

Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Engenharia de Energia

**Dimensionamento e simulação de um sistema  
híbrido de energia solar com baterias e um  
gerador diesel para suprir uma demanda  
residencial**

Autor: Eduardo Martins Costa  
Orientador: Rudi Henri Van Els

Brasília, DF  
2024





Eduardo Martins Costa

**Dimensionamento e simulação de um sistema híbrido de energia solar com baterias e um gerador diesel para suprir uma demanda residencial**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Rudi Henri Van Els

Brasília, DF

2024

---

Eduardo Martins Costa

Dimensionamento e simulação de um sistema híbrido de energia solar com baterias e um gerador diesel para suprir uma demanda residencial/ Eduardo Martins Costa. – Brasília, DF, 2024-

90 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Rudi Henri Van Els

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA , 2024.

1. dimensionamento. 2. sistema híbrido. 3. fotovoltaico off-grid. 4. gerador diesel. 5. vida útil de baterias. I. Rudi Henri Van Els. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Dimensionamento e simulação de um sistema híbrido de energia solar com baterias e um gerador diesel para suprir uma demanda residencial

CDU 02:141:005.6

---

Eduardo Martins Costa

# **Dimensionamento e simulação de um sistema híbrido de energia solar com baterias e um gerador diesel para suprir uma demanda residencial**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 21 de setembro de 2024:

---

**Rudi Henri Van Els**  
Orientador

---

**Renato Vilela Lopes**  
Convidado 1

---

**Jorge Andrés Cormane Angarita**  
Convidado 2

Brasília, DF  
2024



**Dedico este texto a todos aqueles que me apoiaram e deram suporte ao longo dessa caminhada. Nada disso seria possível sem vocês!**

*Um agradecimento especial à minha família. À minha mãe por sempre se preocupar e me dar apoio, à minha irmã, por me ouvir, a meu pai por acompanhar meu desenvolvimento e me dar suporte e aos meus primos e tias que, mesmo estando distantes, sempre se fizeram presentes para termos conversas distraídas. Não poderia deixar o Snoop de fora dessa!*

*Um agradecimento especial aos meus amigos que acompanharam nessa jornada épica que foi o curso de engenharia: João Pedro, Juh Matheus, Vítor, Luan, Gabi, Pedu, Diego, Bia, Aldebaran, Maithê, Jocas, Viny, Luzia, Nanda, Débs, Amanda, João Gabriel, Kaju, Padu, Mike, Cidinha, Alex, Jamilly, Samylla, Victor Eduardo, Rafael, Jonas, Alan, Lucas, Vitor, Davi, Anderson, João Marcus, Gibran, Artur, Dani, Camilinha, Caio, Laura, Boda, Marina, Ketren, Murilo, , Aline, Igor, Mariana, Caio, Daniel, Gabriela, David, Thiago, Thaís, Pipoco, Ed, Julia, Gabriel Familiar, Moreno, Dantas, Cecília, Rebecca, Sara, Allex, André Freitas, André Lucas, Bernardo, Wictor, Bruno, Bolinha, Hiroshi, Vilela, Gusta, John, Piauí, Gabriel Ângelo, tentei colocar todo mundo, mas peço desculpas caso tenha esquecido alguém.*

*Queria agradecer muito pela paciência e compreensão que o Rudi teve comigo ao longo desse processo, seu apoio foi crucial.*

*E por última, mas não menos importante, a mulher que entrou na minha vida faz quase 1 ano, mas fez eu me sentir o homem mais feliz e amado do mundo. Te amo Amanda!  
Obrigado por tudo que temos sonhado juntos!*





# Resumo

Os sistemas de armazenamento vem assumindo cada vez mais um papel crucial na inserção de energias renováveis na matriz elétrica global. Embora existam tecnologias robustas em termos de suprir as demandas de energia e potência requisitados, as tecnologias em si não possuem simultaneamente a capacidade de atender aos requisitos de potência e de período de fornecimento energia, fazendo com que a combinação de tecnologias seja necessária para otimizar a vida útil e o custo desses sistemas. Com isso em mente, este trabalho tem por objetivo abordar o dimensionamento e a simulação de um sistema multifontes de energia, integrando energia solar fotovoltaica, baterias e um gerador diesel, para atender à demanda de uma residência típica em Brasília. Para a simulação, foram utilizados um perfil de consumo residencial retirado da base de dados do software PVsol, com dados de consumo de baixa tensão residencial da CEB de 2018, e dados de irradiação solar e de temperatura de Brasília. Foram realizadas revisões e dimensionamentos do sistema fotovoltaico e do banco de baterias. A vida útil das baterias foi estimada pelo Método de Wöhler e também foi realizada uma simulação de custos, buscando o sistema de menor custo de reposição, considerando a vida útil estimada para os componentes.

**Palavras-chaves:** dimensionamento, sistema híbrido, fotovoltaico off-grid, gerador diesel, vida útil de baterias.



# Abstract

Energy storage systems are increasingly playing a crucial role in the integration of renewable energies into the global power grid. Although robust technologies exist to meet energy and power demands, these technologies alone cannot simultaneously satisfy power requirements and energy supply duration. Therefore, combining different technologies is necessary to optimize the lifespan and cost of these systems. This study aims to address the sizing and simulation of a multi-source energy system, integrating photovoltaic solar energy, batteries, and a diesel generator, to meet the demand of a typical household in Brasília. For the simulation, a residential consumption profile was used from the PVsol software database, based on 2018 CEB low-voltage residential consumption data, along with solar irradiation and temperature data for Brasília. Reviews and sizing of the photovoltaic system and battery bank were conducted. The battery lifespan was estimated using the Wöhler's method, and a cost simulation was also performed to find the system with the lowest replacement cost, considering the estimated lifespan of the components.

**Keywords:** sizing, hybrid system, off-grid photovoltaic, diesel generator, battery lifespan.



# Lista de ilustrações

Figura 1 – Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo com gerador . . . . .	29
Figura 2 – Interpretação gráfica de HSP - exemplos de perfis . . . . .	31
Figura 3 – Irradiação solar diária média [ $kWh.m^{-2}.dia^{-1}$ ] . . . . .	32
Figura 4 – Tipos de arranjo fotovoltaico . . . . .	33
Figura 5 – Efeito da degradação nas características de baterias de íons de lítio . . . . .	40
Figura 6 – Representação dos diversos problemas que podem ocorrer em uma bateria de íon de lítio . . . . .	41
Figura 7 – Exemplo de uma curva de Wöhler . . . . .	43
Figura 8 – Fluxo de Caixa do Custo Distribuído da Energia com Reposições Infinitas ao Fim da Vida do Empreendimento . . . . .	47
Figura 9 – Fluxo de Caixa do Custo Distribuído de Reposição do Sistema . . . . .	48
Figura 10 – Fluxo de Caixa do Custo Total Distribuído de Reposição do Sistema . . . . .	49
Figura 11 – Dados Climáticos PVSol . . . . .	51
Figura 12 – Perfil de consumidor residencial de baixa tensão obtido do PVSol . . . . .	52
Figura 13 – Consumo diário no pior cenário de variação de energia diária - mês de dezembro [kWh] . . . . .	53
Figura 14 – Tecnologias escolhidas para o sistema . . . . .	58
Figura 15 – Diagrama de simplificado do sistema fotovoltaico . . . . .	58
Figura 16 – Correção de dados faltantes para a irradiação solar . . . . .	60
Figura 17 – Comparação do meio dia solar dos dados coletados e do meio dia solar dos dados de referência . . . . .	60
Figura 18 – Dados de média horária de temperatura fornecidos pelo INMET . . . . .	61
Figura 19 – Layout de fluxo de potências em um sistema solar fotovoltaico autônomo com baterias e gerador . . . . .	62
Figura 20 – Fluxo de potência nas baterias . . . . .	67
Figura 21 – Comparação entre temperatura ambiente e temperatura da célula para os primeiros 14 dias . . . . .	69
Figura 22 – Eficiências de temperatura para os primeiros 14 dias . . . . .	70
Figura 23 – Geração, consumo e simultaneidade nos primeiros 14 dias . . . . .	70
Figura 24 – SOC nos primeiros 14 dias . . . . .	71
Figura 25 – Uso do gerador nos primeiros 14 dias . . . . .	71
Figura 26 – Aproximação da curva de Wöhler da bateria UPFLP48-100 . . . . .	72
Figura 27 – Histograma de ciclos sofridos pela bateria com 8 módulos no sistema FV . . . . .	73
Figura 28 – Uso do gerador ao longo do ano para o sistema com 8 módulos e 5 baterias . . . . .	73

Figura 29 – Histograma de ciclos sofridos pela bateria com 8 módulos no sistema FV e 3 baterias . . . . .	75
Figura 30 – Custo de Reposição Distribuído dos Módulos em função do tamanho do sistema . . . . .	77
Figura 31 – Custo de Reposição Distribuído das Baterias em função do tamanho do sistema . . . . .	78
Figura 32 – Custo de Reposição Distribuído do Gerador em função do tamanho do sistema . . . . .	79
Figura 33 – Representação do Balanço do Sistema . . . . .	79
Figura 34 – Custo de Reposição Distribuído da Instalação em função do tamanho do sistema . . . . .	80
Figura 35 – Custo de Reposição Distribuído do Sistema em função do tamanho do sistema . . . . .	80
Figura 36 – Uso do Gerador em função do tamanho do sistema . . . . .	81
Figura 37 – SOC ao longo do ano no sistema ótimo . . . . .	82
Figura 38 – Uso do gerador ao longo do ano no sistema ótimo . . . . .	83
Figura 39 – Uso do gerador ao longo do ano no sistema ótimo . . . . .	83

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Vida útil em função da $DOD_{máx}$ . . . . .	46
Tabela 2 – Propriedades dos módulos fotovoltaicos . . . . .	54
Tabela 3 – Propriedades do inversor solar elegido . . . . .	57
Tabela 4 – Características do sistema fotovoltaico dimensionado . . . . .	59
Tabela 5 – Tabela da correção de fusos horários de acordo com o mês . . . . .	60
Tabela 6 – Eficiências utilizadas na simulação . . . . .	65
Tabela 7 – Dados do Sistema de Geração Dimensionado . . . . .	74
Tabela 8 – Custo e vida útil de componentes do sistema híbrido . . . . .	76
Tabela 9 – Dados do Sistema de Geração ideal . . . . .	82





# Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ASTM	Sociedade Americana de Testes e Materiais (American Society for Testing and Materials)
CEB	Companhia Energética de Brasília
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FGA	Faculdade do Gama
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
PNE 2050	Plano Nacional de Energia 2050
ATS	Chave de Transferência Automática (Automatic Transfer Switch)
BOL	Começo da vida (Begin of Life)
BT	Baixa Tensão (referência à conexão feita em cargas residenciais, que recebem energia alternada em até 1000 Vac)
Vac	Tensão em corrente alternada
$C_{temp.}$	Coefficiente de temperatura ( $P_{max}$ ) do módulo
CA	Corrente alternada
CAPEX	Despesas de Capitais (Capital Expenditure)
CC	Corrente contínua
CENSO	Conjunto dos dados estatísticos dos habitantes de uma cidade, província, estado, nação
CERI	Custo/Benefício Distribuído da Energia com Reposições Infinitas ao Fim da Vida do Empreendimento

