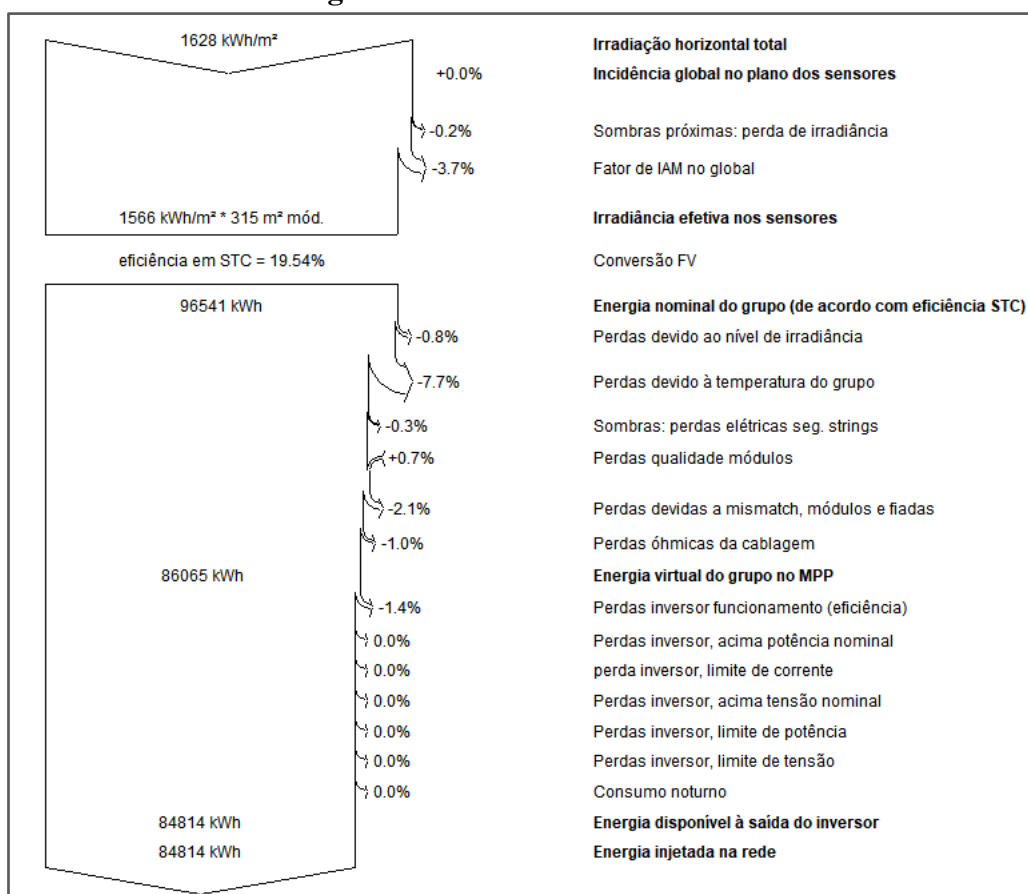
Fatores de produção e de perdas normalizados: Potência nominal 61.6 kWp



Balço e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	148.9	70.23	22.72	147.2	142.2	7637	7520	0.829
Fevereiro	149.0	82.69	23.04	148.0	142.8	7754	7641	0.838
Março	139.2	72.88	22.80	139.0	134.2	7314	7206	0.841
Abril	121.0	62.07	21.18	121.5	116.7	6460	6368	0.851
Mai	112.5	52.04	18.35	113.7	108.2	6105	6020	0.859
Junho	103.7	39.58	17.52	105.5	100.1	5678	5599	0.861
Julho	116.2	44.20	16.72	118.1	112.4	6375	6286	0.864
Agosto	138.4	46.36	18.40	140.1	134.7	7511	7405	0.858
Setembro	140.0	65.07	18.83	140.1	135.2	7474	7366	0.853
Outubro	145.8	63.86	21.16	145.3	140.5	7592	7477	0.836
Novembro	162.8	68.85	21.07	161.0	155.9	8387	8261	0.833
Dezembro	150.4	85.66	22.23	148.5	143.3	7779	7663	0.838
Ano	1627.9	753.48	20.32	1628.2	1566.3	86065	84814	0.846

Diagrama de Perdas do sistema FV

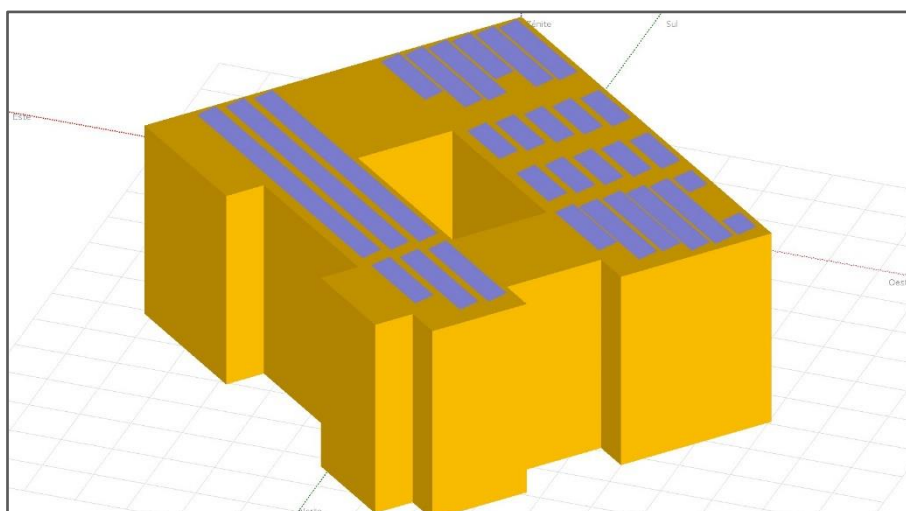


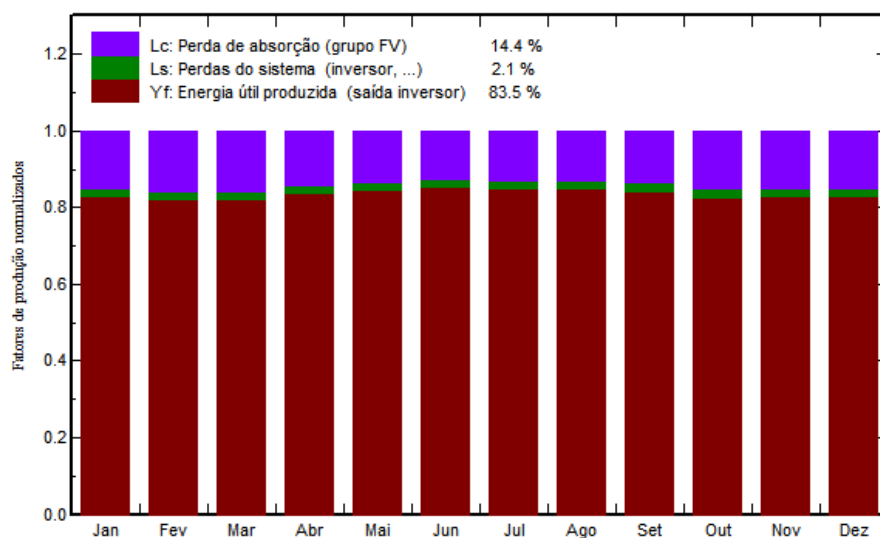
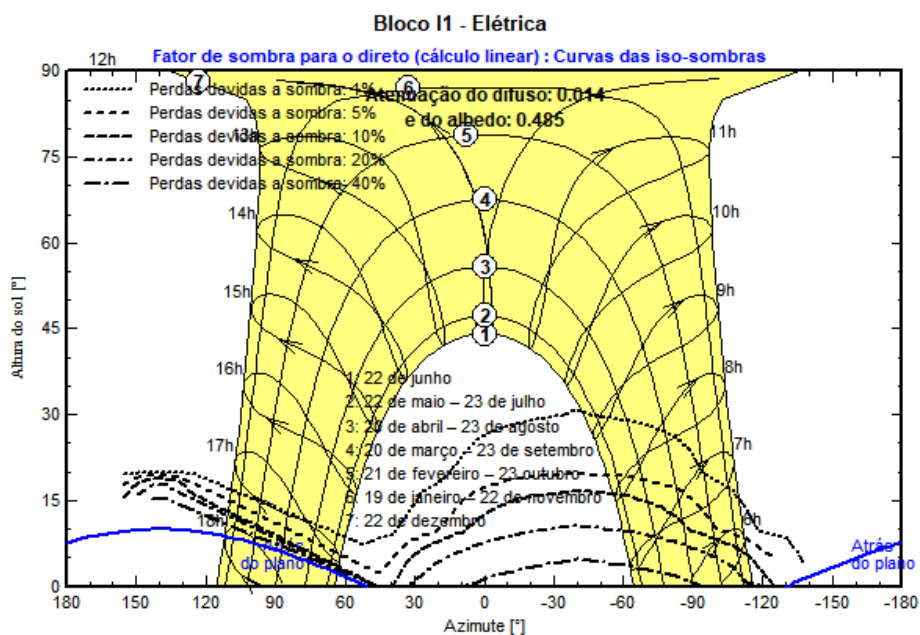
ANEXO G – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio I1

