

# **ANÁLISE DE IMPLANTAÇÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA PARA FHO**

Mateus Gomes Justino (Fundação Hermínio Ometto) mjustino@alunos.fho.edu.br  
Daniel Augusto Pagi Ferreira (Fundação Hermínio Ometto) danielferreira@fho.edu.br

## **Resumo**

Este trabalho apresenta a análise de implantação de uma usina fotovoltaica para suprir a demanda energia elétrica do campus de Santa Bárbara d’Oeste da FHO. O sistema proposto é do tipo on-grid, com autoconsumo remoto, conectado à rede da concessionária CPFL Paulista. A metodologia envolveu o levantamento do histórico de consumo da unidade, análise do potencial solar local, dimensionamento do sistema fotovoltaico e estudo de viabilidade técnica e econômica. Foram avaliados fatores como radiação solar média anual, eficiência dos módulos e inversores, bem como o impacto da compensação de energia conforme a regulamentação vigente da ANEEL. Os resultados indicaram que a implantação da usina fotovoltaica é viável e capaz de gerar energia suficiente para atender à demanda atual da instituição, proporcionando redução significativa nos custos com energia elétrica. A análise econômica demonstrou um retorno do investimento atrativo, aliado à contribuição para a sustentabilidade ambiental, alinhado com a missão da FHO.

**Palavras-Chaves:** fotovoltaico, on-grid, autoconsumo

## **1. Introdução**

Observa-se um crescimento da demanda por energia elétrica, aliado à necessidade de mitigação dos impactos ambientais, o que tem impulsionado a adoção de fontes renováveis no Brasil e no mundo. Entre essas fontes, a energia solar apresenta-se como alternativa de elevada viabilidade econômica, baixo impacto ambiental e abundância. De acordo com Pinho e Galdino (2014), sistemas fotovoltaicos realizam a conversão direta da radiação solar em eletricidade por meio de módulos compostos por células semicondutoras, em sua maioria de silício.

O presente trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica da implantação de uma usina fotovoltaica para atendimento da demanda elétrica da Fundação Hermínio Ometto (FHO), localizada em Santa Bárbara d’Oeste, com conexão à rede da concessionária CPFL Paulista. O sistema é projetado no modelo on-grid, em regime de autoconsumo remoto, com injeção integral da energia na rede de distribuição e posterior compensação em créditos, conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL (2021) e pela Norma GED 15303 da CPFL, aplicável à mini e microgeração distribuída.

A relevância do estudo relaciona-se à redução de despesas com energia elétrica e à contribuição para a sustentabilidade ambiental, considerando que a geração fotovoltaica não emite gases de efeito estufa em operação (CRESESB, 2014), além de estar alinhada às metas internacionais de descarbonização e eficiência energética (IEA, 2021). A pesquisa contempla desde a análise do consumo e do potencial solar até o dimensionamento do sistema e a avaliação do retorno do investimento, com base em referências técnicas como o Manual de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída: teoria e prática (UFSC, 2022), a norma NBR 16690:2019 (ABNT, 2019) e as diretrizes da CPFL.

## **2. Conceitos, Grandezas e Equipamentos**

As seções a seguir demonstram os conceitos, grandezas e equipamentos relacionadas a um sistema fotovoltaico

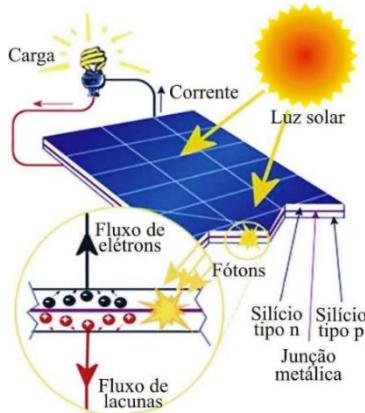
### **2.1. Irradiação Solar**

A irradiação solar é a quantidade total de energia proveniente do Sol que incide sobre uma superfície, medida em um determinado período de tempo, normalmente expressa em quilowatt-hora por metro quadrado por dia ( $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$ ). Este parâmetro é fundamental para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pois determina o potencial de geração de energia elétrica no local de instalação.

### **2.2. Conversão Fotovoltaica**

A conversão fotovoltaica ocorre pelo efeito fotovoltaico, em que semicondutores expostos à radiação solar absorvem fótons e liberam elétrons. Para conduzir esse movimento, as células utilizam uma junção p-n, que gera corrente contínua (CC). Para aumentar a produção, várias células são agrupadas em módulos ou painéis, conectados em série ou paralelo conforme a tensão e a corrente desejadas. A energia gerada em CC varia conforme irradiância, ângulo de incidência e temperatura, sendo estabilizada por controladores e inversores para uso. Conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - Efeito Fotovoltaico



Fonte: (Voudoukis, 2018).

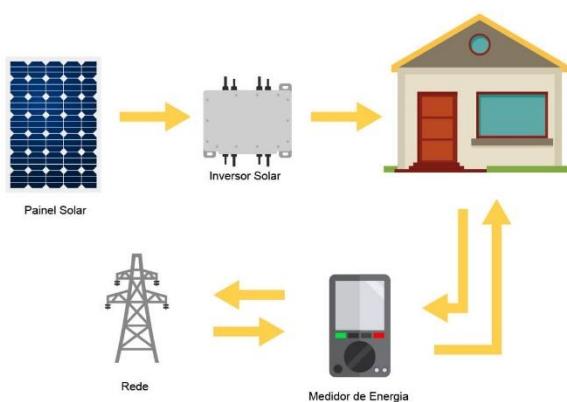
### 2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos

#### 2.3.1. On-grid

O sistema on-grid é conectado diretamente à rede elétrica e opera de forma integrada com a concessionária, conforme demonstrado na Figura 2. Nesse modelo, toda a energia gerada é consumida no instante em que está sendo produzida ou, caso haja excedente, é injetada na rede, gerando créditos de energia para compensar o consumo em períodos de menor geração.