Ch	Carregamento
Curva SN	Um gráfico que mostra o número de ciclos até a falha de um material quando submetido a uma determinada faixa de tensão
Dis	Descarregamento
DOD	Profundidade de Descarga (Depth of Discharge)
$DOD_{\text{máx}}$	Profundidade de descarga à qual a bateria foi submetida para atingir a falha
EOL	Final de Vida Útil (End of Life)
FV	Fotovoltaico
HSP	Horas de Sol Pleno
Isc	Corrente de curto circuito (short-circuit current)
$LiFePO_4$	Lítio Ferro Fosfato
MPPT	Ponto rastreador de potência máxima (Maximum Power Point Tracking)
OPEX	Despesas de Operação (Operational Expenditure)
QTA	Quadro de Transferência Automático
RUL	Vida Útil Restante (Remaining Useful Life)
SEI	Interface de Eletrólito Sólido (Solid Electrolyte Interphase)
SOC	Estado de Carga da bateria (State of Charge)
STC	Condições de Teste Padrão (Standard Test Conditions)
Voc	Tensão de circuito aberto (open circuit voltage)

# Lista de símbolos

$E_{\text{Módulo}}$	energia gerada por um módulo, em kWh/dia
$Pot_{\text{Nominal}}$	potência nominal dos módulos utilizados, em kW
$ef_{\text{Global}}$	eficiência global considerada para o sistema
$N_{\text{Módulos}}^{\circ}$	número de módulos necessários para suprir a energia consumida
$\text{Módulos}_{\text{paralelo}}$	número de módulos conectados em paralelo
$I_{sc\text{MPPT}}$	corrente de curto circuito do MPPT
$I_{sc\text{Módulo}}$	corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico
$\text{Módulos}_{\text{serie}}$	número máximo de módulos em série em um MPPT
$V_{oc\text{MPPT}}$	tensão de circuito aberto do MPPT
$V_{oc\text{Módulo}}$	tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
$E_d$	consumo diário, em kWh
$Q_d$	quantidades de dias que o sistema deve continuar operando mesmo sem receber energia suficiente do sistema fotovoltaico
$E_C$	energia consumida, em kWh
$E_A$	energia a ser armazenada pelo banco de baterias, isto é, sua capacidade nominal
$N_{\text{serie}}$	número de baterias ligadas em série
$V_{\text{banco}}$	tensão de operação do banco de baterias
$V_{\text{baterias}}$	tensão nominal das baterias utilizadas no sistema
$N_{\text{paralelo}}$	número de conjuntos ligadas em paralelo
$C_{\text{banco}}$	capacidade de operação do banco de baterias
$C_{\text{bateria}}$	capacidade nominal da bateria utilizada no sistema
$C_{\text{BoL}}$	capacidade do banco de baterias no início da vida útil
$C_{\text{EoL}}$	capacidade de operação do banco de baterias no final da vida útil

$F_{eb}$	fator de envelhecimento da bateria, isto é, $\left(\frac{1}{80\%}\right) = 1,25$
$C_{projetado}$	capacidade do banco de baterias antes de considerar as perdas relacionadas a eficiência do sistema, em kWh
$\eta_{temperatura}$	eficiência de temperatura
$\eta_{bateria}$	eficiência da bateria
$F_t$	fator de temperatura da bateria que, considerando que ela opera, em média, a 25 °C, é igual a 1
$F_{ec}$	fator de eficiência da bateria, que é igual a própria eficiência da bateria
$C_{real}$	capacidade real que o banco de baterias deve ter para respeitar a DOD e a demanda de consumo do sistema, em kWh
$DOD_{Considerado}$	profundidade de descarga que se deseja estimar a vida útil em número de ciclos
$DOD_{ref1}$	profundidade de descarga do primeiro ponto fornecido pela ficha técnica abaixo do $DOD_{Considerado}$
$DOD_{ref2}$	profundidade de descarga do primeiro ponto fornecido pela ficha técnica acima do $DOD_{Considerado}$
$N(x)$	função que define o número de ciclos de uma profundidade de carga "x"
$Vida_{útil}$	tempo de vida útil estimado para o banco de baterias, em anos
$N_{ciclos}$	número máximo de ciclos ao qual a bateria pode ser submetida antes de atingir o EoL / até a falha do sistema
$NE_i$	número de eventos $i$ (ou ciclos) aos quais uma bateria foi submetida
$NE_i^{Máx}$	número máximo de eventos $i$ que uma bateria poderia suportar, de acordo com a curva de Wöhler do evento, isto é, $N_{ciclos}(i)$
$LL_i$	dano que o evento $i$ aplicado $NE_i$ vezes tem na vida útil da bateria
$LL$	total de danos sofrido por uma bateria
$N_{ciclos}$	número equivalente de ciclos de carga e descarga que a bateria suportaria, à essa profundidade de descarga, antes da falha
$I$	custo de investimento, que engloba os custos de instalação e de equipamentos, também chamado de CAPEX

CM	custo de manutenção e operação, também chamado de OPEX
CC	custo de insumo energético, isto é, por exemplo, o custo do combustível para uma termelétrica
VS	valor do subproduto específico
R	valor residual do empreendimento
v	vida útil do empreendimento, em anos
$C/B$	relação de custo benefício $C/B$ de uma tecnologia
i	taxa de juros aplicada
$CE_i$	custo do equipamento $i$ , em R\$
$CI_i$	custo de instalação do equipamento $i$ , em R\$
$(v)_i$	vida útil do equipamento $i$ , em anos
$(\text{Geração})_{\text{anual}}$	energia anual gerada pelo gerador diesel, em kWh
$(\text{Custo})_{\text{geração}}$	custo da energia gerada, em R\$/kWh
$P_1(t)$	potência fotovoltaica suprida diretamente para a carga (simultaneamente)
$P_2(t)$	fluxo de potência fornecido pelas baterias para o sistema
$P_3(t)$	fluxo de potência do gerador para a carga
$P_4(t)$	fluxo de potência fotovoltaica utilizado para carregar as baterias
$\mathbf{G}(t)$	geração fotovoltaica real ao longo do tempo, isto é, já com as perdas
$\cap$	representação do símbolo de interseção
$\mathbf{C}(t)$	consumo residencial ao longo do tempo
$p_{\text{sujidade}}$	perda por sujidade
$p_{\text{temperatura}}$	perda por temperatura
$p_{\text{condutividade}}$	perda por queda de tensão
$G_{\text{módulo}}$	geração ideal ou sem considerar as perdas
$G(\text{cond.}, \text{suj.}, \text{inv.})_{\text{módulo}}$	geração considerando perdas por condutividade, sujidade e do inversor

$T_{\text{célula}}$	temperatura das células do módulo fotovoltaico
$G(t)$	geração fotovoltaica simulada
$\eta_{\text{módulo}}$	eficiência do módulo
$\eta_{\text{inversor}}$	eficiência do inversor
$\eta_{\text{condutividade}}$	eficiência de condutividade
$\eta_{\text{sujidade}}$	eficiência de sujidade
$\eta_{\text{térmica}}$	eficiência térmica
$\eta_{\text{perdas}}$	eficiência considerando todas as perdas
$\eta_{\text{total}}$	eficiência total da geração
$\eta_{\text{Ch}}$	eficiência de carregamento da bateria
$\eta_{\text{Dis}}$	eficiência de descarregamento da bateria
$E(t)$	energia armazenada na bateria no tempo $t$ , em kWh
$P_{\text{Ch}}(t)$	potência de carregamento da bateria, em kW
$P_{\text{Dis}}(t)$	potência de descarregamento da bateria, em kW
$\Delta t$	intervalo de tempo da amostra
$E_{\text{nominal}}$	capacidade nominal do banco de baterias
$C_{\text{mínima}}$	capacidade mínima para o sistema

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>23</b>
<b>1.1</b>	<b>Apresentação</b>	<b>23</b>
<b>1.2</b>	<b>Delimitação do Problema</b>	<b>24</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivos</b>	<b>24</b>
1.3.1	Objetivo Geral	24
1.3.2	Objetivos Específicos	25
<b>1.4</b>	<b>Justificativa</b>	<b>25</b>
<b>1.5</b>	<b>Metodologia</b>	<b>25</b>
<b>1.6</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b>	<b>27</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>29</b>
<b>2.1</b>	<b>Dimensionamento do sistema fotovoltaico autônomo</b>	<b>29</b>
2.1.1	Dimensionamento dos módulos	30
2.1.2	Dimensionamento do banco de baterias	34
2.1.3	Escolha do inversor e do gerador	39
<b>2.2</b>	<b>Estimativa da vida útil de baterias</b>	<b>39</b>
2.2.1	Fatores que afetam a vida útil de baterias de íons de lítio	39
2.2.2	Introdução aos modelos para a estimativa de vida útil de baterias	42
2.2.3	O Método de Wöhler	42
2.2.4	Aplicação à simulação do estudo de caso	44
<b>2.3</b>	<b>Determinação do tamanho ótimo do sistema</b>	<b>47</b>
2.3.1	Considerações para os custos do sistema	47
<b>3</b>	<b>ESTUDO DE CASO - SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO COM GERADOR DIESEL EM BRASÍLIA</b>	<b>51</b>
<b>3.1</b>	<b>Levantamento de consumo: perfil de cargas de uma residência em Brasília</b>	<b>51</b>
<b>3.2</b>	<b>Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos</b>	<b>54</b>
<b>3.3</b>	<b>Dimensionamento do banco de baterias</b>	<b>55</b>
<b>3.4</b>	<b>Escolha do inversor e do gerador</b>	<b>57</b>
<b>3.5</b>	<b>Simulação do sistema em operação</b>	<b>59</b>
3.5.1	Obtenção e processamento de dados	59
3.5.2	Modelo de simulação utilizado	62
3.5.3	Considerações quanto à eficiência do sistema	63
3.5.4	Considerações quanto à simulação do SOC	66

<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>69</b>
<b>4.1</b>	<b>Simulação do Sistema Dimensionado</b>	<b>69</b>
4.1.1	Estimativa da vida útil da bateria	72
<b>4.2</b>	<b>Determinação dos custos anuais do sistema em função do tamanho do sistema</b>	<b>76</b>
<b>4.3</b>	<b>Simulação do Sistema Otimizado</b>	<b>82</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>85</b>
<b>5.1</b>	<b>Conclusões</b>	<b>85</b>
<b>5.2</b>	<b>Trabalhos futuros</b>	<b>85</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>87</b>



# 1 Introdução

## 1.1 Apresentação

Nos últimos anos, com o aumento da preocupação com os impactos ambientais e com a busca por uma matriz energética mais sustentável, os sistemas de geração de energia renovável vem ganhando cada vez mais importância, especialmente nesse cenário de crescente demanda por energia.