Parâmetros gerais		
Sistema acoplado à rede		Sistema instalado num edifício
Orientação do plano dos módulos		
Orientação		
Plano fixo		
Inclinação/Azimute	10 / -40 °	
Horizonte		Sombras próximas
Sem horizonte		Sombras lineares
		Modelos utilizados
		Transposição Perez
		Difuso Perez, Meteonorm
		Cicumsolar separado
		Exigências do consumidor
		Carga ilimitada (rede)

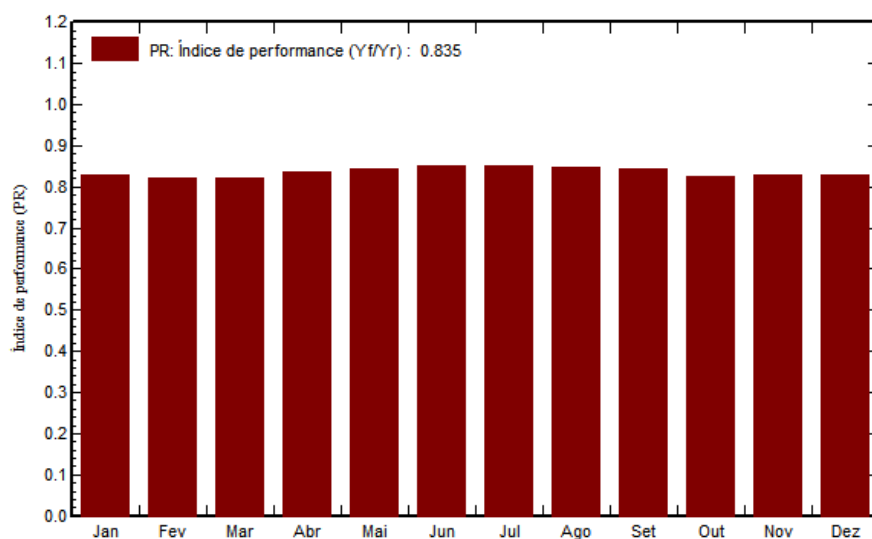
Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	JA Solar	Fabricante	Goodwe
Modelo	JAM72-S09-385-PR	Modelo	GW50KBF-MT
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	50.0 kWca
Número de módulos FV	300 unidades	Número de inversores	8 * MPPT 25% 2 unit
Nominal (STC)	116 kWp	Potência total	100 kWca
Módulos	20 Strings x 15 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>30°C)	55.0 kWca
Pmpp	105 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.16
Umpp	542 V		
I mpp	193 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	116 kWp	Potência total	100 kWca
Total	300 módulos	N.º de inversores	2 unidades
Superfície módulos	591 m²	Rácio Pnom	1.16

Perdas do grupo								
Fator de perdas térm.		Perdas de cablagem DC		Perdas de qualidade dos módulos				
Temperatura módulos em função irradiância		Res. global do grupo	47 mΩ	Fração perdas	-0.8 %			
Uc (const.)	20.0 W/m²K	Fração perdas	1.5 % em STC					
Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s							
Perdas dos módulos com mismatch		Perdas devidas a mismatch, em fiadas						
Fração perdas	2.0 % no MPP	Fração perdas	0.1 %					
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



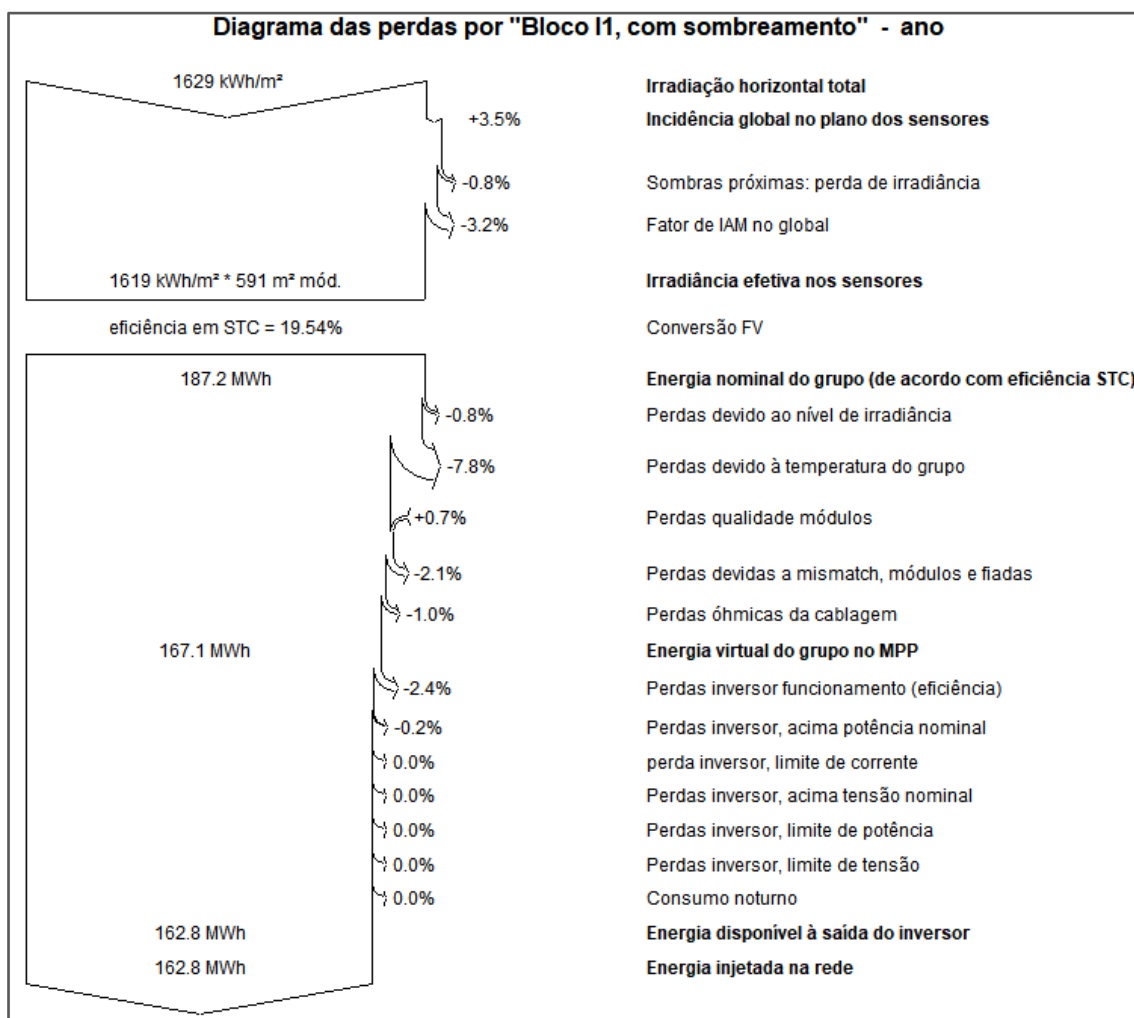


Índice de performance (PR)