Dentro da categoria on-grid, existem duas modalidades principais com autoconsumo e com autoconsumo remoto. No modelo com autoconsumo, a usina está localizada no mesmo ponto de consumo, ou seja, a energia produzida é prioritariamente utilizada no local antes de ser injetada na rede. Já no modelo com autoconsumo remoto, a usina pode ser instalada em um local diferente de onde ocorre o consumo, utilizando o sistema de compensação de créditos para abater a fatura de energia.

Figura 2 - Sistema On-grid



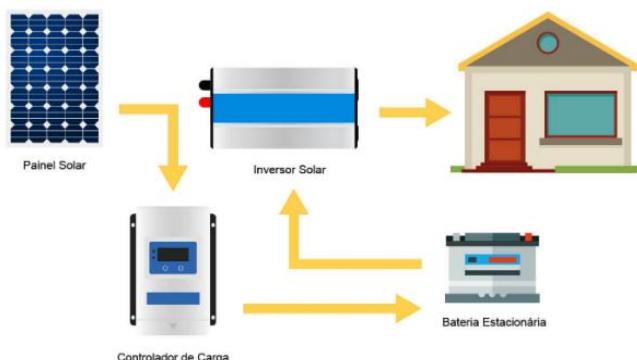
Fonte: (NEOSOLAR, 2025).

### 2.3.2. Off-grid

O sistema off-grid é totalmente independente da rede elétrica, funcionando de forma autônoma. Nesse modelo, conforme demonstrado na Figura 3, toda a energia gerada é armazenada em baterias para posterior utilização, o que garante fornecimento mesmo em períodos sem irradiação solar, como durante a noite ou em dias nublados. Essa característica torna o sistema indicado para regiões remotas ou isoladas, onde não há disponibilidade de rede elétrica.

Apesar da vantagem de autonomia, o off-grid apresenta custos de implantação e manutenção mais elevados, devido ao uso de baterias e equipamentos de controle mais sofisticados. Além disso, o dimensionamento precisa ser preciso para garantir a confiabilidade no fornecimento de energia. Por esses motivos, o sistema off-grid não é o mais recomendado para grandes consumidores, como universidades, já que exigiria altos investimentos e infraestrutura de armazenamento em larga escala.

Figura 3 - Sistema Off-grid

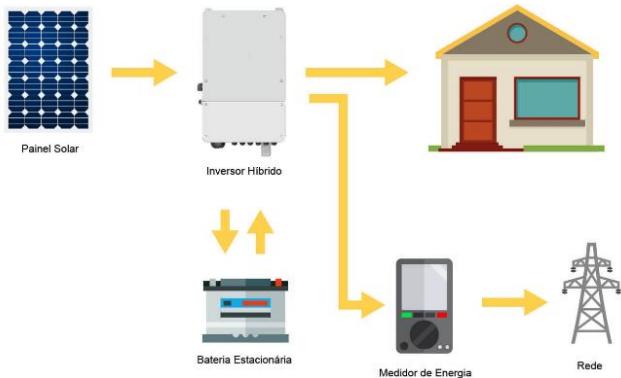


Fonte: (NEOSOLAR, 2025).

### 2.3.3. Híbrido

O sistema híbrido combina as características dos modelos on-grid e off-grid, permitindo tanto a conexão com a rede elétrica quanto o uso de baterias para armazenamento. Dessa forma, a energia gerada pode ser consumida localmente, armazenada para uso futuro ou injetada na rede, oferecendo maior flexibilidade e segurança energética, a Figura 4 ilustra o conceito do sistema híbrido. Esse modelo é vantajoso em locais onde a confiabilidade da rede elétrica é baixa, já que garante fornecimento mesmo durante falhas ou apagões. No entanto, o sistema híbrido demanda um investimento inicial mais elevado, pois envolve tanto os custos de conexão à rede quanto os de armazenamento em baterias.

Figura 4 - Sistema Híbrido



Fonte: (NEOSOLAR, 2025).

## 2.4. Componentes do Sistema Fotovoltaico

As seções a seguir listam os principais componentes de um sistema fotovoltaico.

### 2.4.1. Modulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o componente central de uma usina solar, responsável por converter a radiação solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Cada módulo é formado por diversas células solares que, ao serem expostas à luz do sol, geram corrente elétrica contínua. Conforme explicado na seção 2.2.

### 2.4.2. Stringbox CC

A stringBox CC tem a função de concentrar e proteger os circuitos dos arranjos fotovoltaicos. Instalada próxima aos módulos, ela reúne os cabos das strings, garante seccionamento e proteção elétrica antes dos inversores, simplificando a instalação e aumentando a segurança.

### 2.4.3. Cabos e Conectores

Em usinas fotovoltaicas, devem ser utilizados cabos específicos para corrente contínua (CC), denominados cabos fotovoltaicos. Esses condutores possuem isolamento e cobertura dupla, resistência a raios ultravioleta, intempéries, altas temperaturas e abrasão, garantindo durabilidade em instalações externas. São normalmente fabricados em cobre estanhado, com isolamento em compostos como XLPE ou EPR, adequados para suportar tensões de até 1,5 kV em sistemas CC.

### 2.4.4. Inversor

O inversor em sistemas fotovoltaicos tem como função principal converter a corrente contínua (CC), gerada pelos módulos solares, em corrente alternada (CA), padrão utilizado em

residências, indústrias e pela rede elétrica. Além da conversão, o inversor também realiza o monitoramento do sistema e garante a operação segura e eficiente da usina.