Dentre as muitas fontes de energia consideradas renováveis, duas se destacam: a solar e a eólica. No Brasil, essas fontes deverão representar cerca de 2/3 de todo suprimento de demanda energética em 2050. (MME/EPE, 2021)

O problema na integração dessas fontes de energia é o fato de elas serem fontes intermitentes, isto é, de não conseguirem suprir energia de forma contínua ou controlável, dependendo de condições climáticas favoráveis para manter seu funcionamento. (CARMO; TATIZAWA, 2019)

Para tornar essas fontes intermitentes mais confiáveis, o mais indicado é o uso de sistemas de armazenamento de energia, que conseguem absorver o excesso de geração em momentos em que a energia gerada supere a energia consumida e consegue suprir essa energia quando a geração não conseguir se equiparar ao consumo do sistema. (MME/EPE, 2021)

A principal tecnologia cotada para ser utilizada no armazenamento de energia ao longo dos próximos anos é a bateria de íons de lítio, por estar em uma fase de aumento de produção, e ter seu custo de aquisição sendo continuamente reduzido ao longo do tempo, sendo considerada uma tecnologia madura. (SCHMIDT et al., 2019)

Porém, embora tenham uma elevada densidade energética e uma alta flexibilidade para aplicações de elevada densidade de potência, quando aplicadas a sistemas com alta densidade de potência, acabam ou tendo sua vida útil significativamente reduzida, por ser submetida a ciclos rápidos de carga e descarga. (SUTIKNO et al., 2022)

Para solucionar esse problema de insegurança e de alto custo dos sistemas de armazenamento, começaram a ser discutidos sistemas de geração híbridos, que possuem mais de uma fonte de geração e buscam o equilíbrio entre as energias a serem fornecidas e os custos envolvidos de acordo com o sistema dimensionado.

Dentre eles, o sistema que combina geração fotovoltaico, baterias e geradores à diesel vem ganhando importância, especialmente para fornecer energia em locais aonde a rede elétrica não chega, devido aos custos e às perdas de eficiência relacionados ao processo de

transmissão, e em sistemas autônomos como trailers e food trucks.

Determinar o tamanho ideal de um sistema de geração multifontes envolvendo geração fotovoltaica, baterias e gerador diesel pode ser um processo complexo, por depender de muitos fatores, o que torna difícil a escolha de equipamentos e de suas quantidades, fazendo com que simulações de cenários com dados reais possam criar oportunidades de melhorias e otimização desse processo.

É neste contexto que este trabalho se propõe a dimensionar e simular um sistema multifontes, integrando energia solar, baterias e um gerador diesel, para atender à demanda de uma residência em Brasília, com o intuito de se otimizar o tamanho desse sistema, visando o menor custo do sistema.

O uso do gerador diesel como fonte auxiliar permite garantir a continuidade do fornecimento de energia mesmo em períodos de baixa geração solar, garantindo maior confiabilidade ao sistema.

## 1.2 Delimitação do Problema

O dimensionamento do sistema fotovoltaico off-grid foi baseado no padrão de consumo residencial médio de Brasília e foi dimensionado para armazenar energia por apenas um dia com baterias de íon de lítio, com o intuito de minimizar o custo de aquisição do sistema.

Além disso, o uso do gerador a diesel foi considerado como sendo uma alternativa secundária, apenas para evitar o sobredimensionamento do sistema de baterias.

Quanto ao método de estimação de vida útil, restringiu-se ao Método de Whöler por ser um método matematicamente simplificado em comparação aos demais métodos e, embora não tenham sido encontrados referências que tenham validado o percentual de erro deste método, ele é um método notoriamente reconhecido para esta aplicação no meio acadêmico e permite a obtenção de previsões de vida útil suficientemente precisas para as aplicações deste trabalho.

## 1.3 Objetivos

### 1.3.1 Objetivo Geral

- O objetivo deste trabalho é dimensionar e simular um sistema solar fotovoltaico com baterias a partir da análise de sinais de irradiação solar para determinar os requisitos de um sistema fotovoltaico com um sistema gerador diesel não conectado à rede a nível residencial com o intuito de auxiliar no desenvolvimento desses sistemas de

geração.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

- Dimensionar um sistema solar residencial com baterias e não conectado à rede e com um sistema gerador diesel para as condições de Brasília
- Revisar histórico e estado da arte de baterias
- Revisar o Método de Whöler para estimar a vida útil de baterias
- Simular o sistema de geração dimensionado e estimar a vida útil das baterias para as condições de uso
- Comparar os custos de acordo com o tamanho do sistema

## 1.4 Justificativa

Com a crescente demanda por energia, os sistemas de armazenamento vêm ganhando cada vez mais presença em diálogos de gestão energética. Ao se abordar sistemas de armazenamento de energia neste texto, abrem-se portas para novos trabalhos mais significativos no futuro. Significa permitir que o Brasil continue sendo referência em energias renováveis e que tenha cada vez mais soluções para assegurar a qualidade de vida de seus habitantes e a prosperidade de sua economia.

## 1.5 Metodologia

A metodologia científica adotada para desenvolvimento deste trabalho foi a de revisão de bibliografia, com o intuito de percorrer sobre sistemas de armazenamento associados a sistemas fotovoltaicos e a sistemas geradores diesel, dando ênfase ao nível residencial não conectado à rede, especialmente ao caso com a irradiação e padrões de consumo de Brasília.

Para se determinar o padrão de consumo residencial de Brasília, utilizou-se a base de dados do PVsol, que fornece os dados de consumo de uma residência de baixa tensão por meio de variações percentuais de consumo horárias ao longo de um dia e mensais ao longo de um ano.

O consumo médio de uma residência foi estimado por meio de estatísticas publicadas no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2023 (consumo por habitante no DF) e dados do Censo do IBGE (habitantes por residência no DF).

O dimensionamento dos módulos fotovoltaicos foi feito utilizando os dados de consumo estimados para o DF, as informações da ficha técnica dos módulos e a menor taxa de irradiação solar diária média de dados tirados da base de dados do CRESESB para a latitude de  $15,801^\circ$  S e a longitude de  $47,949^\circ$  O.

Considerou-se também o método simples de dimensionamento baseado em HSP (Horas de Sol Pleno) que consiste em estimar-se a energia que um painel solar conseguiria gerar ao longo de um dia e dividir-se o consumo diário médio pela energia que o módulo selecionado seria capaz de gerar em um dia com um funcionamento ótimo do sistema, considerando uma aproximação, em um momento inicial, para as perdas térmicas, de condução, de sombreamento e de sujidade como sendo ao todo de 20%.

O dimensionamento das baterias foi feito com base em uma metodologia de dimensionamento de bancos de baterias apresentada por (PAULA et al., 2023). Com base nele, a energia que o cliente precisaria armazenar em um sistema off-grid seria a energia de um dia inteiro de consumo, para assegurar uma maior confiabilidade na disponibilidade de energia e, muito embora para sistemas off-grid geralmente se considere o armazenamento de 3 a 4 dias sem geração, foi informado que geralmente muitos clientes optam por solicitar uma redução da margem de segurança devido aos altos custos das baterias.

Com o dimensionamento, foi possível estimar-se a vida útil do sistema, que pode ser comparada com a vida útil obtida pelo *Método de Wöhler*.

As revisões bibliográficas visaram dar uma contextualização histórica dos usos das tecnologias e de seus principais componentes, além de potenciais aplicações atuais e futuras.

A revisão do *Método de Wöhler* foi feita buscando aprofundar o conhecimento no que diz respeito ao conceito, às definições e às aplicações ao caso específico estudado.

Já a potência do inversor e do gerador foram dimensionados pensando no requisito de que a residência teria um chuveiro elétrico e, segundo a base de dados do Procel, a potência desses chuveiros pode variar entre 4.500 W e 5.500 W, o que passou a ser um requisito de potência do sistema, uma vez que o único suprimento de energia para o sistema será o inversor.

O sinal de carregamento das baterias a ser utilizado será baseado em uma simulação do sistema de geração operando com os dados de irradiação solar tomados minuto a minuto retirados da base de dados da estação climatológica da Universidade de Brasília, Faculdade do Gama.

E, por fim, aplicou-se o *Método de Wöhler* para se determinar as diferenças entre as vidas úteis e os custos de re aquisição do sistema em função da parcela de participação do gerador a diesel.

## 1.6 Estrutura do Trabalho

No capítulo 1, foi apresentado uma introdução ao que será desenvolvido ao longo deste trabalho e a algumas metodologias que podem ser utilizadas para o dimensionamento e a simulação do sistema.

Seguindo para o capítulo 2, serão apresentados o desenvolvimento teórico, as suposições, as equações e os métodos utilizados ao longo do dimensionamento do sistema fotovoltaico e de sua simulação.

Para o capítulo 3, será reservado o dimensionamento do sistema fotovoltaico por meio de métodos convencionais, baseados em equações e aproximações fornecidas pela literatura, além de se fazer a simulação do sistema dimensionado em operação com dados de irradiância de Brasília no ano de 2023.

Já, no capítulo 4, explica-se como foram desenvolvidos a simulação e apresentação dos resultados obtidos para o sistema dimensionado, além de se buscar a otimização do tamanho do sistema a partir desses resultados.

Por fim, no capítulo 5, foram apresentadas as conclusões e as sugestões de melhorias para este trabalho, bem como outras possíveis aplicações da metodologia aqui empregada.



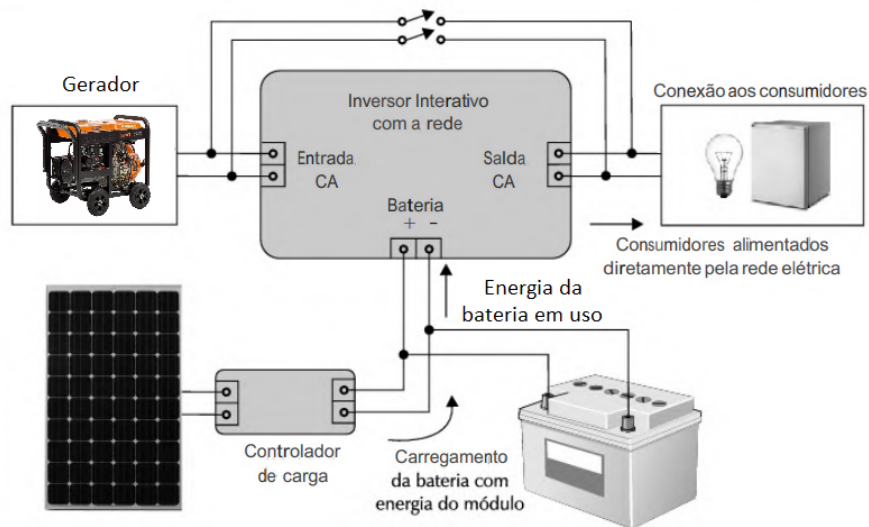
## 2 Fundamentação teórica

### 2.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico autônomo

Para se dimensionar o sistema fotovoltaico off-grid com um gerador a diesel é preciso, primeiramente, entender-se quais são seus componentes e suas respectivas funções.