Balço e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	148.9	92.79	22.69	148.0	141.8	14.50	14.15	0.828
Fevereiro	149.2	72.29	23.07	149.1	143.5	14.48	14.12	0.820
Março	139.3	62.92	22.85	142.3	137.7	13.86	13.51	0.822
Abril	121.1	58.82	21.18	127.4	122.6	12.63	12.33	0.838
Mai	112.5	41.74	18.32	122.9	117.0	12.28	11.99	0.845
Junho	103.8	43.03	17.51	115.2	109.3	11.61	11.35	0.853
Julho	116.2	44.80	16.66	128.9	122.4	12.98	12.68	0.852
Agosto	138.5	51.32	18.37	148.9	143.0	14.93	14.58	0.848
Setembro	140.5	65.08	18.79	146.6	141.6	14.64	14.28	0.843
Outubro	145.9	68.25	21.15	148.5	143.4	14.55	14.18	0.827
Novembro	163.0	83.70	21.08	160.8	154.8	15.78	15.39	0.829
Dezembro	150.5	89.97	22.26	148.1	142.3	14.55	14.20	0.830
Ano	1629.5	774.72	20.31	1686.9	1619.5	166.79	162.77	0.835

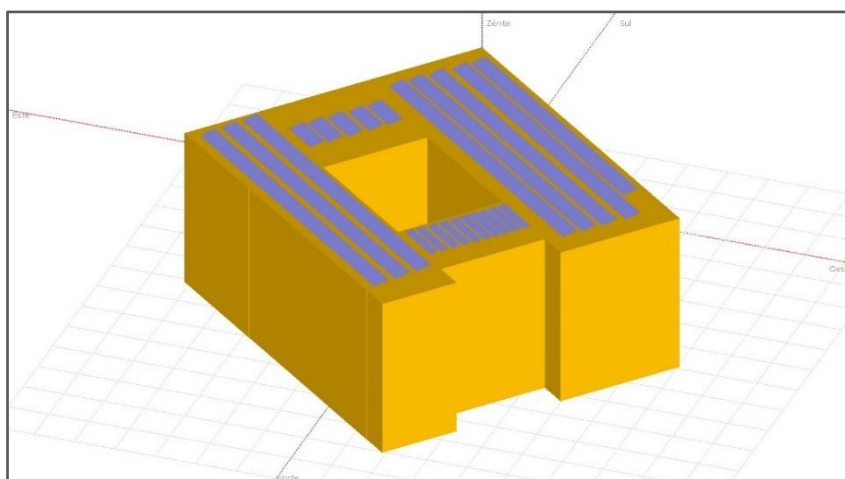


ANEXO H – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio I2

Parâmetros gerais		
Sistema acoplado à rede	Sistema instalado num edifício	
Orientação do plano dos módulos	Configuração dos sheds	Modelos utilizados
Orientação		Transposição Perez
Plano fixo		Difuso Perez, Meteororm
Inclinação/Azimute 10 / -40 °		Cicumsolar separado
Horizonte	Sombras próximas	Exigências do consumidor
Sem horizonte	Sombras lineares	Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	JA Solar	Fabricante	Goodwe
Modelo	JAM72-S09-385-PR	Modelo	GW50KN-MT
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	50.0 kWca
Número de módulos FV	360 unidades	Número de inversores	9 * MPPT 25% 2.3 unit
Nominal (STC)	139 kWp	Potência total	113 kWca
Módulos	18 Strings x 20 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>30°C)	55.0 kWca
Pmpp	126 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.23
Umpp	723 V		
Impp	174 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	139 kWp	Potência total	113 kWca
Total	360 módulos	N.º de inversores	3 unidades
Superfície módulos	710 m²	Rácio Pnom	0.8 Não utilizado
			1.23

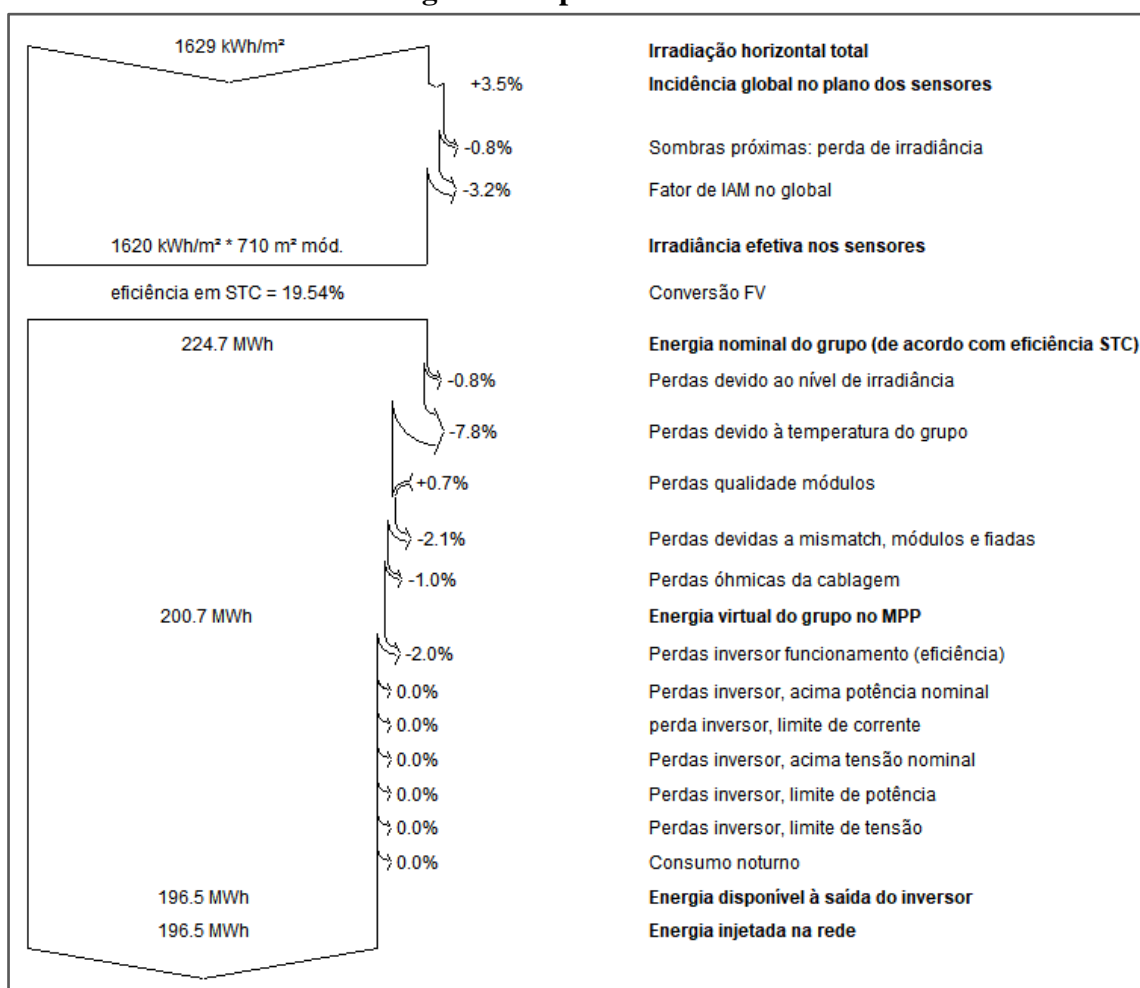
Perdas do grupo								
Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC	Perdas de qualidade dos módulos						
Temperatura módulos em função irradiância	Res. global do grupo	70 mΩ	Fração perdas -0.8 %					
Uc (const.) 20.0 W/m²K	Fração perdas	1.5 % em STC						
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s								
Perdas dos módulos com mismatch	Perdas devidas a mismatch, em fiadas							
Fração perdas	Fração perdas	0.1 %						
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Balço e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	148.9	92.79	22.69	148.0	141.8	17.45	17.10	0.833
Fevereiro	149.2	72.29	23.07	149.1	143.5	17.44	17.08	0.826
Março	139.3	62.92	22.85	142.3	137.7	16.69	16.34	0.828
Abril	121.1	58.82	21.18	127.4	122.6	15.17	14.86	0.842
Mai	112.5	41.74	18.32	122.9	117.1	14.75	14.45	0.848
Junho	103.8	43.03	17.51	115.2	109.4	13.94	13.67	0.856
Julho	116.2	44.80	16.66	128.9	122.6	15.58	15.28	0.855
Agosto	138.5	51.32	18.37	148.9	143.1	17.93	17.57	0.851
Setembro	140.5	65.08	18.79	146.6	141.7	17.61	17.25	0.849
Outubro	145.9	68.25	21.15	148.5	143.5	17.52	17.15	0.833
Novembro	163.0	83.70	21.08	160.8	154.9	19.05	18.66	0.837
Dezembro	150.5	89.97	22.26	148.1	142.3	17.50	17.14	0.835
Ano	1629.5	774.72	20.31	1686.9	1620.2	200.64	196.54	0.841

