

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

Mateus Gomes Justino (Centro Universitário da Fundação Hermínio Ometto de Araras)  
mjustino@alunos.fho.edu.br

Daniel Augusto Pagi Ferreira (Centro Universitário da Fundação Hermínio Ometto de Araras)  
danielferreira@fho.edu.br

## **Resumo**

Este trabalho apresenta a análise de implantação de uma usina fotovoltaica para suprir a demanda elétrica da unidade 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, com redução expressiva da emissão de gases de efeito estufa. Conclui-se que a adoção da energia solar fotovoltaica representa uma solução eficiente, econômica e ambientalmente responsável.

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

## **1. Introdução**

Atualmente em nossa sociedade, enfrentamos um crescente aumento da demanda por energia elétrica, aliada à necessidade de reduzir impactos ambientais, tem impulsionado a implementação de fontes renováveis no Brasil e no mundo. Dentre essas fontes, a energia solar se destaca pela abundância, baixo impacto ambiental e alta viabilidade econômica. Segundo Pinho e Galdino (2014), sistemas fotovoltaicos convertem a radiação solar diretamente em eletricidade, utilizando módulos compostos por células semicondutoras, normalmente de silício.

No contexto deste projeto, optou-se pela implantação de um sistema on-grid, ou seja, conectado à rede de distribuição da concessionária de energia elétrica, o sistema on-grid injeta a energia gerada diretamente na rede pública. No Brasil, a compensação de energia elétrica é regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (e suas atualizações, como a REN nº 687/2015 e nº 1.000/2021), que estabelece o sistema de créditos: a energia excedente injetada na rede gera créditos que podem ser utilizados para abater o consumo futuro.

A proposta deste trabalho consiste em estudar a viabilidade técnica e econômica de implantar uma usina fotovoltaica para suprir a demanda elétrica da Fundação Hermínio Ometto (FHO), unidade de Santa Bárbara d'Oeste, conectada à rede da concessionária CPFL Paulista. O sistema será dimensionado para operar com autoconsumo remoto, com toda a energia gerada injetada na rede, acumulando créditos que serão compensados mensalmente, reduzindo os custos da instituição com energia elétrica.

A importância do projeto está associada não apenas à redução de despesas operacionais, mas também à contribuição para a sustentabilidade ambiental, visto que a geração fotovoltaica não emite gases de efeito estufa durante a operação (CRESESB, 2014). Além disso, iniciativas desse tipo alinham-se às metas globais de descarbonização e eficiência energética, conforme preconizado por organismos internacionais como a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021).

Este estudo abrange desde o levantamento de dados de consumo e análise do potencial solar local, até o dimensionamento do sistema e avaliação do retorno sobre o investimento, com base em referências técnicas como o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014) e a NBR 16690:2019 Instalações Elétricas de Sistemas Fotovoltaicos (ABNT, 2019), garantindo conformidade com padrões técnicos e normativos.

## **2. Conceitos e Grandezas**

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

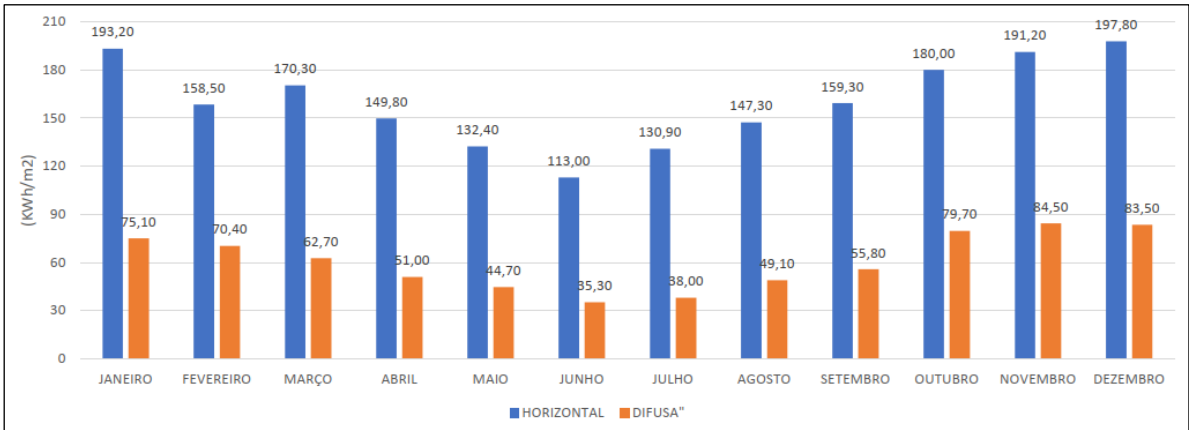
### **2.1. Irradiação Solar**

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 (kWh/m<sup>2</sup>/dia). Este parâmetro é fundamental para o

dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pois determina o potencial de geração de energia elétrica no local de instalação.