No caso do sistema fotovoltaico off-grid a ser dimensionado, seus componentes básicos são, de modo geral, dispostos de acordo com a figura 1:

Figura 1 – Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo com gerador



Fonte: autor. Modificado a partir de (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Onde:

- **Módulos fotovoltaicos:** tem a função de converter energia eletromagnética em energia elétrica;
- **Controlador de carga:** tem a função de controlar o fluxo de entrada e saída de energia para as baterias;
- **Baterias:** tem a função de armazenar energia para o uso em momentos em que o consumo de energia superar a geração do sistema;
- **Inversor:** tem a função de converter energia de CC para CA; e
- **Gerador:** tem a função de suprir energia para a carga caso o sistema fotovoltaico off-grid não tenha energia suficiente para suprir o consumo.

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico off-grid para o caso de uma residência em Brasília, há uma série de etapas que precisam ser seguidas para se assegurar que a residência tenha sua demanda atendida.

São estes:

- **Levantamento de consumo:** tanto a potência como o período de uso dos equipamentos;
- **Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos:** a energia gerada pelos módulos ao longo do dia deve ser igual a energia que a residência irá consumir ao longo do dia;
- **Dimensionamento das baterias:** a energia que as baterias deverão armazenar é igual a energia que a casa irá consumir nos períodos de menor irradiação solar ou de maior consumo, considerando também os fatores de profundidade de descarga e tempo de uso do banco de baterias; e
- **Dimensionamento do inversor:** a potência do inversor deve ser igual à potência máxima que os equipamentos podem exigir ao longo do dia.

(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Para o dimensionamento e simulação desenvolvidos neste trabalho, utilizou-se o perfil de carga residencial retirado da base de dados do software PVsol Premium 2023 versão R7, com dados de consumo residencial da CEB de 2018, que forneceram o perfil de consumo diário da residência.

Já, para a estimativa do total de energia consumido por uma residência, utilizaram-se dados do *CENSO 2023* e do *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023*.

As equações envolvidas e as informações relevantes serão apresentadas nos tópicos que se seguem.

### 2.1.1 Dimensionamento dos módulos

Para se determinar as características que os componentes devem ter para atender à demanda da carga, no caso, o consumo residencial, é necessário se estimar o consumo mensal e diário da residência para que se consiga gerar exatamente a energia que será consumida.

No caso dos módulos fotovoltaicos, o primeiro passo seria estimar a geração diária que cada módulo é capaz de fornecer pelo método da corrente máxima do módulo, como é descrito pela equação (2.1).

$$E_{\text{Módulo}} = HSP \cdot Pot_{\text{Nominal}} \cdot ef_{\text{Global}} \quad (2.1)$$

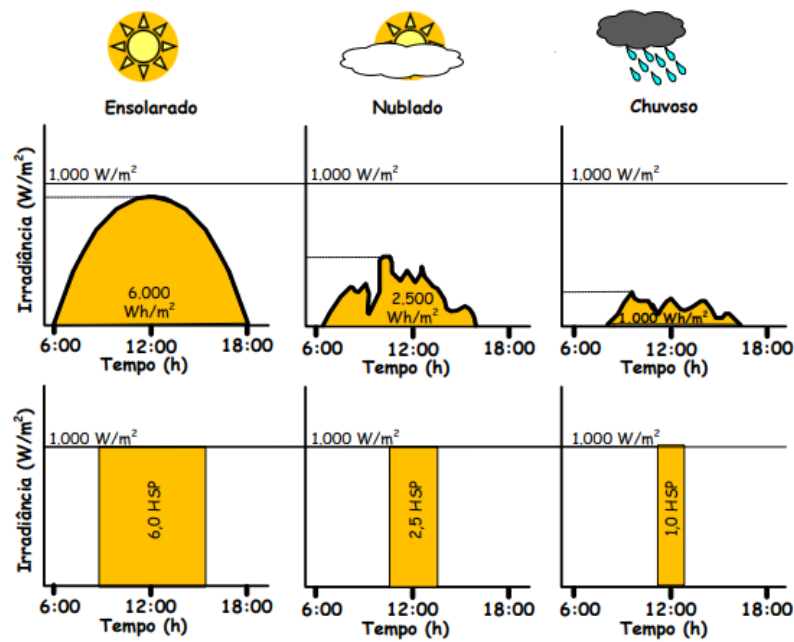


onde:

- $E_{\text{Módulo}}$ : energia gerada por um módulo, em kWh/dia;
- **HSP - Horas Sol Pleno**: número de horas que a irradiância solar deveria permanecer constante e igual a  $1.000 \text{ W.m}^{-2}$  para que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol, em horas/dia;
- $Pot_{\text{Nominal}}$ : potência nominal dos módulos utilizados, em kW; e
- $ef_{\text{Global}}$ : eficiência global considerada para o sistema.

Uma interpretação do que é assumido ao se utilizar essa definição de HSP é apresentada na figura 2:

Figura 2 – Interpretação gráfica de HSP - exemplos de perfis



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

O conceito de Horas de Sol Pleno (HSP), que consiste no número de horas que a irradiância solar deveria permanecer constante e igual a  $1.000 \text{ W.m}^{-2}$  para que a energia resultante seja equivalente à energia disponibilizada pelo Sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia, pode também ser interpretado matematicamente como: (PINHO; GALDINO, 2014)

$$HSP = \frac{\text{Irradiação}(\text{Wh.m}^{-2}.\text{dia}^{-1})}{1.000\text{W.m}^{-2}} \quad (2.2)$$

Uma observação feita por (PAULA et al., 2023) quanto às HSPs é que, para melhor dimensionar o sistema é interessante que se utilize o menor valor de irradiação solar

diária média mensal para evitar faltas de energia em períodos com menores capacidades de geração ao longo do ano. A figura 3 apresenta uma tabela da variação de irradiação solar diária média, e foi retirada da base de dados do CRESESB.

Figura 3 – Irradiação solar diária média [ $kWh.m^{-2}.dia^{-1}$ ]

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
5,33	5,64	5,00	4,97	4,80	4,72	5,02	5,90	5,71	5,55	5,02	5,36	5,25	1,18

Fonte: (BRITO, 2008)

Assim, como os valores de HSP são iguais, numericamente, aos valores de irradiação solar diária média ao aplicar-se a equação (2.2) aos dados da tabela da figura 3, o menor valor de HSP ao longo do ano seria o de junho, assumindo um valor de  $4,72 h.dia^{-1}$ , que é o valor que será aplicado à equação (2.1) para se estimar a geração diária de energia.

E, a partir desse valor de capacidade de geração unitário para cada módulo, é possível determina-se a quantidade de módulos necessária para o sistema a partir da equação:

$$N_{\text{Módulos}}^{\circ} = \frac{E_d}{E_{\text{Módulo}}} \quad (2.3)$$

Uma observação importante de se fazer é que os módulos fotovoltaicos, para aumentarem as faixas de tensão e de corrente fornecidos, adequando-se às especificações do inversor, conseguem ser conectados entre si, o que é chamado de arranjo fotovoltaico. (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Assim, ao associarem-se módulos fotovoltaicos em série, aumenta-se a tensão elétrica de saída do sistema e, caso associem-se em paralelo, aumenta-se a corrente elétrica de saída, como são exemplificados na figura 4 (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Essa informação é crucial para atender aos requisitos de faixa de tensão do MPPT e de corrente de curto circuito do inversor.

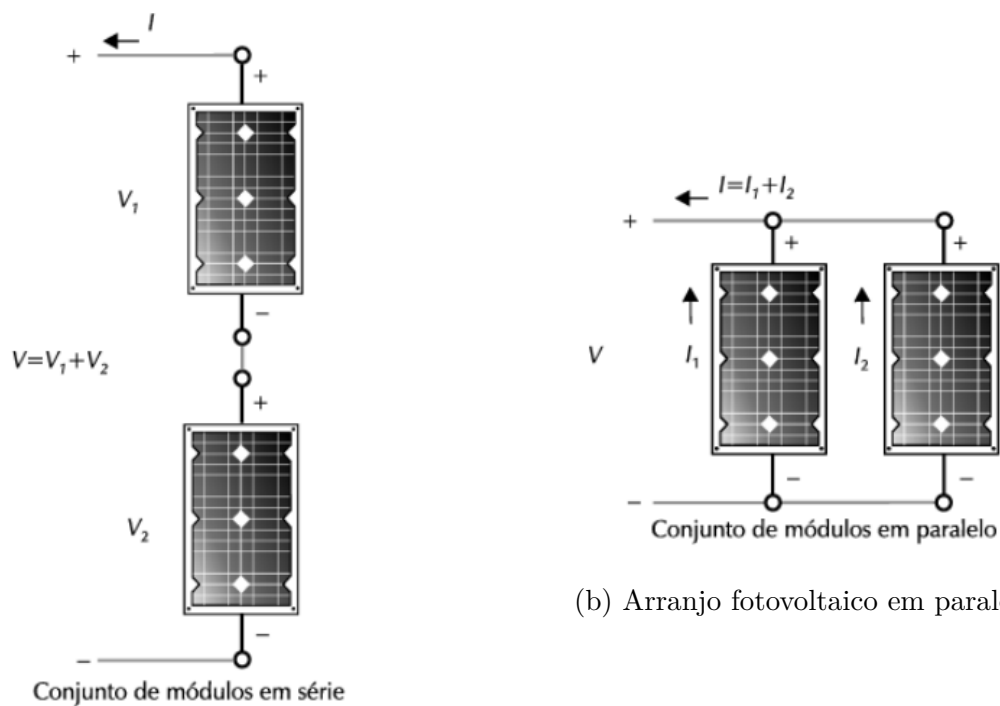
Para se determinar o máximo número de módulo em paralelo em um MPPT, é necessário dividir-se a corrente de curto-circuito do inversor pela corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos e arredondar esse valor para baixo, para evitar que ele supere o limite da especificação.

$$\text{Módulos}_{\text{paralelo}} = \frac{I_{SCMPPT}}{I_{SCMódulo}} \quad (2.4)$$

Já, para se determinar o número máximo de módulos em série em um MPPT, é preciso, dividir-se o limite superior da faixa de tensão do MPPT pela tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos, como é apresnetada na equação (2.5).

$$\text{Módulos}_{\text{serie}} = \frac{V_{OCMPPT}}{V_{OCMódulo}} \quad (2.5)$$

Figura 4 – Tipos de arranjo fotovoltaico



(a) Arranjo fotovoltaico em série

(b) Arranjo fotovoltaico em paralelo

Fonte:(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Sendo, assim, finalizada a revisão sobre dimensionamento dos módulos do sistema fotovoltaico.

### 2.1.2 Dimensionamento do banco de baterias

O dimensionamento do banco de baterias deve ser feito de modo a adequá-lo às demandas de consumo da carga.

Existem diversos fatores que afetam a capacidade de um banco de baterias, como, por exemplo, a temperatura de armazenamento, o tempo de uso, a aplicação para a qual a bateria é utilizada, entre outros fatores (BUCHMANN, 2023).