Diagrama de perdas Bloco I2



ANEXO I – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio I3

Parâmetros gerais

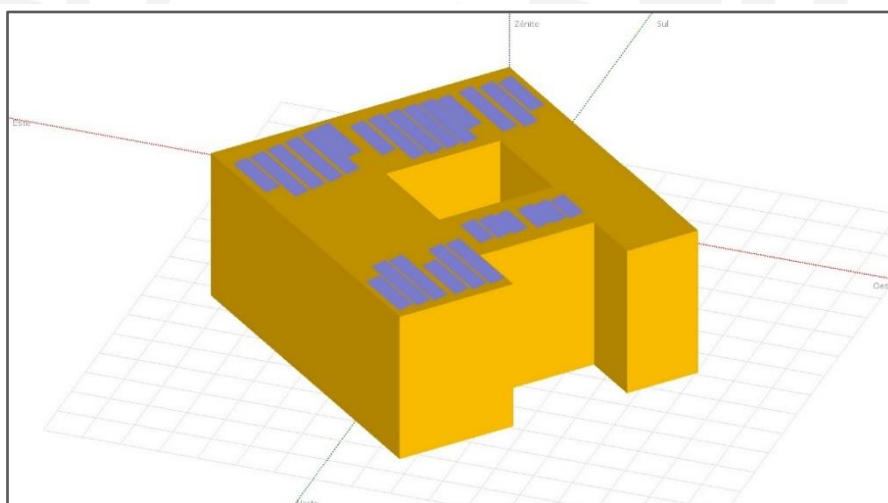
Sistema acoplado à rede	Sistema instalado num edifício	
Orientação do plano dos módulos	Configuração dos sheds	Modelos utilizados
Orientação		Transposição Perez
Plano fixo		Difuso Perez, Meteonorm
Inclinação/Azimute 10 / -40 °		Cicumsolar separado
Horizonte	Sombras próximas	Exigências do consumidor
Sem horizonte	Sombras lineares	Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV

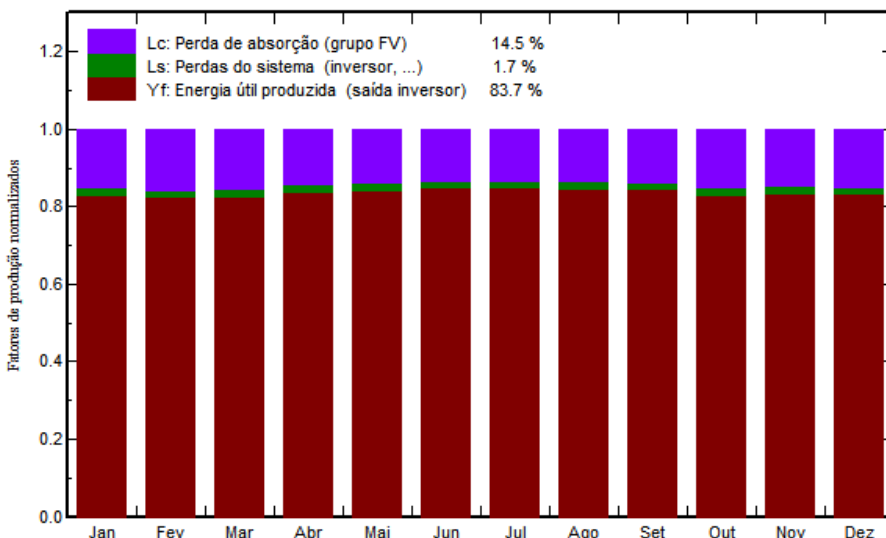
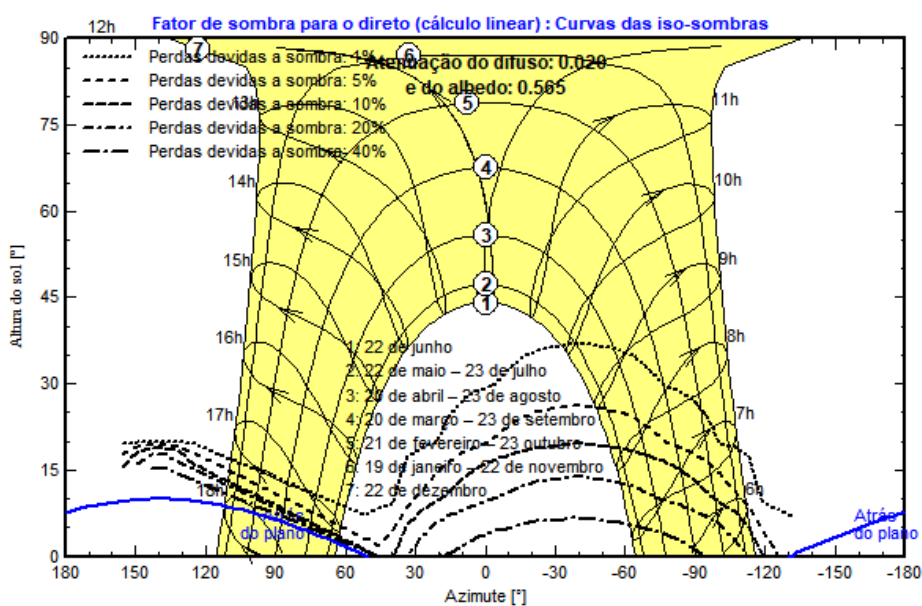
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	JA Solar	Fabricante	Goodwe
Modelo	JAM72-S09-385-PR	Modelo	GW50KBF-MT
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	50.0 kWca
Número de módulos FV	240 unidades	Número de inversores	6 * MPPT 25% 1.5 unit
Nominal (STC)	92.4 kWp	Potência total	75.0 kWca
Módulos	12 Strings x 20 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>30°C)	55.0 kWca
Pmpp	83.9 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.23
Umpp	723 V		
I mpp	116 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	92 kWp	Potência total	75 kWca
Total	240 módulos	N.º de inversores	2 unidades
Superfície módulos	473 m²		0.5 Não utilizado
		Rácio Pnom	1.23