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 - Irradiações em Santa Bárbara D'Oeste em 2024



Fonte: Próprio autor

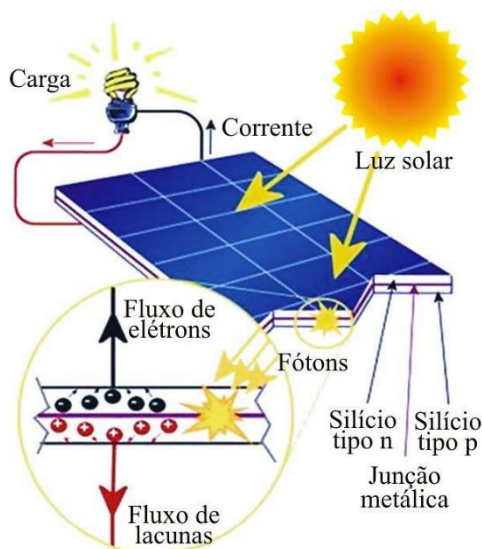
2.2. Conversão Fotovoltaica

A conversão fotovoltaica é baseada no efeito fotovoltaico, que ocorre em materiais semicondutores quando são expostos à radiação solar. Os fótons da luz solar possuem energia suficiente para excitar elétrons presentes na camada semicondutor. Esse processo faz com que os elétrons sejam liberados de suas posições originais, deixando lacunas que podem ser preenchidas por outros elétrons. Para organizar esse movimento de cargas, as células fotovoltaicas são construídas com uma junção *p-n*, ou seja, a junção de duas regiões do semicondutor dopadas de maneira diferente: uma com excesso de elétrons (tipo *n*) e outra com excesso de lacunas (tipo *p*). Essa junção gera um campo elétrico interno que direciona os elétrons e lacunas, gerando corrente elétrica contínua (CC), conforme demonstra a *Figura 1*.

Para ampliar a quantidade de energia gerada, várias células fotovoltaicas são interligadas formando módulos ou painéis. Esses módulos podem ser conectados em série ou em paralelo, dependendo da tensão e da corrente elétrica desejada para o sistema. A energia produzida em corrente contínua precisa ser condicionada, pois sua intensidade e tensão variam de acordo com fatores como a irradiância solar, o ângulo de incidência da luz e a temperatura do módulo.

Assim, a saída elétrica dos painéis é levada a dispositivos eletrônicos, como controladores e inversores, que estabilizam a energia e a tornam utilizável.

*Figura 1 - Efeito Fotovoltaico*



*Fonte: Voudoukis, NF 2018. Tecnologia Fotovoltaica e Células Solares Inovadoras.*

## **2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos**

### **2.3.1. On-grid**

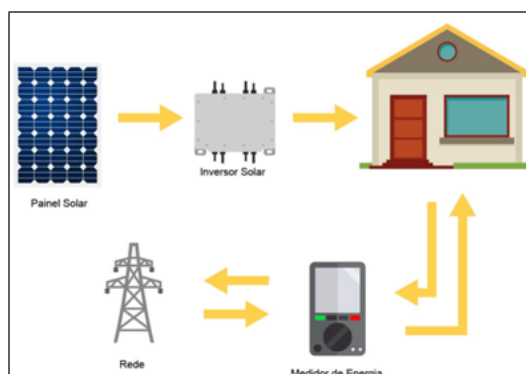
O sistema on-grid é conectado diretamente à rede elétrica e opera de forma integrada com a concessionária, conforme demonstrado na *Figura 2*. Nesse modelo, toda a energia gerada é consumida no instante em que está sendo produzida ou, caso haja excedente, é injetada na rede, gerando créditos de energia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

Neste projeto, optou-se pela configuração on-grid com autoconsumo remoto, pois entendeu-se que essa é a melhor escolha, pois possibilita a instalação da usina em áreas rurais onde os terrenos possuem custo mais acessível por metro quadrado, o que reduz o investimento inicial, encurta o payback e aumenta a taxa interna de retorno do projeto. Além disso, essa modalidade permite flexibilidade na alocação, possibilitando inclusive que a usina seja instalada em outra

cidade, desde que ainda esteja sob a área de atuação da concessionária CPFL Paulista, garantindo a viabilidade da compensação de energia.