#### **2.4.5. Transformador**

O transformador em uma usina fotovoltaica tem a função de adequar a tensão gerada pelos inversores às condições exigidas pela rede elétrica de distribuição, possibilitando a correta injeção da energia produzida. Além de garantir a compatibilidade de tensão, o transformador também contribui para a proteção e estabilidade do sistema, evitando perdas e assegurando a qualidade da energia entregue à concessionária.

#### **2.4.6. Skid de transformação**

O skid de transformação é um conjunto compacto e integrado de equipamentos elétricos, projetado de forma personalizada para atender às necessidades específicas de cada usina fotovoltaica. Em geral, os skids variam em sua configuração interna, podendo abrigar diferentes dispositivos de acordo com a demanda, a potência instalada e os requisitos de operação e proteção do sistema, conforme ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - SKID de transformação



Fonte: (ROMAGNOLE, 2025).

#### **2.4.7. Cabine primaria**

A cabine primária ilustrada na

Figura 6 é o conjunto de equipamentos responsável pela interface da usina fotovoltaica com o sistema elétrico da concessionária, operando em média tensão de 13,8 kV. Assim como os skids, sua configuração é personalizada para cada projeto, mas deve sempre atender às exigências mínimas definidas pela concessionária local, garantindo a medição, a proteção e o monitoramento adequados da energia injetada na rede.

Figura 6 - Cabine Primária



Fonte: (INDUSPOWER, 2025).

## 2.5. Parâmetros de análise econômica

A análise da viabilidade econômica é realizada através das ferramentas da engenharia econômica descrita por Gitman e Zutter (2019), as utilizadas foram: VP, VPL, TIR, PAYBACK e o ROI, para a realização dos cálculos foi necessária a utilização de uma planilha eletrônica de cálculo.

O investimento do projeto foi calculado através do VP, onde a avaliação se deu por meio do tempo de utilização do sistema, de acordo com o consumo de energia elétrica mensal do mesmo período, conforme a Equação 1, onde  $VP_{(n)}$  é o valor presente (R\$),  $FC_{(n)}$  é o fluxo de caixa (R\$),  $i$  é a taxa básica de juros ou TMA (%) e  $(n)$  período em anos.

$$VP_{(n)} = \frac{FC_{(n)}}{(1 + i)^n} \quad (1)$$

O cálculo do VPL, segue conforme a Equação 2, onde  $VPL_{(n)}$  é o valor presente líquido (R\$),  $FC_{(n)}$  é o fluxo de caixa (R\$),  $i$  é a taxa básica de juros ou TMA (%),  $I_0$  é o investimento inicial e  $(n)$  período em anos.

$$VPL_{(n)} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_{(n)}}{(1 + i)^n} - I_0 \quad (2)$$

Para a análise da TIR considera-se o investimento inicial do projeto e o fluxo de caixa gerado no período de utilização do sistema. O resultado obtido no cálculo é comparado com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Este cálculo se dá pela Equação 3 onde  $VPL_{(n)}$  é o valor

presente líquido (R\$),  $FC_{(n)}$  é o fluxo de caixa (R\$),  $I_0$  é o investimento inicial e  $(n)$  período em anos.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_{(n)}}{(1 + TIR)^n} - I_0 \quad (3)$$

Segundo Gitman e Zutter (2019), esta equação existe três tipos de cenário para análise:

- a)  $TIR > TMA$ , A taxa interna de retorno é superior à taxa mínima de atratividade, logo o fluxo de caixa é positivo e o VPL é maior que zero, portanto, o investimento é rentável sendo passível de aprovação;
- b)  $TIR = TMA$ , o investimento não é lucrativo, entretanto também não indica prejuízo, já que contempla a TMA, logo, para que haja aprovação do projeto é necessário a análise de outros índices;
- c)  $TIR < TMA$ , a taxa mínima de atratividade é superior que a taxa interna de retorno, logo o investimento terá faturamento negativo, assim o projeto dificilmente será aprovado.

Para analisar o retorno sobre o investimento (ROI), onde o investimento do projeto será consolidado como viável ou não, é realizado através da Equação 4.

$$ROI = \frac{\text{Lucro líquido} - \text{Investimento inicial}}{\text{Investimento inicial}} * 100 \quad (4)$$

E por fim a última análise a ser realizada é a análise do tempo necessário de retorno do valor investido, podendo ser calculada através do cálculo de payback simples, onde são contados o número de anos até recuperar o investimento.

### **3. Resultados**

Nas seções a seguir, é apresentado o sistema proposto e a especificação dos componentes utilizados no projeto. Ressalta-se que a potência de transformação instalada no campus de Santa Bárbara d’Oeste é de 1625kVA sendo dividida em 5 transformadores e cada transformador atende a setores distintos, não sendo possível considerá-los com fator unitário de utilização. Além disso, a instituição encontra-se atualmente em fase de manutenção, sem atividades

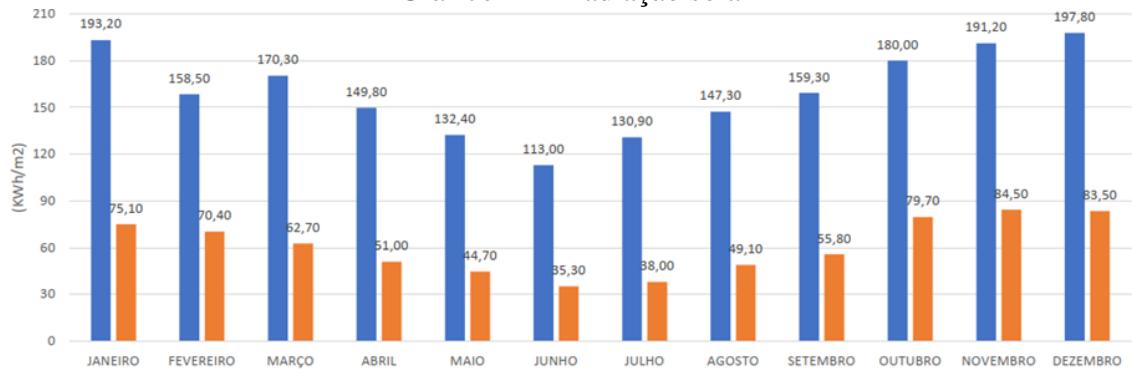
acadêmicas em andamento, e com previsão de início das aulas a partir de 2026, ainda sem data definida. Dessa forma, não há histórico consolidado de consumo em plena operação.