Segundo (VILLALVA; GAZOLI, 2012), para se dimensionar um banco de baterias deve se considerar a energia consumida diariamente, a tensão de operação do banco de baterias e o número de dias que se gostaria de ter energia quando não houver geração de energia o suficiente para alimentar as baterias. Assim, as seguintes equações são fornecidas:

A equação que define a energia a ser armazenada no banco de baterias:

$$C_{\text{banco}} = \frac{E_d \cdot Q_d}{DOD} \quad (2.6)$$

(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Onde:

- $C_{\text{banco}}$ : capacidade do banco de baterias, em kWh;
- $E_d$ : consumo diário, em kWh;
- $Q_d$ : é a quantidades de dias que o sistema deve continuar operando mesmo sem receber energia suficiente do sistema fotovoltaico; e
- **DOD**: Profundidade de descarga do banco de baterias.

A equação que define a profundidade de descarga pode ser obtida a partir de uma modificação da equação da energia a ser armazenada, sendo definida, portanto, pela equação (2.7):

$$DOD = \frac{E_C}{E_A} = \frac{E_C}{C_{\text{banco}}} \quad (2.7)$$

(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Onde:

- $E_C$ : energia consumida, em kWh; e
- $E_A$ : é a energia a ser armazenada pelo banco de baterias, isto é, sua capacidade nominal.

A equação que define o número de baterias ligadas em série, para adequar a tensão das baterias à tensão de operação do banco de baterias:

$$N_{serie} = \frac{V_{banco}}{V_{baterias}} \quad (2.8)$$

(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Onde:

- $N_{serie}$ : número de conjuntos ligadas em série, para se atingir a tensão nominal do sistema;
- $V_{banco}$ : tensão de operação do banco de baterias; e
- $V_{baterias}$ : é a tensão nominal das baterias utilizadas no sistema.

E o número de conjuntos em paralelo é determinado pela equação:

$$N_{paralelo} = \frac{C_{banco}}{C_{bateria}} \quad (2.9)$$

(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Onde:

- $N_{paralelo}$ : número de conjuntos ligadas em paralelo;
- $C_{banco}$ : é a capacidade de operação do banco de baterias; e
- $C_{bateria}$ : é a capacidade nominal da bateria utilizada no sistema.

Porém, como ao final da vida útil a capacidade dessas baterias se encontra em torno de 80% de sua capacidade nominal (HU et al., 2020) e o sistema precisa ainda estar funcional em seu final de vida útil

$$C_{BoL} = C_{EoL} \cdot Feb \quad (2.10)$$

Onde:

- $C_{BoL}$ : é a capacidade do banco de baterias no início da vida útil (Begin of Life - BoL);
- $C_{EoL}$ : é a capacidade de operação do banco de baterias no final da vida útil (End of Life - EoL); e

- $F_{eb}$ : é o fator de envelhecimento da bateria, isto é,  $\left(\frac{1}{80\%}\right) = 1,25$ .

Por fim, para determinar com mais precisão a energia a ser armazenada, é preciso se levar em consideração as perdas do sistema, como a perda por temperatura de operação ( $Ft$ ) e a perda pela eficiência da bateria ( $Fec$ ).

$$C_{banco} = \frac{C_{projetado}}{\eta_{temperatura} \cdot \eta_{bateria}} = \frac{C_{projetado} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{temperatura}}\right)}{\eta_{bateria}} = \frac{C_{projetado} \cdot Ft}{Fec} \quad (2.11)$$

Onde:

- $C_{projetado}$ : é a capacidade do banco de baterias antes de considerar as perdas relacionadas a eficiência do sistema, em kWh;
- $\eta_{temperatura}$ : é a eficiência de temperatura;
- $\eta_{bateria}$ : é a eficiência da bateria;
- $Ft$ : é o fator de temperatura da bateria que, considerando que ela opera, em média, a 25 °C, é igual a 1; e
- $Fec$ : é o fator de eficiência da bateria, que é igual a própria eficiência da bateria.

Com essas considerações, é possível se manipular as equações apresentadas acima para se chegar à equação (2.12):

$$C_{banco} = \frac{E_d \cdot F_{eb} \cdot Ft \cdot Q_d}{Fec \cdot DOD} \quad (2.12)$$

(PAULA et al., 2023)

onde:

- $C_{banco}$ : capacidade do banco de baterias;
- $E_d$ : consumo diário, em kWh;
- **Feb**: Fator de envelhecimento da bateria;
- **Ft**: Fator de temperatura;
- **Qd**: Quantidade de dias sem irradiância necessária;
- **DOD**: Profundidade de descarga; e

- **Fec:** Fator de eficiência.

Após se determinar a capacidade necessária para o banco de baterias, para as características de projeto definidas, faz-se necessário o cálculo da quantidade de baterias que deveram de fato ser utilizadas para o projeto, uma vez que essa capacidade necessária raramente é igual a capacidade nominal das baterias.

Para tanto, caso o requisito de tensão do banco de baterias já tenha sido atingido, descrito pela equação (2.8), pode-se simplesmente determinar o número de conjunto de baterias em paralelo para atingir a capacidade almejada para o sistema utilizando-se a equação (2.9).

Ao arredondar-se o resultado dessa divisão para cima ou para baixo, a depender das necessidades específicas do sistema a ser dimensionado, obtém-se o número real de baterias e a capacidade nominal do banco de baterias.

E, assim, com esse novo valor de capacidade do sistema, a profundidade de descarga real é diferente da profundidade de descarga utilizada para a determinação da capacidade do banco de baterias na equação (2.6).

Assim, a capacidade real pode ser determinada por uma manipulação da equação (2.6), obtendo-se:

$$C_{\text{real}} = \frac{E_d}{DOD} \quad (2.13)$$

(PAULA et al., 2023)

Onde:

- $C_{\text{real}}$ : é a capacidade real que o banco de baterias deve ter para respeitar a DOD e a demanda de consumo do sistema, em kWh;
- $E_d$ : é o consumo de energia diário da carga, em kWh; e
- $DOD$ : é a profundidade de descarga.

E, a partir dessa capacidade real do banco de baterias, pode-se estimar a vida útil da bateria por meio de uma contagem de ciclos aproximada, considerando que a bateria passará por um ciclo por dia (PAULA et al., 2023). Assim, o resultando na equação (2.14):

$$DOD_{\text{real}} = \frac{Ed.Feb.Ft.Qd}{Fec.C_{\text{real}}} \quad (2.14)$$

(PAULA et al., 2023)

Onde:

- $DOD_{real}$ : é a profundidade de descarga efetiva do sistema após se considerar a capacidade do sistema de baterias.

Como esse valor provavelmente será diferente dos valores de referência fornecidos pela ficha técnica da bateria, seria possível fazer uma aproximação do número de ciclos que a bateria seria capaz de suportar a partir de regressão linear, que pode ser descrito pela equação (2.15):

$$N = N(DOD_{ref1}) + \frac{N(DOD_{ref2}) - N(DOD_{ref1})}{DOD_{ref2} - DOD_{ref1}} \cdot (DOD_{Considerado} - DOD_{ref1}) \quad (2.15)$$

Onde:

- $DOD_{Considerado}$ : é a profundidade de descarga que se deseja estimar a vida útil em número de ciclos;
- $DOD_{ref1}$ : é a profundidade de descarga do primeiro ponto fornecido pela ficha técnica abaixo do  $DOD_{Considerado}$ ;
- $DOD_{ref2}$ : é a profundidade de descarga do primeiro ponto fornecido pela ficha técnica acima do  $DOD_{Considerado}$ ; e
- **Função**  $N(x)$ : é a função que define o número de ciclos de uma profundidade de carga "x".

E, com essa profundidade de descarga, fazendo-se uma aproximação de que por dia a bateria passará por um ciclo de carga e descarga completo:

$$Vida_{\acute{u}til} = \frac{N_{ciclos}}{365} \quad (2.16)$$

(PAULA et al., 2023)

Onde:

- $Vida_{\acute{u}til}$ : é o tempo de vida útil estimado para o banco de baterias, em anos; e
- $N_{ciclos}$ : é o número máximo de ciclos ao qual a bateria pode ser submetida antes de atingir o EoL / até a falha do sistema.

Essa vida útil estimada pode ser comparada à vida útil obtida por meio da simulação do sistema e da aplicação do Método de Wöhler ao ciclo de carga e descarga das baterias.

Sendo, assim, finalizada a revisão sobre o dimensionamento do banco de baterias.



### 2.1.3 Escolha do inversor e do gerador

Para a escolha do inversor e do gerador, foram feitas algumas considerações.

- A primeira é que ambos devem ser capazes de suprir integralmente a demanda de potências do sistema, tendo em vista que eles são a única fonte de energia para alimentar a carga.
- Já a segunda é que seria interessante que essas duas tecnologias interagissem, de modo a permitir uma alternância suave entre as fontes de energia, sem que fosse necessário uma interrupção no fornecimento de energia.

Para que a primeira consideração fosse atendida, bastou igualar as potências dos inversores às maiores cargas associadas a um consumo residencial.

Já, para a segunda consideração, teve grande impacto na definição do gerador a diesel a ser selecionado, que passou a precisar ter um sistema de partida elétrica e de ter um sistema ATS embutido (*Automatic Transfer Switch* ou Chave de Transferência Automática) ou o circuito de potência precisaria passar a ter um QTA (Quadro de Transferência Automático), para que o sistema operasse de forma independente e não houvessem interrupções no fornecimento de energia, como foi esclarecido em (LETRAJOTA, 2023).

Ocorreu de se encontrar um inversor que integrasse com gerador e com um banco de baterias (desde que o gerador possuísse um sistema ATS embutido), permitindo o controle de ambas as fontes de acordo com a demanda, dando preferência para o uso do sistema fotovoltaico para alimentar a carga e, em caso de insuficiência de energia na geração dos painéis fotovoltaicos e no banco de baterias, ele passaria a acionar o gerador e, por esse motivo, ele foi selecionado. (EPEVER, 2021)

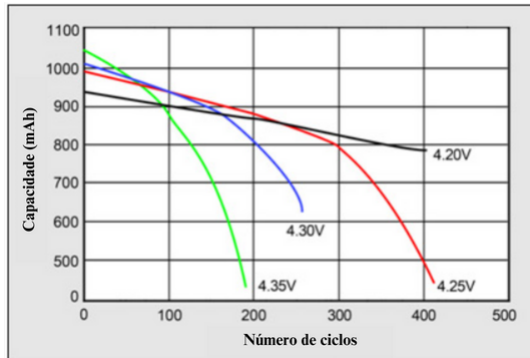
## 2.2 Estimativa da vida útil de baterias

### 2.2.1 Fatores que afetam a vida útil de baterias de íons de lítio

Baterias de íon lítio funcionam com base no princípio da movimentação de íons do eletrodo negativo para o eletrodo positivo. Muitos fatores podem causar degradação dessas baterias, como operar em elevadas temperaturas, o envelhecimento natural do sistema, o número de ciclagens ao qual já foi submetido, as correntes de carga e descarga, e as tensões de carregamento e descarregamento do sistema. (BUCHMANN, 2023)