*Figura 2 - Sistema On-grid*



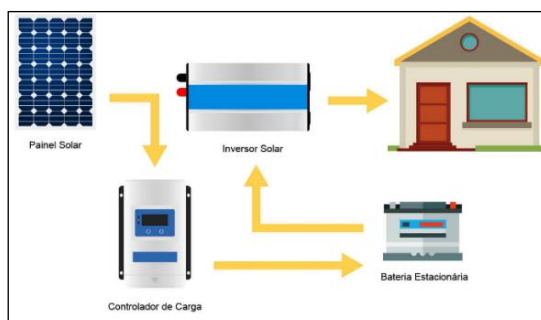
*Fonte: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/energia-solar-fotovoltaica>*

### **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*



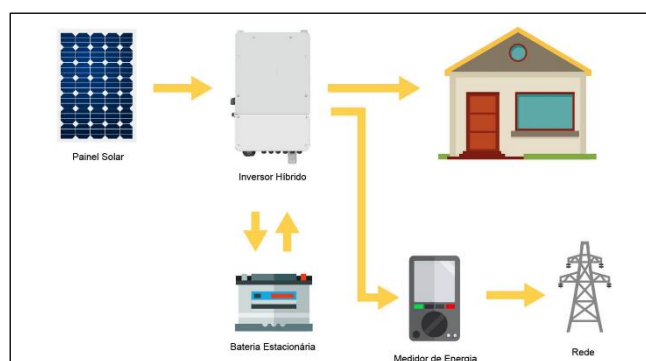
*Fonte: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/energia-solar-fotovoltaica>*

### 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. Apesar disso, pode ser uma alternativa interessante em projetos que priorizam a resiliência energética, como hospitais, centros de pesquisa e instalações críticas.

*Figura 4 - Sistema Híbrido*



Fonte: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/energia-solar-fotovoltaica>

## 3. Componentes do Sistema Fotovoltaico

As seções a seguir listam os componentes presentes no projeto.

### 3.1. Módulo 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.

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 ( $V_{oc}$ ) de 49,83 V, corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) de 19,60 A, tensão na potência máxima ( $V_{mpp}$ ) de 41,78 V e corrente na potência máxima ( $I_{mpp}$ ) 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

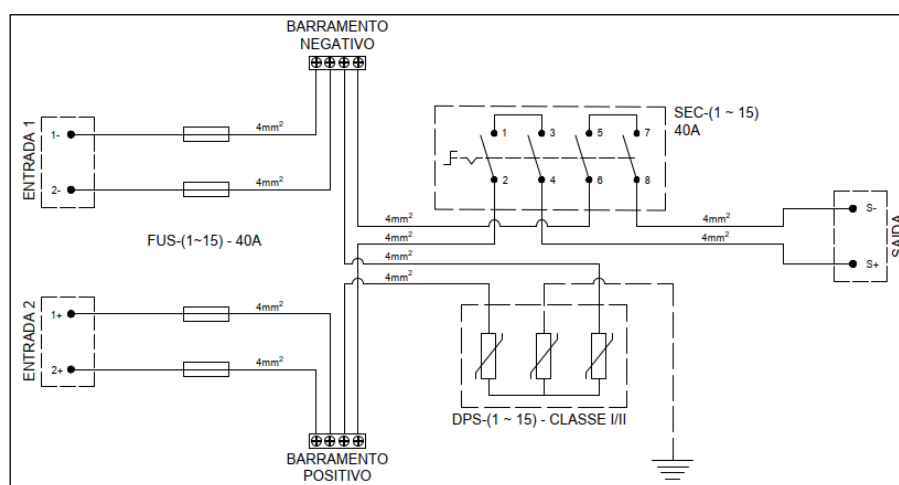
### 3.2. Stringbox CC

No projeto, adotou-se a StringBox CC para 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.