### 3.1. Grandezas levantadas

#### 3.1.1. Irradiação solar

No município de Santa Bárbara d’Oeste, a análise da irradiação solar média anual é essencial para estimar o desempenho esperado da usina fotovoltaica proposta. O Gráfico 1 apresenta os valores médios de irradiação solar registrados no ano de 2024, os quais servirão de base para os cálculos de dimensionamento e previsão de geração do sistema.

Gráfico 1 – Irradiação solar



Fonte: Próprio autor

#### 3.1.2. Contas de energia

Foram analisadas as faturas de energia de 2024 como demonstrado na Tabela 1, o que permitiu calcular o consumo médio mensal, identificar os períodos de maior uso. Esses dados serviram de base para o dimensionamento do sistema fotovoltaico e para a comparação entre o cenário atual e o projetado, possibilitando estimar economia, payback e viabilidade financeira.

Tabela 1 - Contas de energia 2024

Mês	Total a Pagar (R\$)	Consumo Ponta TUSD (kWh)	Consumo Ponta TE (kWh)	Consumo Fora de Ponta TUSD (kWh)	Consumo Fora de Ponta TE (kWh)	Total Mensal (KWh)
<b>JANEIRO</b>	19.790,18	2029,30	2029,30	17848,10	17848,10	<b>39754,80</b>
<b>FEVEREIRO</b>	16.142,82	1678,45	1678,45	12986,10	12986,10	<b>29329,10</b>
<b>MARÇO</b>	18.764,39	1929,70	1929,70	16229,87	16229,87	<b>36319,13</b>
<b>ABRIL</b>	18.004,06	2138,80	2138,80	13164,95	13164,95	<b>30607,50</b>
<b>MAIO</b>	16.746,83	1752,20	1752,20	12446,45	12446,45	<b>28397,30</b>
<b>JUNHO</b>	15.771,15	1586,60	1586,60	11401,05	11401,05	<b>25975,30</b>

Mês	Total a Pagar (R\$)	Consumo Ponta TUSD (kWh)	Consumo Ponta TE (kWh)	Consumo Fora de Ponta TUSD (kWh)	Consumo Fora de Ponta TE (kWh)	Total Mensal (KWh)
<b>JULHO</b>	15.884,62	1670,75	1670,75	10499,80	10499,80	<b>24341,10</b>
<b>AGOSTO</b>	18.864,73	2325,20	2325,20	13958,80	13958,80	<b>32568,00</b>
<b>SETEMBRO</b>	18.978,96	2246,45	2246,45	13156,35	13156,35	<b>30805,60</b>
<b>OUTUBRO</b>	23.397,65	2884,80	2884,80	16638,77	16638,77	<b>39047,14</b>
<b>NOVEMBRO</b>	19.309,69	2102,90	2102,90	15327,35	15327,35	<b>34860,50</b>
<b>DEZEMBRO</b>	19.349,41	2114,10	2114,10	15121,80	15121,80	<b>34471,80</b>
<b>Total Anual</b>	<b>221.004,49</b>	<b>24459,25</b>	<b>24459,25</b>	<b>168779,39</b>	<b>168779,39</b>	<b>386477,28</b>
<b>Média Mensal</b>	<b>18.417,04</b>	<b>1881,48</b>	<b>1881,48</b>	<b>12983,03</b>	<b>12983,03</b>	<b>32206,44</b>

Fonte: adaptado FHO Santa Barbara do Oeste

Nos sistemas tarifários da CPFL Paulista, a fatura de energia varia conforme o horário de consumo. O período de ponta (18h às 21h em dias úteis) concentra maior demanda e possui tarifa mais elevada, enquanto o fora de ponta abrange os demais horários, finais de semana e feriados, com custo reduzido, podemos observar os valores das tarifas na Tabela 2. A cobrança também se divide em Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), referente à infraestrutura da rede, e Tarifa de Energia (TE), relativa ao consumo efetivo. Essas parcelas, combinadas, determinam o valor final pago pelo consumidor.

Tabela 2 - Tarifas TUSD e TE em horário de ponta e fora de ponta

MÊS	Consumo Ponta TUSD (R\$)	Consumo Fora de Ponta TUSD (R\$)	Consumo Ponta TE (R\$)	Consumo Fora de Ponta TE (R\$)
<b>JANEIRO</b>	1,6327	0,1416	0,6205	0,3878
<b>FEVEREIRO</b>	1,6291	0,1413	0,6192	0,3870
<b>MARÇO</b>	1,6315	0,1415	0,6201	0,3875
<b>ABRIL</b>	1,6877	0,1326	0,6272	0,3961
<b>MAIO</b>	1,6961	0,1292	0,6262	0,3967
<b>JUNHO</b>	1,6891	0,1287	0,6236	0,3951
<b>JULHO</b>	1,7020	0,1297	0,6283	0,3981
<b>AGOSTO</b>	1,6977	0,1293	0,6267	0,3971
<b>SETEMBRO</b>	1,6894	0,1287	0,6237	0,3951
<b>OUTUBRO</b>	1,6949	0,1291	0,6257	0,3964
<b>NOVEMBRO</b>	1,6814	0,1281	0,6207	0,3933