Perdas do grupo

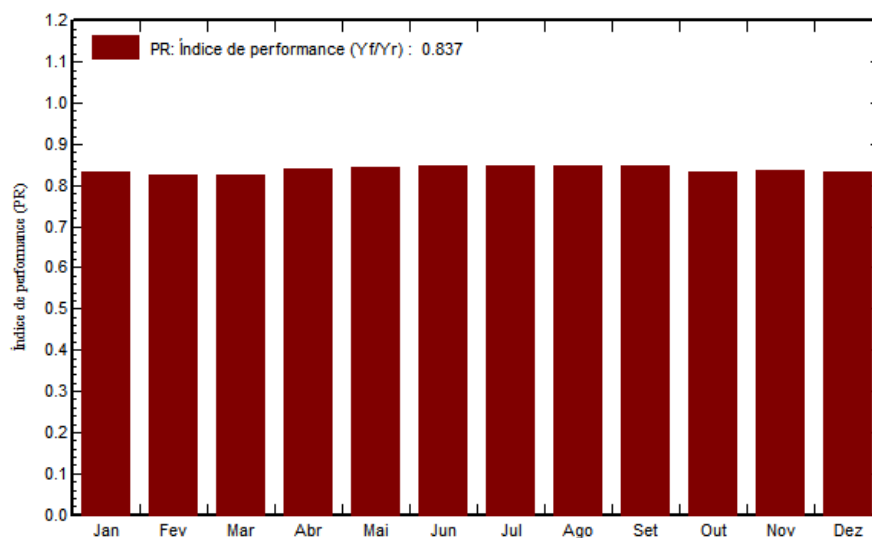
Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC	Perdas de qualidade dos módulos						
Temperatura módulos em função irradiância	Res. global do grupo	Fração perdas						
Uc (const.) 20.0 W/m²K	104 mΩ	-0.8 %						
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s	Fração perdas							
	1.5 % em STC							
Perdas dos módulos com mismatch	Perdas devidas a mismatch, em fiadas							
Fração perdas	Fração perdas							
2.0 % no MPP	0.1 %							
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



Bloco I3 - Elétrica



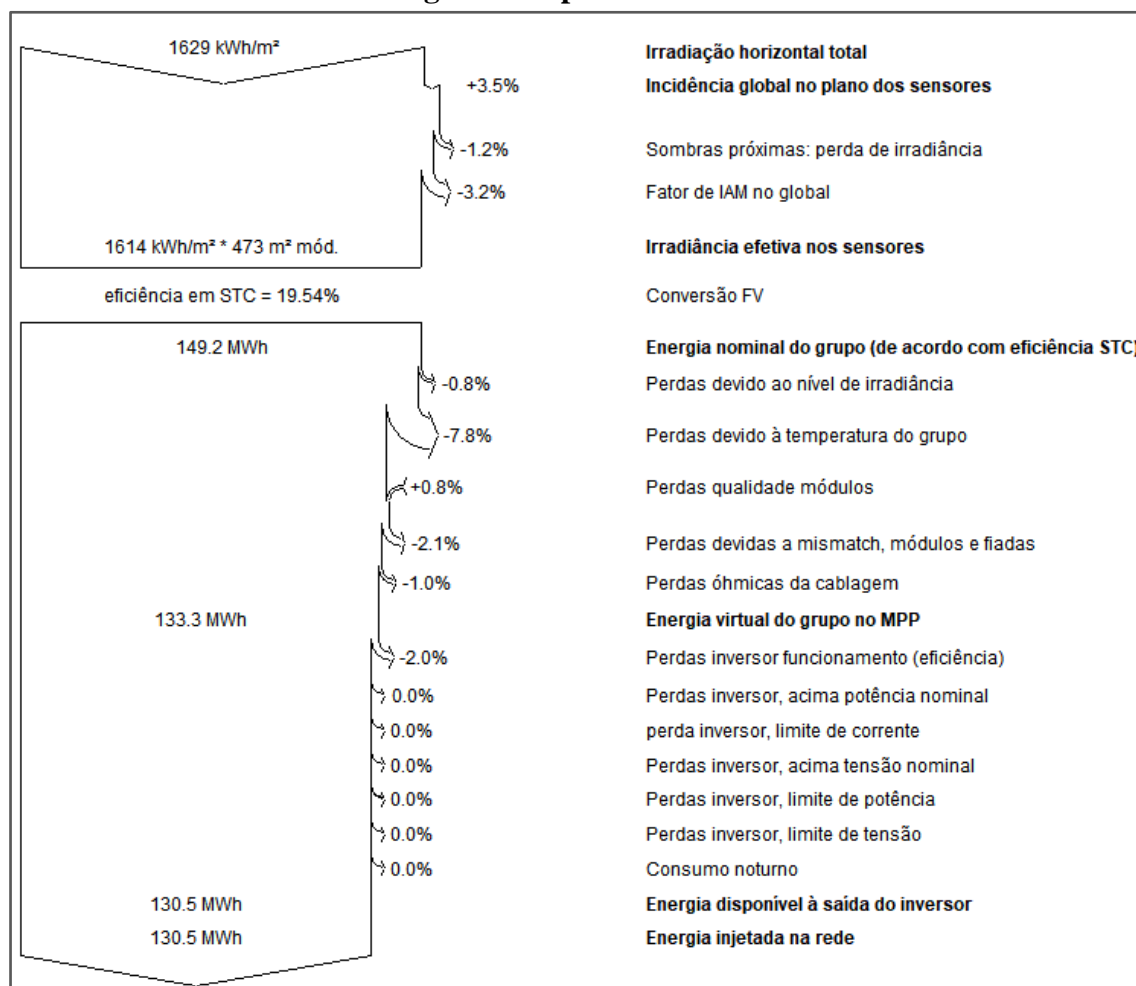
Índice de performance (PR)



Balço e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	148.9	92.79	22.69	148.0	141.5	11.60	11.37	0.831
Fevereiro	149.2	72.29	23.07	149.1	143.2	11.60	11.36	0.824
Março	139.3	62.92	22.85	142.3	137.4	11.10	10.86	0.826
Abril	121.1	58.82	21.18	127.4	122.2	10.07	9.87	0.838
Mai	112.5	41.74	18.32	122.9	116.3	9.77	9.57	0.843
Junho	103.8	43.03	17.51	115.2	108.5	9.22	9.04	0.849
Julho	116.2	44.80	16.66	128.9	121.6	10.31	10.11	0.849
Agosto	138.5	51.32	18.37	148.9	142.4	11.89	11.66	0.847
Setembro	140.5	65.08	18.79	146.6	141.2	11.70	11.46	0.846
Outubro	145.9	68.25	21.15	148.5	143.2	11.65	11.41	0.831
Novembro	163.0	83.70	21.08	160.8	154.6	12.67	12.41	0.835
Dezembro	150.5	89.97	22.26	148.1	142.0	11.64	11.40	0.833
Ano	1629.5	774.72	20.31	1686.9	1614.0	133.24	130.52	0.837