Foram previstas duas configurações sendo 2 entradas com 1 saída e 1 entrada com 1 saída, conforme a distribuição do sistema, em que cada um dos três inversores recebe, 5 stringbox sendo quatro com 2e/1s e uma com 1e/1s, sendo que cada entrada de stringbox possui 16 painéis conectados em série.

Conforme a *Figura 5* cada stringbox é composta por uma chave seccionadora, fusíveis e um 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.

*Figura 5 - Diagrama multifilar de uma stringbox cc*



*Fonte: Próprio autor*

### 3.3. Cabos e Conectores

Para o dimensionamento dos cabos e condutores do sistema fotovoltaico, foi considerada a temperatura média da região no ano de 2024, conforme apresentado na *Tabela 1*. Essa variável é essencial para o correto dimensionamento, uma vez que a capacidade de condução de corrente dos cabos é diretamente influenciada pela temperatura ambiente. Com base nos dados da *Tabela 1* e nos fatores de correção indicados pela Tabela 40 da NBR 5410, foi aplicado ao projeto um fator de correção de 1,04, considerando que todos os cabos utilizados são do tipo 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 primária foi adotada a utilização de barramentos de 1.½ x ¼ sem pintura, pois o mesmo atende a capacidade de condução mínima para o local.

*Tabela 1 - Temperaturas em Santa Bárbara D'Oeste*

Mês	Mínima (°C)	Máxima (°C)
<b>Janeiro</b>	20	29
<b>Fevereiro</b>	20	29
<b>Março</b>	19	28
<b>Abril</b>	18	27
<b>Mai</b>	15	25
<b>Junho</b>	13	24
<b>Julho</b>	13	24
<b>Agosto</b>	14	26
<b>Setembro</b>	16	28
<b>Outubro</b>	18	29
<b>Novembro</b>	18	28
<b>Dezembro</b>	20	29
<b>Média Anual</b>	<b>22</b>	

*Fonte: Próprio autor*



### **3.4. Inversor**

O inversor em sistemas fotovoltaicos tem como função principal converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos em corrente alternada (CA), forma utilizada em residências, indústrias e na rede elétrica. Para este projeto foi escolhido três inversores Solis-100K-5G-PRO, um modelo trifásico robusto, amplamente utilizado em aplicações comerciais e industriais. A escolha se justifica pela confiabilidade do equipamento e pela ampla rede de assistência técnica da marca no território nacional, o que garante suporte adequado e segurança operacional.

O inversor possui potência nominal de 100 kW (máxima de 110 kVA), 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, escaneamento da curva I-V e atualização remota de firmware. Para segurança, integra proteção AFCI (contra arco-voltaico), polaridade reversa, curto-circuito e sobrecorrente, além de grau de proteção IP66, resistente à poeira e jatos d'água. A comunicação padrão é via Modbus TCP (Ethernet).

### **3.5. Transformadores**

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.

No projeto proposto, foi escolhido um transformador principal a seco de 500 kW da marca WEG, destinado à conversão da energia gerada para a rede elétrica. A escolha desse modelo justifica-se por sua capacidade de permitir expansão futura da carga, além da confiabilidade da marca, reconhecida pela robustez e tradição no mercado de equipamentos elétricos. Complementarmente, será utilizado um transformador auxiliar a seco de 30 kW da marca Siemetrafo, destinado exclusivamente ao atendimento das cargas auxiliares da usina, como sistemas de monitoramento, iluminação e demais equipamentos de apoio. Dessa forma, garante-se uma operação estável e bem estruturada, com clara divisão entre a energia destinada à injeção na rede e aquela utilizada para os serviços internos da planta.

### **3.6. 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.

No projeto em questão, o skid foi dimensionado para comportar dois transformadores (o transformador principal de 500 kW e o auxiliar de 30 kW), além do disjuntor principal do lado de baixa tensão. Esse disjuntor está diretamente intertravado ao relé de sincronismo, que garante o alinhamento seguro da energia gerada com a rede elétrica antes da injeção. O skid também contará com um multimetro, responsável pelo monitoramento das grandezas elétricas, e com o quadro de proteção em corrente alternada (QDPCA), dividido em três unidades independentes, sendo uma dedicada a cada inversor do sistema. Essa configuração garante segurança, confiabilidade operacional e facilidade de manutenção, além de centralizar os principais equipamentos em uma única estrutura compacta.