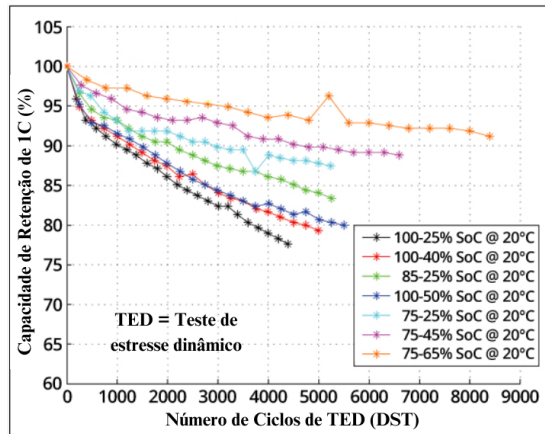
Os efeitos da degradação em função do número de ciclos em algumas características da bateria de íons de lítio pode ser melhor observada na figura 5:

Figura 5 – Efeito da degradação nas características de baterias de íons de lítio



(a) Capacidade ao longo da vida útil em função da tensão da carregamento da célula

Fonte:(BUCHMANN, 2023)



(b) Perda de capacidade em função da largura de banda de carga e descarga

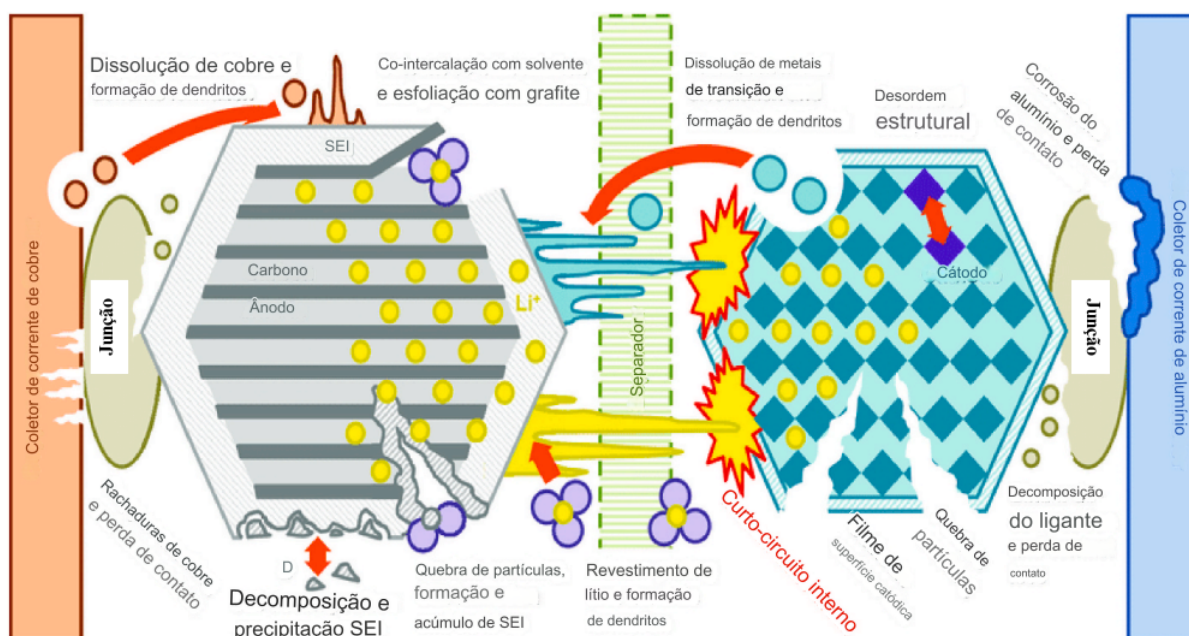
Fonte:(BUCHMANN, 2023)

Alguns dos principais problemas associados à perda de vida útil de baterias de íons de lítio são listados abaixo e complementados pela representação gráfica apresentada na figura 6.

- **Formação instável da camada SEI (Solid Electrolyte Interphase):** a Interface de Eletrólito Sólido consiste na formação de uma camada de íons de lítio durante os primeiros ciclos de operação. Essa camada vai crescendo e se deformando ao longo dos ciclos de uso da bateria, podendo ou causar curto circuitos ou perda de capacidade da bateria;
- **Fuga térmica:** processo em que a bateria é aquecida a temperaturas acima de 60 °C, resultando na liberação de toda a energia eletroquímica armazenada pelas baterias em forma de energia térmica;
- **Mudança de volume no ânodo:** consequência e agravamento da formação da camada SEI;
- **Difusividade não uniforme do lítio:** direciona uma maior aglomeração de íons de lítio em uma determinada região, favorecendo à formação de cristais e ao mal funcionamento da célula;
- **Formação de dendritos:** consequência da formação da camada SEI e seu agravamento, sendo um dos principais desafios para o prolongamento da vida útil de baterias;
- **Formação e liberação de gases tóxicos**
- **Degradação das células da bateria**

(MAHMUD et al., 2022)

Figura 6 – Representação dos diversos problemas que podem ocorrer em uma bateria de íon de lítio



Fonte: adaptado de (MAHMUD et al., 2022).

Por ser um fenômeno que depende de muitas variáveis, foram surgindo diversos modelos e metodologias para tentar estimar a vida útil de uma bateria, como será apresentado no próximo tópico.

## 2.2.2 Introdução aos modelos para a estimativa de vida útil de baterias

Existem atualmente, diversos modos precisos de estimar a vida útil de baterias, podendo estes serem classificados em *Modelos Teóricos* e *Modelos Empíricos*.

Modelos teóricos geralmente focam na perda de materiais ativos, passando por diversos mecanismos de degradação.

Já os modelos empíricos usam dados medidos para estimar a vida útil e o estado de operação do sistema. (XU et al., 2016)

Literaturas mais recentes apontam ainda para outras classificações para os métodos de prognóstico de RUL - Remaining Useful Life, como os (1) Baseados em Modelos, (2) Baseados em Dados e os (3) Métodos Híbridos. (HU et al., 2020).

Dentre os vários métodos existentes, o que mais se adequa para as simulações que aqui serão desenvolvidas é o método do *Modelo de Envelhecimento Orientado por Eventos* ou o *Método de Wöhler*, um método teórico e baseado modelos que utiliza o princípio da fadiga, o número de ciclos, as profundidades de descarga e o próprio modelo de referência fornecido pelo fabricante para estimar a vida útil de uma bateria.

## 2.2.3 O Método de Wöhler

O *Método de Wöhler* ou *Modelo de Envelhecimento Orientado por Eventos* parte do princípio que os danos associados ao uso das baterias é acumulativo.

Este modelo utiliza um modelo já anteriormente aplicado a sistemas mecânicos para a predição da ocorrência de fadiga ou falha catastrófica nos materiais em função do estresse mecânico sofrido pelo material e do número de vezes ao qual o material é submetido a esse estresse. (SAUER; WENZL, 2009)

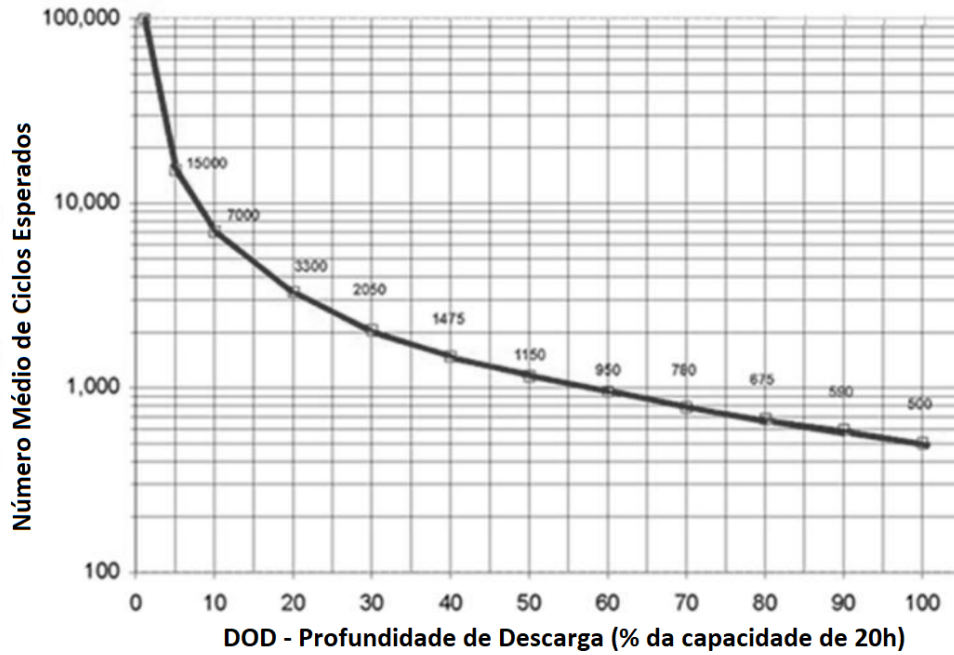
Na aplicação para baterias, assim como na aplicação para sistemas mecânicos, utiliza-se uma curva de referência chamada de curva SN ou curva de Wöhler que descreve o número de ciclos que uma bateria consegue suportar até a falha catastrófica em função da magnitude do estresse. (BADEY et al., 2011)

Um exemplo de curva SN ou curva de Wöhler pode ser observado na figura 7.

Para se estimar o dano sofrido por uma bateria a partir desta curva apresentada na figura 7 são necessários 2 passos:

1. contagem do número de ciclos e de sua magnitude a partir do perfil dos ciclos de carga e descarga da bateria (Estado de Carga ou State of Charge - SOC); e
2. aplicar o Dano Cumulativo Linear (conhecido como regra Palmgren-Miner) aos ciclos contabilizados.

Figura 7 – Exemplo de uma curva de Wöhler



Fonte: adaptado de (BADEY et al., 2011).

Para a contagem do número de ciclos, utilizou-se um algoritmo de contagem de ciclos rainflow desenvolvido por (RINKER, 2015), que foi uma adaptação para Python do código da função *rainflow.c* com função mex do Matlab.

Já, para a execução da Regra de Miner, apenas calculou-se o dano individual de cada ciclo de acordo com a profundidade de descarga do ciclo e somaram-se os danos sofridos ao longo de todo o intervalo de análise, assim como é apresentado em (SAUER; WENZL, 2009).

Assim, pela regra de Miner, o cálculo do dano de um evento  $LL_i$  na vida útil de uma bateria, de acordo com o modelo de envelhecimento orientado por eventos, é descrito pela equação (2.17):

$$LL_i = \frac{NE_i}{NE_i^{\text{Máx}}} \quad (2.17)$$

(SAUER; WENZL, 2009)

Em que

- $NE_i$  é o número de eventos  $i$  (ou ciclos) aos quais uma bateria foi submetida;
- $NE_i^{\text{Máx}}$  é o número máximo de eventos  $i$  que uma bateria poderia suportar, de acordo com a curva de Wöhler do evento, isto é,  $N_{\text{ciclos}}(i)$ ; e

- $LL_i$  é o dano que o evento  $i$  aplicado  $NE_i$  vezes tem na vida útil da bateria.

Já o total de danos,  $LL$ , sofrido por uma bateria pode ser descrito pela equação (2.18), que seria soma dos danos sofridos pela bateria, isto é:

$$LL = \sum_i LL_i \quad (2.18)$$

(SAUER; WENZL, 2009)

Em que  $0 \leq LL \leq 1$  e indica dano em percentual que a bateria já sofreu.