MÊS	Consumo Ponta TUSD (R\$)	Consumo Fora de Ponta TUSD (R\$)	Consumo Ponta TE (R\$)	Consumo Fora de Ponta TE (R\$)
<b>DEZEMBRO</b>	1,7025	0,1297	0,6265	0,3962
<b>MÉDIA (R\$)</b>	<b>1,6778</b>	<b>0,1325</b>	<b>0,6240</b>	<b>0,3939</b>
<b>SOMA PONTA – TUSD + TE (R\$)</b>		<b>2,3019</b>		
<b>SOMA FPONTA – TUSD + TE (R\$)</b>		<b>0,5263</b>		

Fonte: adaptado FHO Santa Barbara do Oeste

### 3.2. Sistema proposto

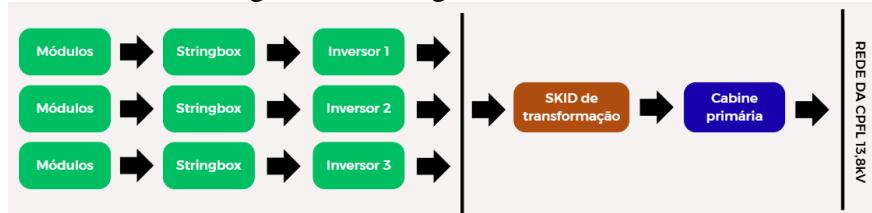
Com base no consumo mensal de energia da FHO adotaram-se 5 horas de sol pleno por dia e um fator de segurança de 1,2. A partir desses parâmetros, aplicou-se a Equação 1, em que  $P_{fv}$  corresponde à potência necessária do sistema,  $E_{dia}$  à energia diária consumida (kWh), HSP às horas de sol pleno e PR ao fator de segurança. O cálculo resultou em uma potência mínima de 178,92 kWp. No entanto, considerando a demanda contratada da instituição, que é de 300 kW, optou-se por dimensionar o sistema em 300 kWp. Esse valor representa um acréscimo de aproximadamente 67% em relação à potência mínima calculada, garantindo margem para o crescimento futuro da instituição.

Considerando que a potência do sistema deve ser de 300 kWp, optou-se pela utilização de módulos fotovoltaicos de 700 Wp, devido ao bom custo-benefício. A divisão da potência total pelo valor unitário resultou na necessidade de 432 módulos de 700 Wp, totalizando 302,4 kWp instalados. Esses módulos serão conectados a três inversores trifásicos de 100 kW.

Trata-se de um sistema on-grid em autoconsumo remoto, conforme o fluxograma do sistema na Figura 7 em que toda a energia gerada será injetada na rede elétrica, gerando créditos de energia para compensação do consumo do campus, conforme a legislação vigente (Lei 14.300/2022).

$$P_{FV} = \frac{E_{dia}}{HSP \times PR} \quad (1)$$

Figura 7 - Fluxograma do sistema



Fonte: Próprio autor

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado por meio do software PVsyst, ferramenta amplamente utilizada em estudos de desempenho energético de usinas solares. A simulação forneceu a estimativa da energia a ser gerada pelo sistema ao longo do ano, considerando as condições climáticas locais e as especificações técnicas dos equipamentos selecionados. Conforme a Figura 8 e Tabela 3 podemos ver as perdas configuradas no software e o resultado da simulação da quantidade de energia injetada na rede.

Figura 8 – Perdas do sistema

<b>Fator de perdas térm.</b>		<b>Perdas de cablagem DC</b>		<b>Perdas de qualidade dos módulos</b>				
Temperatura módulos em função irradiação		Res. global do grupo	22 mΩ	Fração perdas	-0.75 %			
Uc (const.)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Fração perdas	1.50 % em STC					
Uv (vento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s							
<b>Perdas dos módulos com mismatch</b>								
Fração perdas		2.00 % no MPP						
<b>Fator de perda IAM</b>								
Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

Fonte: Próprio autor

Tabela 3 - Energia consumida x injetada

Mês	Energia Injetada na Rede	Energia Consumida Pela FHO	Excedente (Diferença)	Excedente (Diferença)
	KWh	KWh	KWh	%
<b>Janeiro</b>	45720,00	39754,80	5965,20	13,05%
<b>Fevereiro</b>	40546,00	29329,10	11216,90	27,66%
<b>Março</b>	47306,00	36319,13	10986,87	23,23%
<b>Abril</b>	46827,00	30607,50	16219,50	34,64%
<b>Maio</b>	46371,00	28397,30	17973,70	38,76%
<b>Junho</b>	41717,00	25975,30	15741,70	37,73%
<b>Julho</b>	48017,00	24341,10	23675,90	49,31%
<b>Agosto</b>	48473,00	32568,00	15905,00	32,81%
<b>Setembro</b>	46749,00	30805,60	15943,40	34,10%
<b>Outubro</b>	47431,00	39047,14	8383,86	17,68%
<b>Novembro</b>	46679,00	34860,50	11818,50	25,32%
<b>Dezembro</b>	46038,00	34471,80	11566,20	25,12%
<b>Ano</b>	551874,00	386477,28	165396,72	29,97%

Fonte: Próprio autor

### **3.3. Equipamentos especificados**

#### **3.3.1. Módulos fotovoltaicos**

Para este projeto foi selecionado o módulo bifacial Risen Solar de 700 Wp, que se destaca por sua alta eficiência e capacidade de captar radiação também pela face traseira, aumentando a geração em até 10%. Dessa forma, sua potência equivalente pode alcançar aproximadamente 770 Wp. De acordo com o datasheet do fabricante, suas principais características elétricas são: tensão de circuito aberto (Voc) de 49,83 V, corrente de curto-circuito (Isc) de 19,60 A, tensão na potência máxima (Vmpp) de 41,78 V e corrente na potência máxima (Impp) de 18,45 A.