### **3.7. Cabine primária**

A cabine primária 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.

No caso deste projeto, conforme solicitado pela CPFL Paulista, a cabine contará com o sistema de medição e comunicação da própria concessionária, assegurando a supervisão remota do fluxo de energia. Além disso, será instalado um para-raios, visando a proteção contra surtos e descargas atmosféricas. Internamente, a cabine também abrigará o relé principal de proteção, atrelado a um disjuntor a vácuo, apto a realizar manobras e atuar em situações de falha no lado de média tensão. Tanto o relé de proteção quanto os equipamentos de medição e comunicação da CPFL Paulista serão complementados pelos respectivos transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs), que viabilizam medições precisas e a atuação seletiva dos dispositivos de proteção.

4. Metodologia

4.1. Contas de Energia

A primeira etapa da metodologia consistiu na análise das faturas de energia elétrica fornecidas pela universidade, referentes aos doze meses do ano de 2024 mostrados na *Tabela 2*. Esses documentos possibilitaram calcular a média mensal de consumo de energia, bem como identificar os períodos de maior utilização, fornecendo uma visão clara do perfil de consumo da instituição. Essa análise foi essencial para dimensionar corretamente o sistema fotovoltaico a ser implantado.

Além disso, as faturas permitiram identificar a demanda contratada junto à concessionária CPFL Paulista e os respectivos custos mensais de energia elétrica. Esses dados serviram de base para os cálculos comparativos entre o cenário atual (sem geração fotovoltaica) e o cenário projetado (com implantação da usina), permitindo estimar a economia gerada, o tempo de retorno do investimento e a viabilidade financeira do projeto.

Tabela 2 - 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)
JANEIRO	19.790,18	2029,30	2029,30	17848,10	17848,10	39754,80
FEVEREIRO	16.142,82	1678,45	1678,45	12986,10	12986,10	29329,10
MARÇO	18.764,39	1929,70	1929,70	16229,87	16229,87	36319,13
ABRIL	18.004,06	2138,80	2138,80	13164,95	13164,95	30607,50
MAIO	16.746,83	1752,20	1752,20	12446,45	12446,45	28397,30
JUNHO	15.771,15	1586,60	1586,60	11401,05	11401,05	25975,30
JULHO	15.884,62	1670,75	1670,75	10499,80	10499,80	24341,10
AGOSTO	18.864,73	2325,20	2325,20	13958,80	13958,80	32568,00
SETEMBRO	18.978,96	2246,45	2246,45	13156,35	13156,35	30805,60
OUTUBRO	23.397,65	2884,80	2884,80	16638,77	16638,77	39047,14
NOVEMBRO	19.309,69	2102,90	2102,90	15327,35	15327,35	34860,50
DEZEMBRO	19.349,41	2114,10	2114,10	15121,80	15121,80	34471,80
Total Anual	221.004,49	24459,25	24459,25	168779,39	168779,39	386477,28
Média Mensal	18.417,04	1881,48	1881,48	12983,03	12983,03	32206,44

Fonte: adaptado FHO Santa Barbara do Oeste (2024)

Nos sistemas tarifários de energia elétrica aplicados pela CPFL Paulista, a diferenciação entre os períodos do dia é um fator importante na composição da fatura. O horário de ponta corresponde ao intervalo de maior demanda no sistema elétrico, compreendido entre 18h e 21h em dias úteis, quando há grande consumo simultâneo de energia. Já o horário fora de ponta abrange os demais períodos do dia, incluindo finais de semana e feriados, nos quais a rede elétrica sofre menor sobrecarga. Essa diferenciação tarifária busca incentivar o uso consciente e a redistribuição do consumo, evitando sobrecargas no sistema.

Além disso, a fatura de energia apresenta a divisão entre Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A TUSD representa os custos relativos à infraestrutura de distribuição, como linhas, transformadores e manutenção da rede elétrica. Já a TE corresponde ao valor da energia efetivamente consumida, repassado às distribuidoras e geradoras. Juntas, essas parcelas determinam o valor total pago pela unidade consumidora, sofrendo variações de acordo com o horário de consumo (ponta ou fora de ponta). Na *Tabela 3* podemos visualizar os valores das tarifas em seus respectivos meses.