Para aqueles que tiverem interesse em uma abordagem mais didática do tema, recomenda-se que vejam (SIEMENS, 2021).

Uma ressalva quanto a este modelo é que ele é baseado em uma série de suposições. São estas:

1. *A perda de vida útil por evento individual é insignificante.*
2. *A redução da vida útil de um evento não é afetada pela sequência em que os eventos ocorrem, ou seja, é independente dos eventos que aconteceram anteriormente.*
3. *A perda de vida útil associada a um evento específico não depende da perda acumulada de vida útil. Assume-se que a perda incremental de vida causada por um determinado evento para uma bateria ou célula de combustível nova seja idêntica àquela para uma bateria ou célula no fim de sua vida útil.*
4. *Cada ponto no tempo deve ser atribuído a exatamente um evento para o qual existam dados de uma curva de Wöhler. A atribuição simultânea a vários tipos de eventos não é permitida.*

(SAUER; WENZL, 2009)

#### 2.2.4 Aplicação à simulação do estudo de caso

Para se aplicar o Método de Wöhler ao sistema estudado, foi necessário se seguir uma série de passos, sendo eles:

1. simulou-se a geração do sistema fotovoltaico;
2. gerou-se um perfil de consumo contínuo para o período de análise;
3. simulou-se o fluxo de potência no sistema, considerando que o sistema fotovoltaico com baterias seria o principal fornecedor de energia;

4. simulou-se o Estado de Carga (State of Charge - SOC) das baterias ao longo do período de simulação;
5. obteve-se a Profundidade de Descarga (Depth of Discharge - DOD) do sistema de armazenamento, que seria o estresse ao qual as baterias seriam submetidas;
6. aplicou-se a metodologia de Contagem de Ciclos Rainflow (Rainflow Cycle Counting) para obter-se a distribuição de contagem de ciclos em função da Profundidade de Descarga;
7. a partir dos pontos de dados de vida útil em função da profundidade de descarga fornecidos na ficha técnica da bateria (UNIPOWER, 2022), foi possível estimar-se uma aproximação da curva de Wöhler da bateria utilizando-se da equação (2.19) e a função *curv\_fit*, que utiliza o método dos mínimos quadrados para encontrar a curva que melhor se adeque aos dados;
8. aplicou-se a Regra de Miner para se estimar o dano acumulado sofrido pela bateria ao longo do período de análise e anualizou-se esse dano, ao repetir o padrão de carregamento e descarregamento das baterias durante o período de análise; e
9. a partir do dano anual sofrido pela bateria, obteve-se a estimativa da vida útil das baterias, em anos.

Para determinar a curva de Wöhler que melhor representasse o sistema, foi necessário, primeiro, estimar-se a curva de Wöhler das baterias utilizadas que, segundo (KAVOUSI-FARD, 2015) e (LARESGOITI et al., 2015), pode ser determinada pela equação (2.19):

$$N_{\text{ciclos}} = a \cdot DOD^b \quad (2.19)$$

Onde 'a' e 'b' são constantes, DOD é a profundidade de descarga e  $N_{\text{ciclos}}$  é o número equivalente de ciclos de carga e descarga que a bateria suportaria, à essa profundidade de descarga, antes da falha, o chamado final de vida útil ou *End of Life* (EOL), que, no caso de baterias de  $LiFePO_4$ , costuma ser quando a bateria atinge a marca de capacidade de armazenamento máximo de 80% (HU et al., 2020) de sua capacidade nominal inicial.

Para gerar essa curva, foram extraídos por análise gráfica da ficha técnica da bateria os 4 pontos de referência dado pelo fornecedor:

Tabela 1 – Vida útil em função da  $DOD_{\text{máx}}$

$DOD_{\text{máx}}$	Nº de ciclos
30%	13.000
50%	10.000
80%	6.000
100%	3.500

Fonte: Unicoba.

Assim, para se obter uma aproximação das constantes 'a' e 'b' da bateria, aplicou-se a função *curv\_fit* da biblioteca 'scipy.optimize', função está que utiliza um método de mínimos quadrados não-linear para adequar uma função 'f', no caso, a função da equação (2.19) aos dados fornecidos pela 1, utilizando o método 'lm', que utiliza o algoritmo de Levenberg-Marquardt, que serve para lidar com problemas sem restrições.

Assim, se encerra a revisão do Método de Wöhler e se dá seguimento à fundamentação teórica por trás da simulação desenvolvida.



## 2.3 Determinação do tamanho ótimo do sistema

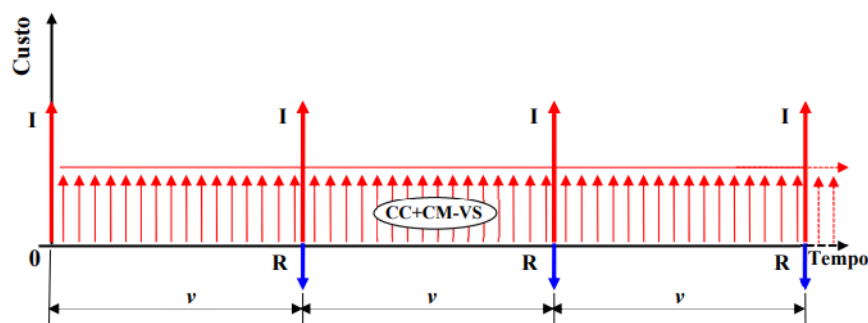
### 2.3.1 Considerações para os custos do sistema

A análise de viabilidade econômica de um projeto, leva-se em consideração a relação **Custo/Benefício Distribuído da Energia com Reposições Infinitas ao Fim da Vida do Empreendimento – CERl**.

Essa relação considera que ao final da vida útil de cada tecnologia, haverá um reinvestimento nessa tecnologia para que o sistema implementado continue em operação indefinidamente, evitando assim que seja necessário fazer uma análise para um tempo de análise múltiplo comum dessas tecnologias, com o intuito de assegurar que elas, além de possuírem uma mesma potência instalada, tenham o mesmo tempo de operação para uma comparação que seja capaz de fornecer uma equiparação de benefícios. (CARVALHO, 2002)

Uma interpretação gráfica desse fluxo pode ser visualizada na figura 8:

Figura 8 – Fluxo de Caixa do Custo Distribuído da Energia com Reposições Infinitas ao Fim da Vida do Empreendimento



Fonte: (CARVALHO, 2002).

Em que

- **I:** é o custo de investimento, que engloba os custo de instalação e de equipamentos, também chamado de CAPEX;
- **CM:** é o custo de manutenção e operação, também chamado de OPEX;
- **CC:** é o custo de insumo energético, isto é, por exemplo, o custo do combustível para uma termelétrica;
- **VS:** é o valor do subproduto específico;
- **R:** é o valor residual do empreendimento; e

- **v**: é a vida útil do empreendimento, em anos.

De acordo com essa metodologia, a relação de custo benefício  $C/B$  de uma tecnologia é dado pela equação:

$$C/B = \left( CC + CM - VS + I.i + \frac{(I - R)}{(1 + i)^v - 1} \right) \cdot \frac{1}{PI.FC.8760} \quad (2.20)$$

Como aqui não é interessante avaliar-se o custo benefício e sim, somente o custo do sistema, foram assumidas algumas simplificações para que uma análise menos complexa pudesse ser feita, tendo em vista a quantidade de variáveis que cada componente do sistema híbrido trariam para a análise.

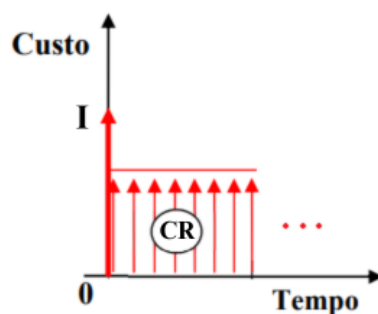
Assim, serão ignorados os custos de manutenção (CM), o valor do subproduto (VS), por não haver um subproduto com valor monetário sendo gerado, o valor residual (R), considerando a perda total dos componentes ao final da vida útil, a depreciação e a relação estabelecida com a energia gerada.

Após essas simplificações, sobraria apenas a equação (2.21).

$$C = (CC + I) \quad (2.21)$$

Assim, pode-se dividir o valor dos investimentos de reaquisição do sistema para se obter um custos fixos de reaquisição do sistema, como ilustra a figura 9.

Figura 9 – Fluxo de Caixa do Custo Distribuído de Reposição do Sistema



Fonte: autor. Modificando uma imagem de (CARVALHO, 2002)

Em que

- **I**: é o custo de investimento, que engloba os custo de instalação e de equipamentos, também chamado de CAPEX; e
- **CR**: é o custo distribuído de reaquisição do sistema.

O custo distribuído de reaquisição do sistema pode ser obtido pela simples soma do resultado da divisão do custo do equipamento pela sua respectiva vida útil, isto é, como é descrito na equação (2.22).

$$CR = \sum_i \left( \frac{CE_i + CI_i}{(v)_i} \right) \quad (2.22)$$

Em que

- $CE_i$ : é o custo do equipamento  $i$ , em R\$;
- $CI_i$ : é o custo de instalação do equipamento  $i$ , em R\$; e
- $(v)_i$ : é a vida útil do equipamento  $i$ , em anos.

E, já o custo de insumo energético, que também compõe o custos simplificados do sistema na equação (2.21) será determinado pela equação (2.23).

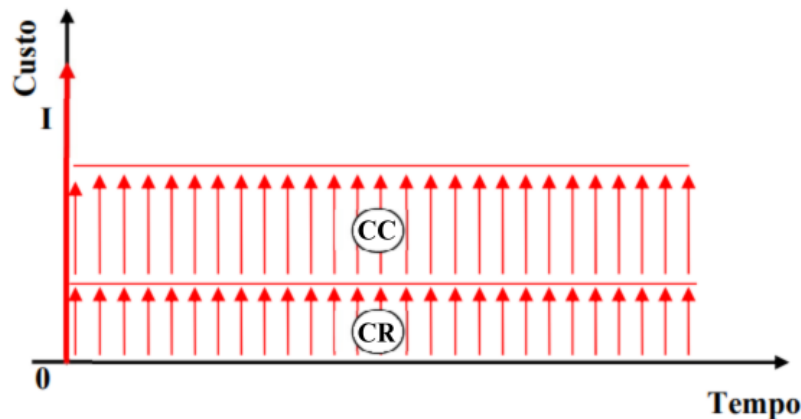
$$CC = (\text{Geração})_{\text{anual}} * (\text{Custo})_{\text{geração}} \quad (2.23)$$

Em que

- $(\text{Geração})_{\text{anual}}$ : é a energia anual gerada pelo gerador diesel, em kWh; e
- $(\text{Custo})_{\text{geração}}$ : é o custo da energia gerada, em R\$/kWh.

Assim, o custo distribuído anual do sistema poderia ser representado por:

Figura 10 – Fluxo de Caixa do Custo Total Distribuído de Reposição do Sistema





## 3 Estudo de Caso - Sistema Fotovoltaico Híbrido com Gerador Diesel em Brasília

### 3.1 Levantamento de consumo: perfil de cargas de uma residência em Brasília

Considerando o caso de uma residência de Brasília, pode-se usar como referência o perfil de consumo da região, retirado de uma base de dados para se ter uma referência e dimensionar o sistema a partir disso.