Diagrama de perdas Bloco I3

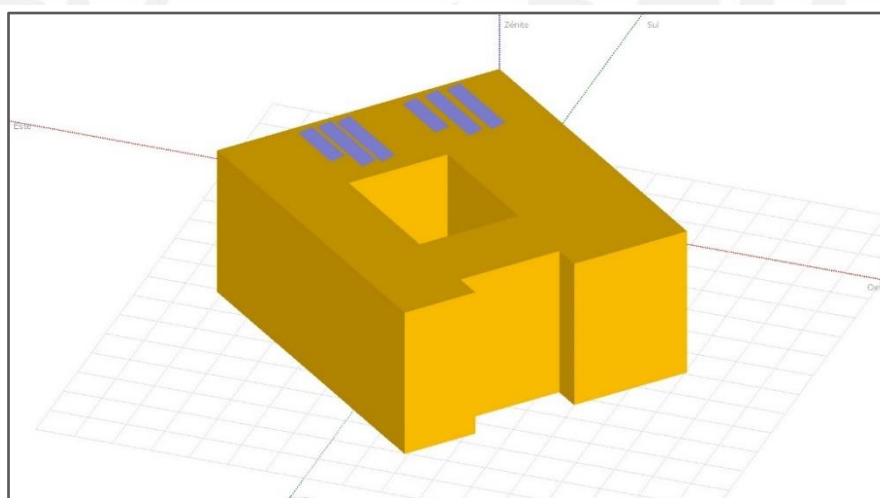


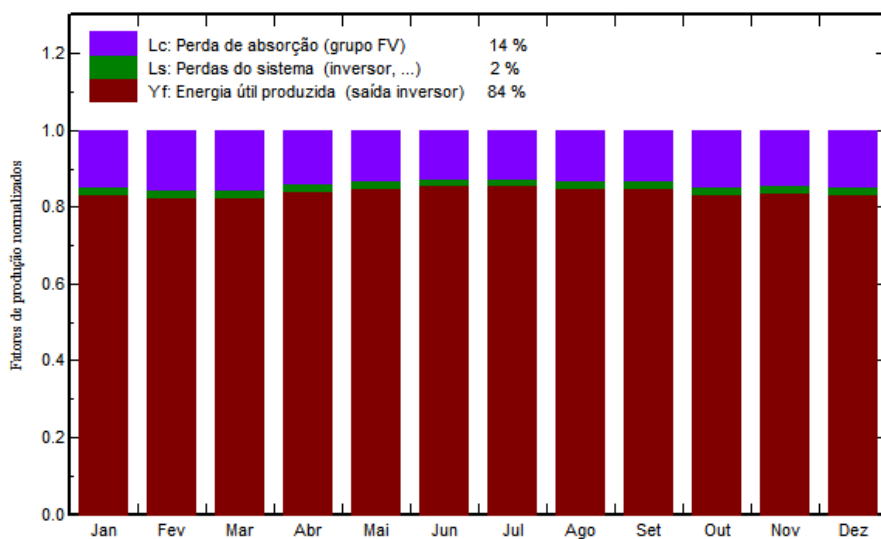
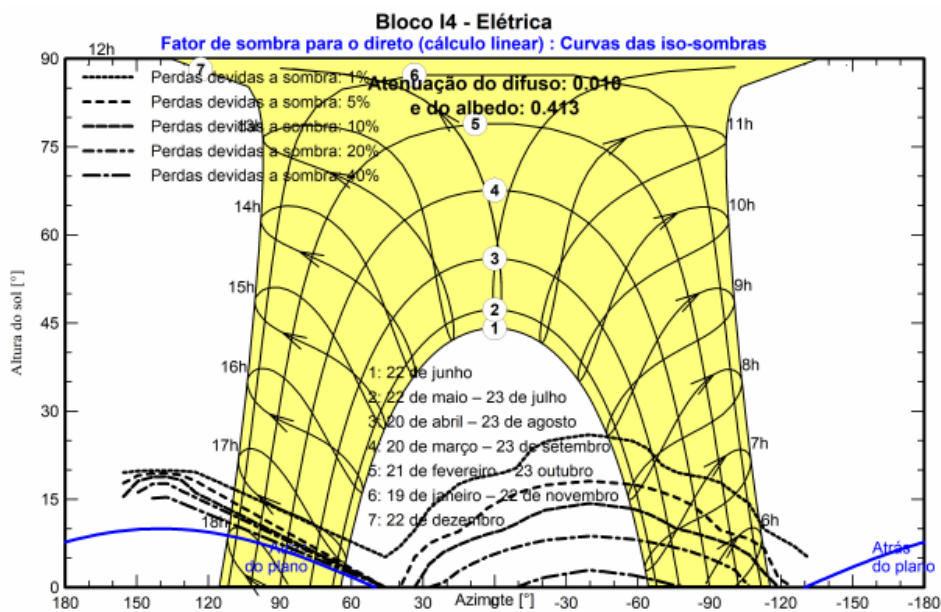
ANEXO J – Usina FV: Telhado já instalado, Prédio I4

Parâmetros gerais		
Sistema acoplado à rede	Sistema instalado num edifício	
Orientação do plano dos módulos	Configuração dos sheds	Modelos utilizados
Orientação		Transposição Perez
Plano fixo		Difuso Perez, Meteoronorm
Inclinação/Azimute 10 / -40 °		Cicumsolar separado
Horizonte	Sombras próximas	Exigências do consumidor
Sem horizonte	Sombras lineares	Carga ilimitada (rede)

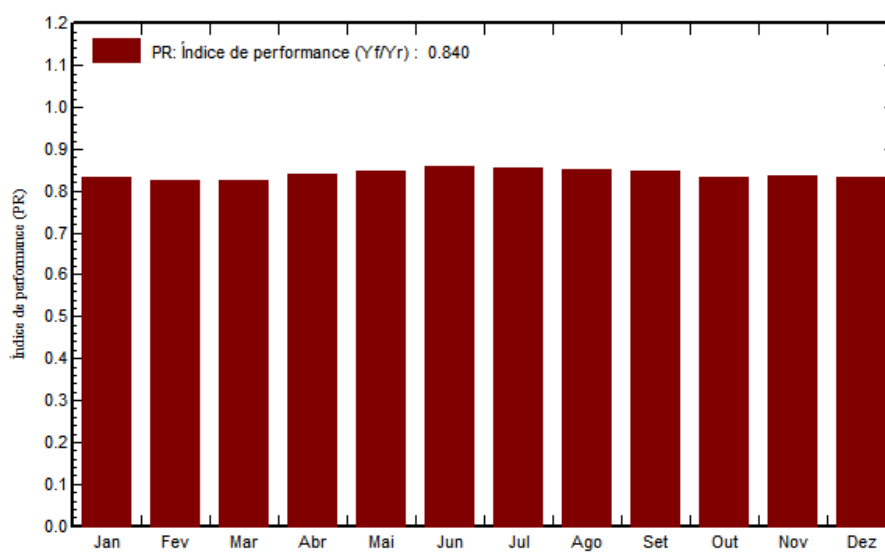
Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	JA Solar	Fabricante	Goodwe
Modelo	JAM72-S09-385-PR	Modelo	GW50KBF-MT
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	385 Wp	Potência unitária	50.0 kWca
Número de módulos FV	60 unidades	Número de inversores	2 * MPPT 25% 0.5 units
Nominal (STC)	23.10 kWp	Potência total	25.0 kWca
Módulos	4 Strings x 15 Em série	Tensão de funcionamento	200-1000 V
Em condições de func. (50°C)		Potência máx. (=>30°C)	55.0 kWca
Pmpp	20.97 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	0.92
Umpp	542 V		
I mpp	39 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	23 kWp	Potência total	25 kWca
Total	60 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	118 m²	Rácio Pnom	0.5 Não utilizado
			0.92