*Tabela 3 - Tarifas TUSD e TE em horário de ponta e fora de ponta*

MÊS	Consumo Ponta TUSD	Consumo Fora de Ponta TUSD	Consumo Ponta TE	Consumo Fora de Ponta TE
JANEIRO	1,6327	0,1416	0,6205	0,3878
FEVEREIRO	1,6291	0,1413	0,6192	0,3870
MARÇO	1,6315	0,1415	0,6201	0,3875
ABRIL	1,6877	0,1326	0,6272	0,3961
MAIO	1,6961	0,1292	0,6262	0,3967
JUNHO	1,6891	0,1287	0,6236	0,3951
JULHO	1,7020	0,1297	0,6283	0,3981
AGOSTO	1,6977	0,1293	0,6267	0,3971
SETEMBRO	1,6894	0,1287	0,6237	0,3951
OUTUBRO	1,6949	0,1291	0,6257	0,3964
NOVEMBRO	1,6814	0,1281	0,6207	0,3933
DEZEMBRO	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 (2024)*

## 4.2. Sistema Proposto

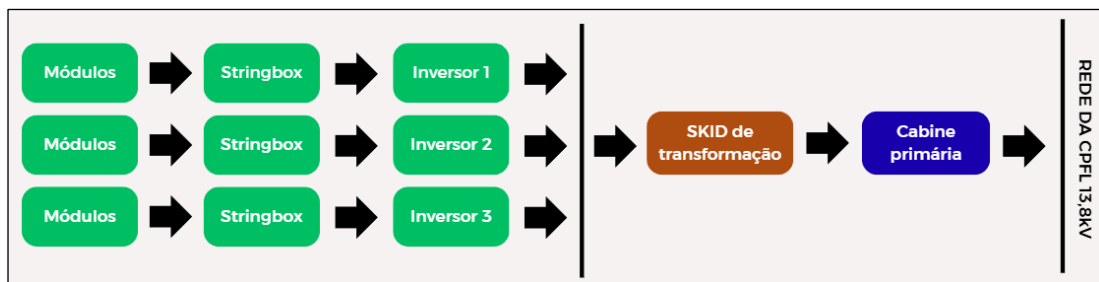
Com base no levantamento do consumo de energia da FHO e adotando 5 horas de sol pleno por dia e um fator de segurança de 1,25, aplicou-se a *Equação 1*, em que  $P_{fv}$  representa a potência necessária do sistema,  $E_{mensal}$  a energia mensal consumida (kWh), HSP as horas de sol pleno e PR o fator de segurança. O cálculo resultou em uma potência mínima de 214 kWp. Entretanto, considerando o crescimento futuro da instituição e variáveis relacionadas à geração e tarifação de energia, optou-se por um acréscimo de 50%, definindo um sistema de 300 kWp, dimensionado para atender à demanda projetada.

O sistema será composto por 432 módulos fotovoltaicos de 700 W da marca Ryzen Solar, totalizando 302,4KWp conectados a três inversores trifásicos de 100 kW da marca Solis, modelo 100K PRO 5G.

Trata-se de um sistema on-grid em autoconsumo remoto, conforme o fluxograma do sistema na *Figura 6* 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 e normas ANEEL). A potência do sistema respeita a demanda contratada da universidade, e o oversizing aplicado aumenta o fator de utilização do sistema sem comprometer a segurança elétrica ou exceder os limites regulatórios.