Além disso, o módulo apresenta baixa taxa de degradação anual (0,3%), garantindo maior estabilidade de geração ao longo do tempo. A fabricante oferece 15 anos de garantia para o produto e 30 anos de garantia de eficiência, reforçando a confiabilidade e a robustez do sistema

#### **3.3.2. Stringbox CC**

Foram previstas duas configurações sendo duas entradas com uma saída e uma entrada com uma saída, conforme a distribuição do sistema, em que cada um dos três inversores recebe, cinco stringbox sendo quatro com duas entradas e uma saída e uma com uma entrada e uma saída, sendo que cada stringbox possui 16 painéis conectados em série.

Cada stringbox é composta por uma chave seccionadora, fusíveis e um dispositivo de proteção contra surto (DPS). Os fusíveis protegem contra sobrecorrentes, o DPS contra sobretensões, e a chave permite desligamento seguro para manutenção. Assim, a StringBox protege módulos e inversores, possibilita seccionamento rápido em emergências e assegura maior confiabilidade e segurança ao sistema fotovoltaico.

#### **3.3.3. Cabos e conectores**

No dimensionamento dos cabos do sistema fotovoltaico, considerou-se a temperatura média de 2024, uma vez que a condução de corrente é diretamente influenciada pela temperatura ambiente. Foram adotados cabos fotovoltaicos específicos para corrente contínua (CC), em cobre estanhado e isolação em EPR, resistentes a intempéries e aptos a suportar até 1,5 kV CC. Com base na Tabela 4 e nos fatores de correção da Tabela 40 da NBR 5410/2004, aplicou-se fator de 1,04 para cabos EPR.

Quanto ao método de instalação, adotou-se o método D (método 61 da Tabela 33 da NBR 5410/2004) para os trechos compreendidos entre as strings e as StringBox, entre as StringBox e os inversores, da sala dos inversores até o skid de transformação e, posteriormente, do skid

até a cabine primária. Esse método corresponde à utilização de cabos multipolares instalados em eletrodutos de seção circular enterrados, sendo adequado para o ambiente externo. Já para os cabos instalados dentro da sala dos inversores, foi adotado o método C (método 11A da Tabela 33 da NBR 5410/2004), que se refere à instalação de cabos unipolares ou multipolares fixados diretamente no teto. Já para as partes internas do skid de transformação e da cabine primaria foi adotada a utilização de barramentos de  $1\frac{1}{2} \times \frac{1}{4}$  sem pintura, pois o mesmo atende a capacidade de condução mínima para o local.

Tabela 4 - Temperatura no ano de 2024 em Santa Bárbara d’Oeste

Mês	JAN.	FEV.	MAR.	ABR, MAI.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.	Média Anual (°C)
Min. (°C)	20	20	19	18	15	13	13	14	16	18	18	20
Máx. (°C)	29	29	28	27	25	24	24	26	28	29	28	29

Fonte: Próprio autor

### 3.3.4. Inversor

Para este projeto foi escolhido três inversores Solis-100K-5G-PRO, um modelo trifásico robusto, amplamente utilizado em aplicações comerciais e industriais. O inversor possui potência nominal de 100 kW (totalizando 300kW de potência no projeto), opera em tensão de 380V e atinge eficiência de até 98,7%. Dispõe de 8 MPPTs (Rastreadores de Ponto de Máxima Potência), que ajustam continuamente o ponto de operação dos módulos para extrair a máxima energia disponível mesmo sob variações de irradiância ou sombreamento. Conta ainda com 16 entradas de strings, monitoramento individual, e atualização remota de firmware. Para segurança, integra proteção AFCI (contra arco-voltaico), polaridade reversa, curto-círcuito e sobrecorrente, além de grau de proteção IP66, resistente à poeira e jatos d’água.

### 3.3.5. Transformadores

O projeto prevê um transformador principal a seco de 500 kVA (WEG), escolhido pela confiabilidade e possibilidade de expansão, e um auxiliar a seco de 30 kVA (Siemetrafo), destinado às cargas internas da usina. Essa configuração assegura operação estável, com separação entre a energia injetada na rede e a utilizada nos serviços auxiliares.

### 3.3.6. Skid de transformação

O skid foi projetado para abrigar dois transformadores (500 kVA principal e 30 kVA auxiliar), o disjuntor principal de caixa moldada intertravado ao relé de sincronismo, além de

multimedidor e quadro de proteção em corrente alternada (QDPCA), dividido em três unidades independentes para cada inversor.

### **3.3.7. Cabine Primária**

Conforme exigência da CPFL Paulista, a cabine contará com sistema de medição e comunicação da concessionária para supervisão remota do fluxo de energia. Serão instalados para-raios para proteção contra surtos e descargas, além do relé principal de proteção acoplado a disjuntor a vácuo para manobras e falhas em média tensão. Os equipamentos de proteção e medição serão complementados por TCs e TPs, garantindo precisão e seletividade nas atuações.

## **4. Análise Econômica**

### **4.1. Custos**

Com a definição dos principais componentes do sistema fotovoltaico, foi possível fazer uma estimativa dos custos unitários e calcular o valor total do projeto. Os preços apresentados na Tabela 5 a seguir foram obtidos a partir de pesquisas de mercado, considerando valores médios praticados para equipamentos e serviços similares. O valor estimado para a aquisição do terreno foi calculado com base em uma média de preços de áreas localizadas em regiões periféricas do município de Santa Bárbara d’Oeste, tendo em vista que terrenos situados próximos ao centro apresentam custo mais elevado por metro quadrado. Já nos custos de preparação do terreno, estão contempladas atividades como nivelamento do solo, realização de fundações e abertura de envelopes para passagem de fiação subterrânea.