Perdas do grupo								
Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC	Perdas de qualidade dos módulos						
Temperatura módulos em função irradiância	Res. global do grupo	235 mΩ	Fração perdas -0.8 %					
Uc (const.) 20.0 W/m²K	Fração perdas	1.5 % em STC						
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s								
Perdas dos módulos com mismatch	Perdas devidas a mismatch, em fiadas							
Fração perdas 2.0 % no MPP	Fração perdas	0.1 %						
Fator de perda IAM								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, vidro normal, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000





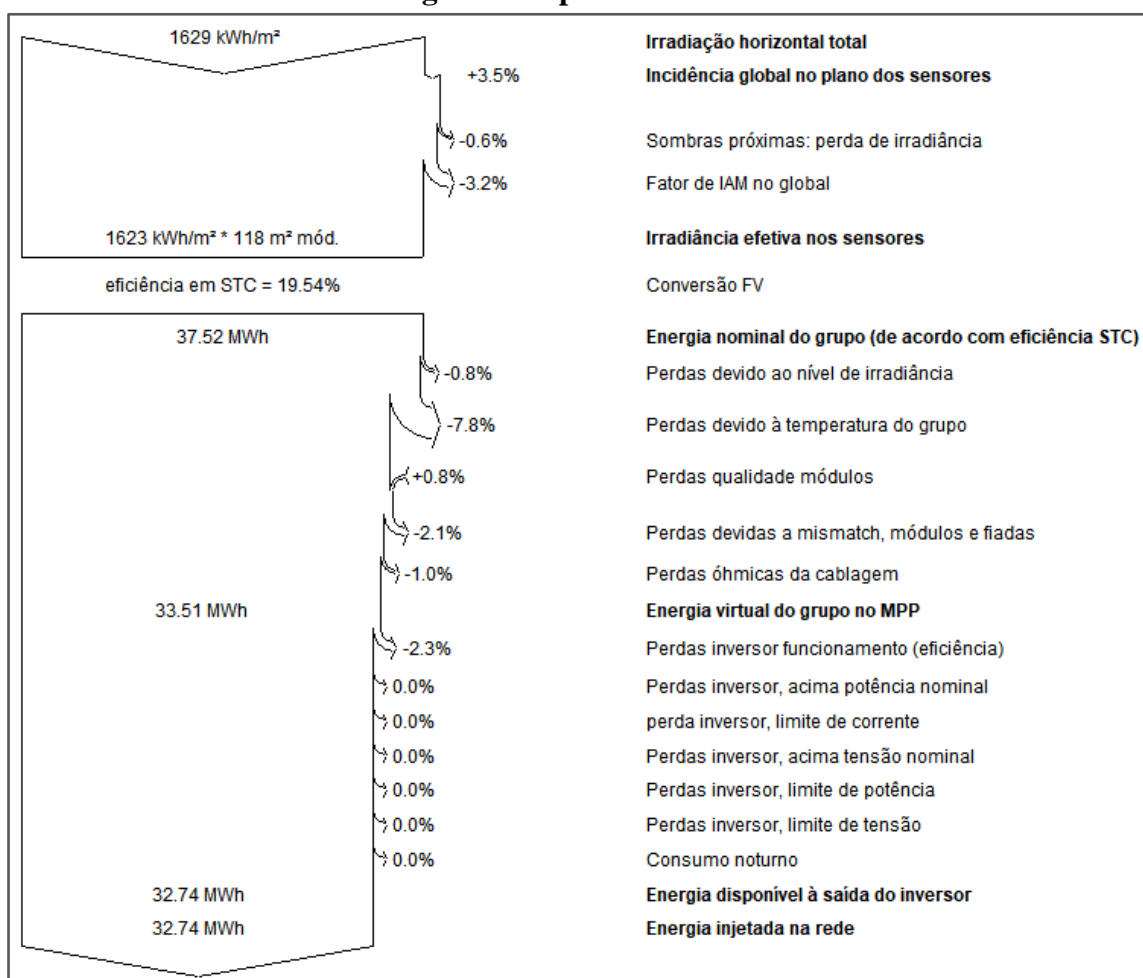
Índice de performance (PR)



Balço e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	148.9	92.79	22.69	148.0	142.1	2.915	2.847	0.833
Fevereiro	149.2	72.29	23.07	149.1	143.7	2.911	2.842	0.825
Março	139.3	62.92	22.85	142.3	137.9	2.786	2.718	0.827
Abril	121.1	58.82	21.18	127.4	122.9	2.534	2.476	0.841
Maio	112.5	41.74	18.32	122.9	117.4	2.466	2.411	0.849
Junho	103.8	43.03	17.51	115.2	109.7	2.331	2.282	0.857
Julho	116.2	44.80	16.66	128.9	122.9	2.606	2.550	0.856
Agosto	138.5	51.32	18.37	148.9	143.4	2.995	2.930	0.852
Setembro	140.5	65.08	18.79	146.6	141.9	2.940	2.873	0.848
Outubro	145.9	68.25	21.15	148.5	143.8	2.926	2.856	0.832
Novembro	163.0	83.70	21.08	160.8	155.1	3.179	3.106	0.836
Dezembro	150.5	89.97	22.26	148.1	142.6	2.922	2.853	0.834
Ano	1629.5	774.72	20.31	1686.9	1623.4	33.510	32.744	0.840