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

Figura 6 - Fluxograma do sistema



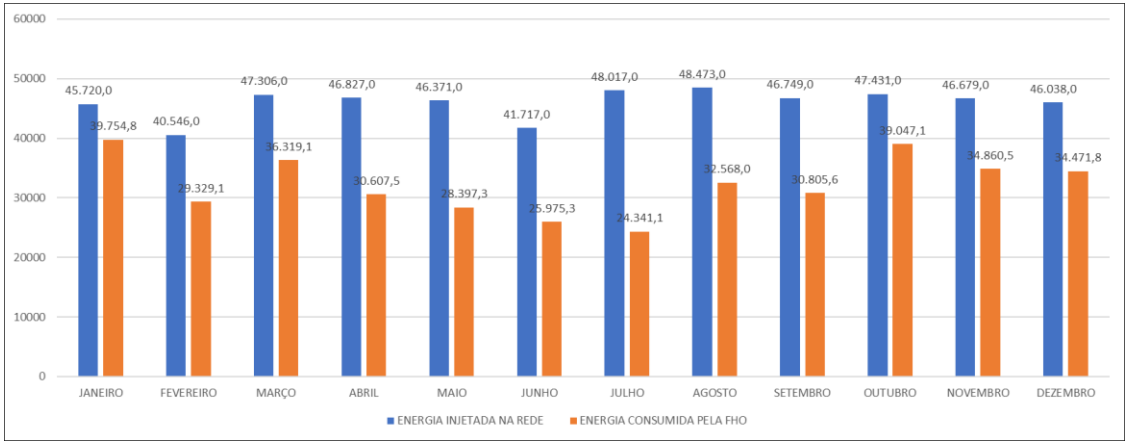
Fonte: Próprio autor

## 4.3. Energia Consumida x Energia Injetada

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. A partir desses resultados, tornou-se possível comparar a geração prevista com os valores de consumo presentes nas faturas de energia elétrica da FHO conforme a *Figura 7*, permitindo avaliar a capacidade de suprimento do sistema em relação à demanda da instituição.

Figura 7 - Comparativo energia consumida x energia injetada



Fonte: Próprio autor

#### 4.4. Análise Econômica

##### 4.4.1. Custos

Com a definição dos principais componentes do sistema fotovoltaico, foi possível estimar os custos unitários e calcular o valor total do projeto. Os preços apresentados na *Tabela 4* a seguir foram obtidos a partir de pesquisas de mercado, considerando valores médios praticados para equipamentos e serviços similares. O valor estipulado 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 estruturas de suporte para inversores, abertura de envelopes para passagem de fiação subterrânea, bem como a instalação de cercamento e postes de iluminação.

Tabela 4 - Custos estimados para o projeto

Tipo	Item	Quantidade (unidades)	Custo Unitário (R\$)	Total (R\$)
Módulos FV	RSM132-8-700BHDG	432	1.000,00	432.000,00
	Suportes dos módulos	432	50	21.600,00

<b>Tipo</b>	<b>Item</b>	<b>Quantidade (unidades)</b>	<b>Custo Unitário (R\$)</b>	<b>Total (R\$)</b>
Inversores	SOLIS 100K-5G-PRO	3	32.000,00	96.000,00
Componentes	Acessórios, caixas de passagem, caixarias, condutores, barramentos, bornes, dispositivos de proteção	-	110.000,00	110.000,00
	Skid e Cabine primária	-	50.000,00	50.000,00
	Pára-raios	-	10.000,00	10.000,00
Estudos e análises	Engenharia	-	10.000,00	10.000,00
	Autorizações e despesas admin.	-	10.000,00	10.000,00
Instalação	Instalação completa (por módulo)	432	50	21.600,00
	Instalação por inversor	3	3.000,00	9.000,00
	Transporte	-	15.000,00	15.000,00
	Ligação à rede	-	5.000,00	5.000,00
Custo do terreno	Compra de terreno	-	500.000,00	500.000,00
	Preparação do terreno	-	100.000,00	100.000,00
<b>Total</b>				<b>1.390.200,00</b>

*Fonte: Próprio autor*

#### 4.4.2. Viabilidade econômica

Para a elaboração da análise 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 5*, 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 5 - 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 6*, 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 6 - Valores dos reajustes anuais CPFL Paulista*

Ano	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Média
Valor (%)	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 7*, 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 7*, mais 2,5% como taxa de risco, totalizando uma TMA de 12%.

*Tabela 7 - 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)*

A análise da viabilidade econômica do projeto foi realizada através das ferramentas da engenharia econômica descrita por Casarotto Filho e Kopittke (2020), 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 2*, 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.

$$VP_{(n)} = \frac{FC_{(n)}}{(1 + i)^n} \quad (2)$$

O cálculo do VPL, seguiu conforme a *Equação 3*, 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.



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

Para a análise da TIR considerou-se o investimento inicial do projeto e o fluxo de caixa gerado no período de utilização do sistema proposto. O resultado obtido no cálculo é comparado com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Este cálculo se dá pela *Equação 4* 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.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_{(n)}}{(1+TIR)^n} - I_0 \quad (4)$$

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, foi realizado através da *Equação 5*.

$$ROI = \frac{\text{Lucro líquido} - \text{Investimento inicial}}{\text{Investimento inicial}} * 100 \quad (5)$$

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

Tendo essas fórmulas em vista foi aplicado em uma tabela onde conseguimos analisar a economia da usina no decorrer de 20 anos de simulação.