Tabela 5 - Custos estimados para o projeto

<b>Tipo</b>	<b>Item</b>	<b>Quantidade (unidades)</b>	<b>Custo Unitário (R\$)</b>	<b>Total (R\$)</b>
Módulos FV	RSM132-8-700BHDG	432	900,00	388.800,00
	Suportes dos módulos	432	50	21.600,00
Inversores	SOLIS 100K-5G-PRO	3	32.000,00	96.000,00
Componentes	Acessórios, caixas de passagem, caixarias, condutores, barramentos, bornes, dispositivos de proteção	-	130.000,00	130.000,00
	Transformadores	-	100.000,00	100.000,00
	Skid e Cabine primária	-	60.000,00	60.000,00
Projetos	Pára-raios	-	10.000,00	10.000,00
	Engenharia	-	30.000,00	30.000,00
	Instalação por módulo	432	50	21.600,00
Instalação	Instalação por inversor	3	3.000,00	9.000,00

<b>Tipo</b>	<b>Item</b>	<b>Quantidade (unidades)</b>	<b>Custo Unitário (R\$)</b>	<b>Total (R\$)</b>
	Instalação geral	-	13.000,00	13.000,00
	Transporte	-	10.000,00	10.000,00
Custo do terreno	Compra de terreno	-	450.000,00	450.000,00
	Preparação do terreno	-	50.000,00	50.000,00
<b>Total</b>				<b>1.390.000,00</b>

Fonte: Próprio autor

#### 4.2. Viabilidade econômica

Para a elaboração da análise viabilidade econômica do projeto, foi necessário estabelecer premissas financeiras que servem como base para as projeções e comparações. Em relação à inflação, considerou-se a média histórica do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) no período de 2015 a 2024 conforme Tabela 6, sendo os dados do Banco Central do Brasil (s.d-a). Esse parâmetro é fundamental para representar a tendência de correção monetária ao longo do projeto.

Tabela 6 - Valores da taxa de inflação 2015 - 2024

<b>Ano</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>Média</b>
<b>Inflação (%)</b>	10,67	6,29	2,95	3,75	4,31	4,52	10,06	5,79	4,62	3,96	<b>5,692</b>

Fonte: adaptado IBGE (2025)

Com base na Tabela 7, que englobam o período de 2015 a 2024, verificou-se que a CPFL Paulista praticou uma taxa média de reajuste tarifário de 5,05% sendo os dados retirados diretamente do portal da CPFL (2025). Esse percentual foi estabelecido a partir do histórico de revisões tarifárias divulgadas pela própria concessionária.

Tabela 7 - Valores dos reajustes anuais CPFL Paulista

<b>Ano</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>Média</b>
<b>Valor (%)</b>	0,80	5,44	16,42	9,60	6,72	6,72	14,06	-12,20	6,56	-3,66	<b>5,05</b>

Fonte: adaptado CPFL Paulista (2025)

Com base na Tabela 8, foi determinada a média da Selic com base nas médias anuais dos anos de 2015 a 2024, e determinou-se uma média dos anos e encontrou-se o valor de 9,5%, conforme dados do Banco Central do Brasil (s.d-b). Então determinou-se a taxa mínima de atratividade (TMA) que será a mediada Selic de 9,5% conforme a Tabela 8, mais 2,5% como taxa de risco, totalizando uma TMA de 12%.

Tabela 8 - Valores médios da taxa Selic de 2015 até 2024

Ano	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Media
Selic (%)	13,63	14,16	9,84	6,53	5,88	2,66	5,13	12,94	13,13	10,97	<b>9,5</b>

Fonte: adaptado Banco Central do Brasil (2025)

Tabela 9 - Análise econômica ano a ano

Ano	Geração Total Do Sistema (KWh)	Eficiência do Sistema (%)	Tarifa Total (R\$)	Geração Bruta (R\$)	Custo da Manutenção (R\$)	Geração Líquida (R\$)	Valor Presente (R\$)	Valor Presente Descontado (R\$)
<b>0</b>	-	-	-	-	-	-	<b>-1390000,00</b>	<b>-1390000,00</b>
<b>1</b>	523810,00	100,00	0,53	275733,58	20000,00	255733,58	228333,56	<b>-1161666,44</b>
<b>2</b>	522238,57	99,70	0,55	288789,16	21278,00	267511,16	213258,26	<b>-948408,19</b>
<b>3</b>	520667,14	99,40	0,58	302460,15	22637,66	279822,49	199172,12	<b>-749236,07</b>
<b>4</b>	519095,71	99,10	0,61	316775,43	24084,21	292691,22	186010,56	<b>-563225,51</b>
<b>5</b>	517524,28	98,80	0,64	331765,21	25623,19	306142,01	173713,20	<b>-389512,31</b>
<b>6</b>	515952,85	98,50	0,67	347461,09	27260,51	320200,58	162223,58	<b>-227288,73</b>
<b>7</b>	514381,42	98,20	0,71	363896,18	29002,46	334893,72	151488,91	<b>-75799,82</b>
<b>8</b>	512809,99	97,90	0,74	381105,09	30855,72	350249,38	141459,85	65660,03
<b>9</b>	511238,56	97,60	0,78	399124,09	32827,40	366296,69	132090,26	197750,29
<b>10</b>	509667,13	97,30	0,82	417991,08	34925,07	383066,01	123337,00	321087,29
<b>11</b>	508095,70	97,00	0,86	437745,78	37156,78	400589,00	115159,76	436247,06
<b>12</b>	506524,27	96,70	0,91	458429,72	39531,10	418898,62	107520,84	543767,90
<b>13</b>	504952,84	96,40	0,95	480086,37	42057,14	438029,24	100385,00	644152,89
<b>14</b>	503381,41	96,10	1,00	502761,24	44744,59	458016,66	93719,28	737872,18
<b>15</b>	501809,98	95,80	1,05	526501,93	47603,77	478898,17	87492,90	825365,08
<b>16</b>	500238,55	95,50	1,10	551358,26	50645,65	500712,62	81677,07	907042,16
<b>17</b>	498667,12	95,20	1,16	577382,37	53881,90	523500,47	76244,88	983287,04
<b>18</b>	497095,69	94,90	1,22	604628,82	57324,96	547303,86	71171,17	1054458,21