Diagrama de perdas Bloco I4

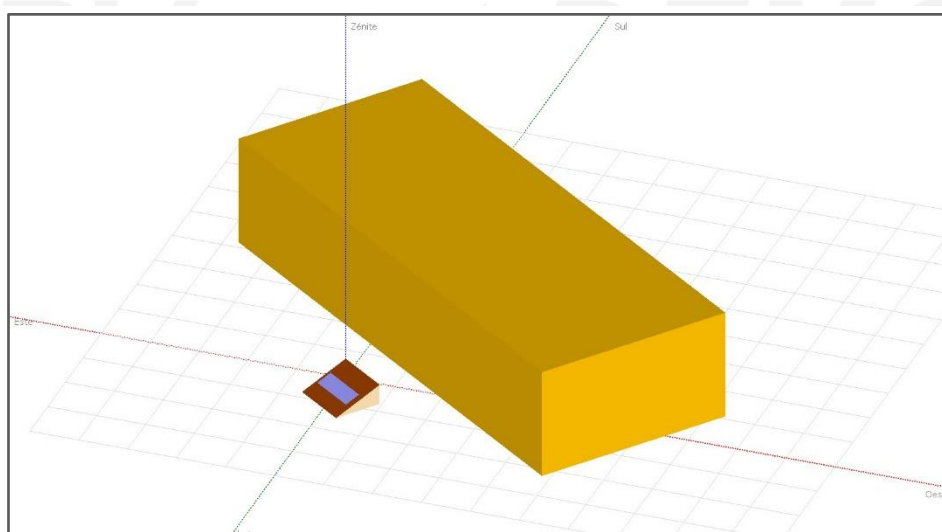


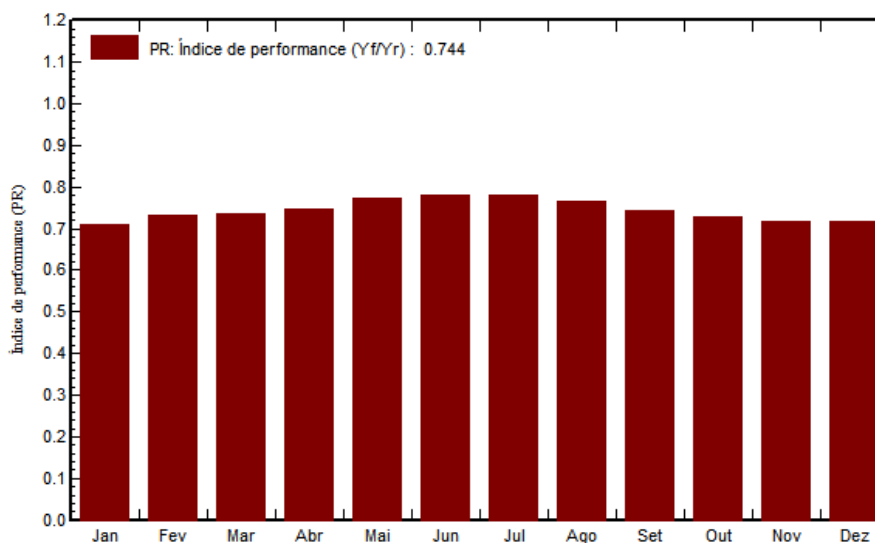
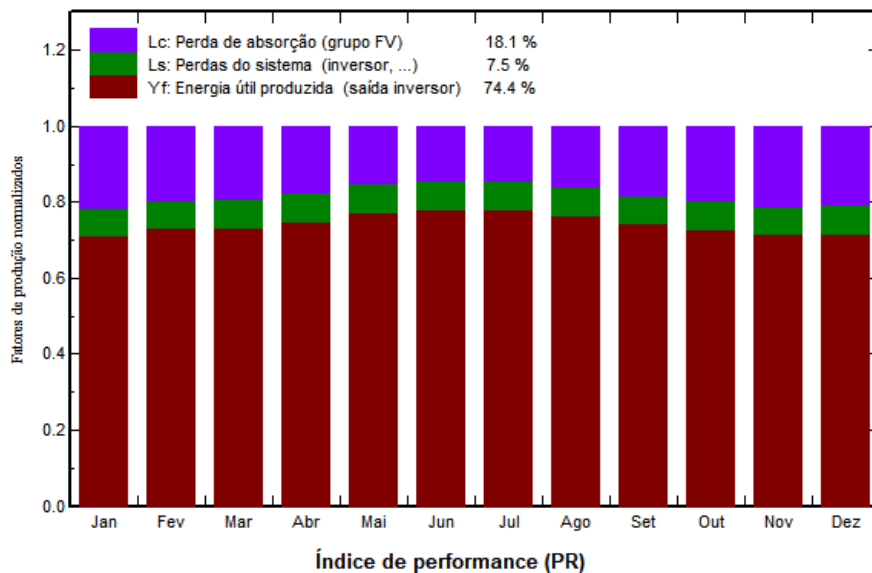
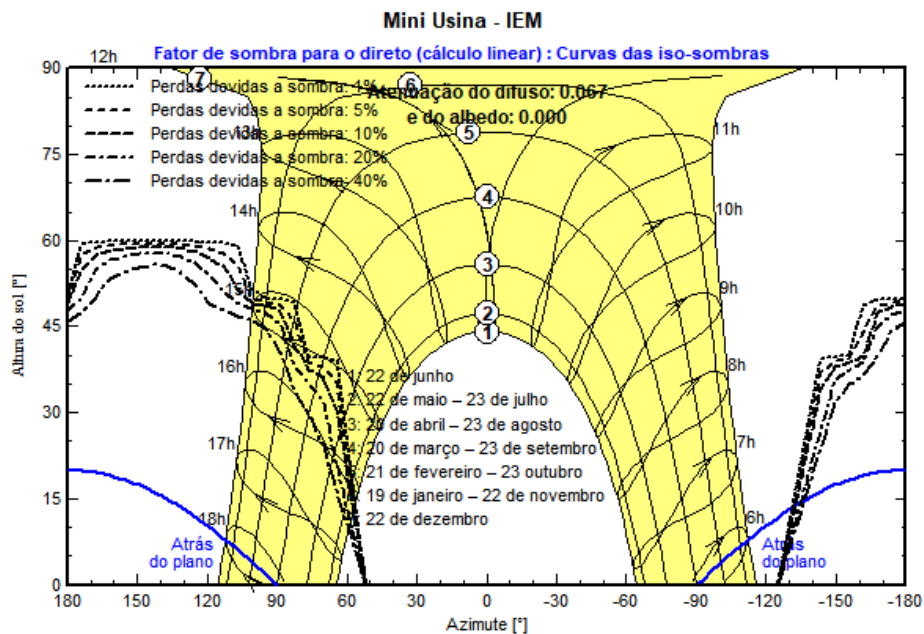
ANEXO K – Usina FV: Telhado já instalado, LTPFV

Parâmetros gerais		
Sistema acoplado à rede	Sistema instalado num edifício	
Orientação do plano dos módulos	Configuração dos sheds	Modelos utilizados
Orientação Plano fixo Inclinação/Azimute 23 / -37 °		Transposição Perez Difuso Perez, Meteororm Cicumsolar separado
Horizonte	Sombras próximas	Exigências do consumidor
Sem horizonte	Sombras lineares	Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Yingli Solar	Fabricante	SMA
Modelo	YL245P-29b	Modelo	Sunny Boy 1200
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	245 Wp	Potência unitária	1.20 kWca
Número de módulos FV	5 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	1225 Wp	Potência total	1.2 kWca
Módulos	1 String x 5 Em série	Tensão de funcionamento	100-320 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	1.02
Pmpp	1096 Wp		
Umpp	134 V		
I mpp	8.2 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	1 kWp	Potência total	1.2 kWca
Total	5 módulos	N.º de inversores	1 Unidade
Superfície módulos	8.1 m ²	Rácio Pnom	1.02
Superfície célula	7.3 m ²		

Perdas do grupo			
Fator de perdas térm.	Perdas de cablagem DC	LID - "Light Induced Degradation"	
Temperatura módulos em função irradiância	Res. global do grupo	275 mΩ	Fração perdas
Uc (const.) 20.0 W/m ² K	Fração perdas	1.5 % em STC	1.3 %
Uv (vento) 0.0 W/m ² K/m/s			
Perdas de qualidade dos módulos	Perdas dos módulos com mismatch	Perdas devidas a mismatch, em fiadas	
Fração perdas	Fração perdas	2.0 % no MPP	Fração perdas
-0.8 %			0.1 %
Fator de perda IAM	Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado		
	0°	20°	40°
	60°	70°	75°
	80°	85°	90°
	1.000	1.000	1.000
	0.960	0.880	0.800
	0.670	0.430	0.000





Balanco e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	148.9	70.23	22.72	139.5	129.3	134.4	121.6	0.711
Fevereiro	149.0	82.69	23.04	145.7	136.6	143.4	130.4	0.731
Março	139.2	72.88	22.80	144.3	137.0	142.8	129.7	0.734
Abril	121.0	62.07	21.18	132.2	125.9	133.5	121.3	0.749
Mai	112.5	52.04	18.35	131.7	126.3	136.9	124.6	0.773
Junho	103.7	39.58	17.52	127.2	122.6	133.6	121.6	0.780
Julho	116.2	44.20	16.72	142.2	137.4	149.6	136.3	0.782
Agosto	138.4	46.36	18.40	161.3	155.8	166.3	151.5	0.767
Setembro	140.0	65.07	18.83	147.2	139.4	147.6	134.1	0.744
Outubro	145.8	63.86	21.16	147.4	139.8	145.3	131.7	0.729
Novembro	162.8	68.85	21.07	151.0	140.0	146.2	132.5	0.717
Dezembro	150.4	85.66	22.23	138.9	127.7	134.9	122.2	0.718
Ano	1627.9	753.48	20.32	1708.6	1617.9	1714.5	1557.3	0.744

Diagrama de perdas microsistema LTPFV