Tabela 8 - 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\$)
0	-	-	-	-	-	-1390200,00	-1390200,00	-1390200,00
1	523810,00	100,00	0,53	275733,58	20000,00	255733,58	228333,56	-1161866,44
2	522238,57	99,70	0,55	288789,16	21278,00	267511,16	213258,26	-948608,19
3	520667,14	99,40	0,58	302460,15	22637,66	279822,49	199172,12	-749436,07
4	519095,71	99,10	0,61	316775,43	24084,21	292691,22	186010,56	-563425,51
5	517524,28	98,80	0,64	331765,21	25623,19	306142,01	173713,20	-389712,31
6	515952,85	98,50	0,67	347461,09	27260,51	320200,58	162223,58	-227488,73
7	514381,42	98,20	0,71	363896,18	29002,46	334893,72	151488,91	-75999,82
8	512809,99	97,90	0,74	381105,09	30855,72	350249,38	141459,85	65460,03
9	511238,56	97,60	0,78	399124,09	32827,40	366296,69	132090,26	197550,29
10	509667,13	97,30	0,82	417991,08	34925,07	383066,01	123337,00	320887,29
11	508095,70	97,00	0,86	437745,78	37156,78	400589,00	115159,76	436047,06
12	506524,27	96,70	0,91	458429,72	39531,10	418898,62	107520,84	543567,90
13	504952,84	96,40	0,95	480086,37	42057,14	438029,24	100385,00	643952,89
14	503381,41	96,10	1,00	502761,24	44744,59	458016,66	93719,28	737672,18
15	501809,98	95,80	1,05	526501,93	47603,77	478898,17	87492,90	825165,08
16	500238,55	95,50	1,10	551358,26	50645,65	500712,62	81677,07	906842,16
17	498667,12	95,20	1,16	577382,37	53881,90	523500,47	76244,88	983087,04
18	497095,69	94,90	1,22	604628,82	57324,96	547303,86	71171,17	1054258,21
19	495524,26	94,60	1,28	633154,68	60988,02	572166,66	66432,43	1120690,63
20	493952,83	94,30	1,34	663019,71	64885,16	598134,55	62006,67	1182697,31

Fonte: Próprio autor

Analisando a Tabela 8 e aplicando Equação 3, encontrou-se que após 20 anos teremos um VPL de R\$ 1.182.697,31. 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 4* encontramos um TIR de 22,16%, valor superior a TMA estipulado para o projeto de 12%, se encaixando no cenário correspondente a  $TIR > TMA$ , representando a viabilidade do projeto.

Analisar 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 5*, encontramos um ROI de 187,07%, o que indica que o projeto se pagará e ainda retornará 87,07% 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 8*. 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 na FHO apresenta viabilidade financeira, evidenciada pelo VPL positivo, pela TIR acima da TMA, pelo ROI elevado e por um payback dentro de um prazo atrativo. Para além dos benefícios econômicos, o projeto se destaca por seu impacto sustentável, reduzindo significativamente a dependência de fontes não renováveis, contribuindo para a redução de CO<sub>2</sub> e reforçando o compromisso institucional com práticas ambientais responsáveis.

Nesse sentido, a iniciativa não apenas garante economia e retorno financeiro à instituição, mas também proporciona à FHO um importante diferencial como centro de ensino, que passa a ser referência em inovação e sustentabilidade. Com a implantação da usina fotovoltaica, a FHO reafirma seu papel como instituição de ensino, não apenas no campo acadêmico, mas também no compromisso com a sustentabilidade. O projeto serve como um exemplo concreto para os alunos e para a comunidade, demonstrando que é possível unificar desenvolvimento econômico, responsabilidade ambiental e impacto social positivo. Além disso, a iniciativa contribui para ampliar e consolidar a discussão sobre energias renováveis, fortalecendo a disseminação do tema tanto no ambiente acadêmico quanto na comunidade local.

## 6. REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 16690:2019 – **Instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos – Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015.

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

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

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Aurélio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.

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

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.

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

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

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

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

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITKE, Bruno Hartmut. **Análise de investimentos: manual para solução de problemas e tomada de decisão**. 12. ed. São Paulo: GEN Atlas, 2020.