Ano	Geração Total Do Sistema (KWh)	Eficiência do Sistema (%)	Tarifa Total (R\$)	Geração Bruta (R\$)	Custo da Manutenção (R\$)	Geração Líquida (R\$)	Valor Presente (R\$)	Valor Presente Descontado (R\$)
19	495524,26	94,60	1,28	633154,68	60988,02	572166,66	66432,43	1120890,63
20	493952,83	94,30	1,34	663019,71	64885,16	598134,55	62006,67	1182897,31

Fonte: Próprio autor

Analizando a Tabela 9 e aplicando Equação 2, encontrou-se que após 20 anos teremos um VPL de R\$ 1.182.897,31. O VPL refere-se ao valor atual líquido, ou seja, o valor da economia nas faturas de energia elétrica descontado a taxa aplicada e por fim subtraindo o valor do investimento inicial.

Aplicando a Equação 3 encontramos um TIR de 22,17%, valor superior a TMA estipulado para o projeto de 12%, se encaixando no cenário correspondente a TIR>TMA, representando a viabilidade do projeto.

Analizar apenas o VPL e a TIR não é suficiente para avaliar de forma correta a viabilidade financeira de um projeto. É necessário considerar também outros indicadores que complementem essa análise, como o retorno sobre o investimento (ROI) e o payback. Dessa forma, obtemos uma visão mais ampla das características econômicas do projeto. Aplicando a Equação 4, encontramos um ROI de 185,10%, o que indica que o projeto se pagará e ainda retornará 85,10% do valor investido após o tempo de payback. Esse tempo pode ser identificado observando os anos em que o projeto permanece no negativo na coluna de valor presente descontado da Tabela 9. O payback encontrado foi de 7,5 anos, ou seja, 7 anos e 6 meses.

## 5. Conclusão

Os resultados obtidos confirmam que a implantação da usina fotovoltaica para atender a demanda da FHO é viável financeiramente, evidenciada pelo VPL positivo, TIR superior à TMA, ROI elevado e payback em prazo atrativo. Além dos ganhos econômicos, o projeto se destaca pelo impacto sustentável, ao reduzir a dependência de fontes não renováveis e reforçar o compromisso institucional com práticas ambientais responsáveis.

Nesse cenário, a usina fotovoltaica assume um papel estratégico, pois não apenas atende à demanda atual, como também se estabelece como base sólida para o futuro crescimento da instituição. A iniciativa proporciona à FHO um diferencial como centro de ensino, tornando-a referência em inovação e sustentabilidade, além de servir como exemplo prático de unificação entre desenvolvimento econômico, responsabilidade ambiental e impacto social positivo.

O sistema proposto, com potência de 300 kWp, corresponde a aproximadamente 18,5% da capacidade nominal dos transformadores instalados na instituição (1625 kVA). Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a reavaliação do projeto após o início das atividades acadêmicas, a fim de ajustar o dimensionamento do sistema fotovoltaico conforme o novo perfil de consumo real. Além disso, estudos complementares poderão considerar o uso de sistemas de armazenamento de energia e a integração com tecnologias de monitoramento inteligente, ampliando a eficiência e a autonomia energética da instituição.

Para acesso ao diagrama unifilar e demais documentos de projeto, consultar o link do GitHub:<https://github.com/Mateus-Justino/ANALISE-DE-IMPLANTACAO-DE-UMA-USINA-FOTOVOLTAICA-PARA-A-FHO>

## REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000**, de 7 de dezembro de 2021. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16690:2019 – **Instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos – Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5410: **Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro: ABNT, 2004. (versão corrigida 2008)

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Metas para a inflação** – Histórico. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicometas>. Acesso em: 31 ago. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de juros básicas** – Histórico. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 31 ago. 2025.

BRASIL. **Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Diário Oficial da União, Brasília, DF, seção 1, 7 jan. 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm). Acesso em: 6 out. 2025.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ – **Tarifas**. Disponível em: <https://www.cpflempresas.com.br/ValidaUsuario.aspx?ReturnUrl=%2finstitucional%2ftarifas.aspx%3femp%3dCPFL&temp=CPFL>. Acesso em: 25 ago. 2025.

CPFL. GED-15303: **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Versão aprovada em 18 de julho de 2019.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar Fotovoltaica**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014.

GITMAN, Lawrence J.; ZUTTER, Chad J. **Principles of Managerial Finance**. 14. ed. Harlow: Pearson, 2019.

IEA – International Energy Agency. Renewables 2021: **Analysis and Forecast to 2026**. Paris: OECD/IEA, 2021.

INDUSPOWER. **Skids solares**. Disponível em <https://induspower.ind.br/skids-solares/>. Acesso em: 25 set. 2025.

NEOSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica: tudo sobre**. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/energia-solar-fotovoltaica>. Acesso em: 17 ago. 2025.

ROMAGNOLE. **Cabine primária compacta de transformação**. Disponível em: <https://www.romagnole.com.br/produto/cabine-metalica/primaria-compacta-de-transformacao>. Acesso em: 25 set. 2025.

**UFSC. Manual de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída: teoria e prática.** Florianopolis: Universidade Federal de Santa Catarina; NTEEL Solar, 2022.

**VOUDOUKIS, N. F. Photovoltaic Technology and Innovative Solar Cells.** European Journal of Electrical Engineering and Computer Science, [S. l.], v. 2, n. 1, 2018. DOI: 10.24018/ejece.2018.2.1.13. Disponível em: <https://ejece.org/index.php/ejece/article/view/13>. Acesso em: 16 ago. 2025.