O perfil de carga residencial faz referência ao consumo de energia que ocorre em uma residência ao longo do dia, em kWh.

Para o estudo realizado, utilizou-se a base de dados do software *PVsol Premium 2023 versão R7*, com dados de consumo residencial da CEB de 2018, definindo-se o país como sendo o Brasil e dentro da aba de "Consumo", na opção "Adicionar consumo» "Curva de carga / consumidores individuais", em "Curvas de carga (de curvas diárias)» "Brasil - CEB - BT Residencial (2018)", como pode ser, melhor visualizado na figura 11.

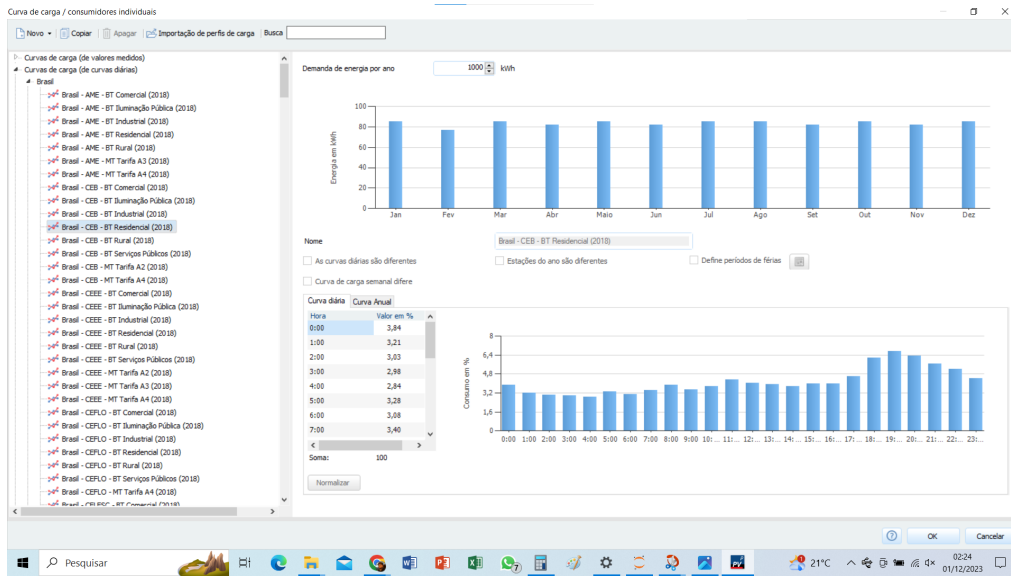
Figura 11 – Dados Climáticos PVsol

Dados climáticos			
País	Localização		
Brasil	Brasilia (1996-2015, Meteornorm 8.1)		
Latitude	-15° 46' 58" (-15,78°)	Soma anual da irradiação global	2021 kWh/m²
Longitude	-47° 55' 58" (-47,93°)	Média anual da temperatura	21,7 °C
Fuso horário	UTC-3		
Período	1996 - 2015		
Fonte	Meteornorm 8.1		
		<a href="#">Parâmetros da simulação</a>	

Descrição: painel de seleção dos dados climáticos do PVsol. Fonte: autor.

Esta base de dados utiliza variações percentuais do consumo ao longo das horas do dia e ao longo dos meses do ano, como mostra a figura 12, sendo os valores de consumo horário e mensal calculados com base em um valor de consumo de energia anual a ser fornecido como uma referência.

Figura 12 – Perfil de consumidor residencial de baixa tensão obtido do PVSol



Descrição: captura do painel da curva de carga CEB - BT Residencial (2018). Fonte: autor.

Esses valores percentuais foram utilizados para calcular as proporções finais de consumo a nível residencial a baixa tensão por meio de uma planilha eletrônica.

Já, para a estimativa do consumo anual de uma residência, foram utilizados os dados do *CENSO 2023* (G1 DF, 2023) de que há cerca de 2,83 habitantes por residência no Distrito Federal e do *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023* (EPE, 2023), que aponta que o consumo médio anual por habitante no Distrito Federal é de 2.061 kWh, o que forneceria um consumo anual por residência de 5.832,63 kWh, ou 15,98 kWh por dia, considerando um ano com 365 dias.

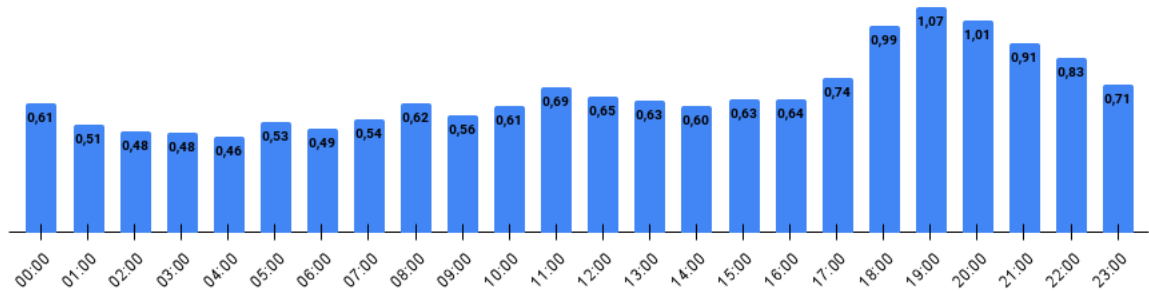
$$(\text{N}^\circ \text{ de habitantes por Residência}) \times (\text{Consumo por habitante}) =$$

$$2,83 \times 2.061 = 5.832,63 \text{ kWh por ano} = 15,98 \text{ kWh por dia}$$

E, a partir desses dados, foi possível se definir o perfil da curva de consumo para o cenário de maior variação de energia diária (mês de dezembro), tanto para a relação de valor mínimo / valor máximo, como para a variação de energia entre 2 horários consecutivos [também no mês de dezembro, ainda nos dias de primavera (até 21 de dezembro)], obtendo-se os valores apresentados na figura 13.

Já, para a potência do inversor, utilizou-se o levantamento de carga feito na aba "Dicas de Economia de Energia", na antiga página do Selo Procel, segundo a qual, a potência de um chuveiro poderia estar entre 4.500 W e 5.500 W (PROCEL, 2006). Dentre essas potências, elencou-se que o usuário da casa optaria pelo uso do chuveiro de 4.500 W e que não utilizaria muitas cargas simultaneamente com o uso deste equipamento,

Figura 13 – Consumo diário no pior cenário de variação de energia diária - mês de dezembro [kWh]



Fonte: autor.

possibilitando o uso de um inversor de 5.500 W para suprir sua demanda.

A escolha do inversor deve seguir a potência máxima de consumo para assegurar que os equipamentos em uso receberam a energia necessária para continuarem em funcionamento.

## 3.2 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Com base no perfil de consumo de energia apresentado na seção anterior, pode-se dimensionar um sistema residencial.

Para o consumo mensal médio de 479,40 kWh, tem-se que o consumo diário, considerando que um mês tenha 30 dias, é de 15,98 kWh.

Lembrando que, por se trata de um sistema off-grid, que não possuirá nenhum amparo da rede, é essencial que a residência consiga suprir as suas demandas e, por tanto, que o sistema aqui dimensionado tenha uma boa margem de erro.

Os módulos fotovoltaicos escolhidos para este sistema foram os da Longi Solar, modelo LR5-72HPH-550, cujos principais dados técnicos são:

Tabela 2 – Propriedades dos módulos fotovoltaicos

Propriedade	Valor
Largura	2,256 m
Altura	1,133 m
Voc	49,80 V
Vmp	41,95 V
Isc	13,98 A
Pot. Módulo	550,00 W
Peso	27,20 kg
Eficiência	21,50%
$C_{temp.}$	$-0,34\% \cdot ^\circ C^{-1}$

Fonte: (LONGI, 2022).

Não houveram critérios específico utilizados para a escolha desses módulos, eles foram escolhidos por terem uma boa relação de energia gerada por área e uma garantia de 12 anos contra defeitos de fabricação e de 25 anos com 84,8% da potência de saída, mas qualquer módulo poderia ser escolhido, sem nenhuma preferência específica por algum modelo e, como as placas são de 550 W, tem-se que a energia gerada por cada módulo fotovoltaico por dia, considerando que o rendimento global do sistema é de 80% seria, utilizando a equação (2.1):

$$Energia_{Módulos} = (4,72) \cdot (0,55) \cdot (0,80) = 2,077 \text{ kWh por dia por módulo}$$

Assim, pode-se obter o número total de módulos necessário para suprir a demanda energética dessa casa utilizando-se a equação (2.3):

$$N_{Módulos}^{\circ} = \frac{15,980}{2,077} = 7,69 \text{ módulos}$$

Que pode ser arredondado para 8 módulos para suprir a demanda adequadamente. (PAULA et al., 2023)



### 3.3 Dimensionamento do banco de baterias

Para dimensionar o banco de baterias consideram-se as seguintes premissas:

- A energia que precisa ser armazenada diariamente é igual a energia a ser consumida = 15,98 kWh
- Modelo de bateria utilizado: bateria solar de lítio ferro fosfato UPLFP48, 5 kWh da Unicoba, escolhida por ser um modelo comercialmente disponível e que utiliza a tecnologia de lítio ferro fosfato, sem nenhum outro critério específico, apenas para fins de simulação.
- Profundidade de descarga aplicada (DOD - Depth of discharge) = 90%
- Vida útil(DOD = 90%) =  $\frac{4.750}{365} = 13,01$  anos

A estimativa de vida útil com DOD = 90% foi obtida ao aplicar-se a equação (2.15) para os cenários de DOD = 100% (3.500) e DOD = 80% (6.000) e, a vida útil foi obtida ao aplicar-se a equação (2.16).

Utilizando a equação (2.12) para calcular a capacidade de armazenamento requisitada para o sistema, tem-se:

$$C_{banco} = \frac{15,98 \cdot 1,25 \cdot 1,05 \cdot 1}{0,98 \cdot 0,9} = 23,78 \text{ kWh}$$

Como as baterias Unicoba UPLFP48 possuem uma capacidade de 5 kWh, a quantidade de baterias necessárias para suprir essa demanda, utilizando a equação (2.9), seria:

$$N_{baterias} = \frac{23,78}{5,00} = 4,75 \text{ baterias}$$

Assim, seriam necessárias 5 baterias para garantir o bom funcionamento do sistema ao longo do período de operação.

É bom observar que, de modo geral, um sistema fotovoltaico off-grid, quando é dimensionado, normalmente seria dimensionado para operar de 2 dias a 3 dias sem sol, por uma margem de segurança. Porém, é muito comum que se dimensione esses sistemas com apenas 1 dia de energia sem sol para minimizar custos. (PAULA et al., 2023)

Porém, uma coisa que deve ser considerada é que a profundidade de descarga nominal do sistema, isto é, o ciclo diário de descarga esperado para o sistema será diferente do planejado, uma vez que não temos baterias fracionárias. Assim, a profundidade de descarga real do sistema obtido a partir da equação (2.14) é

$$DOD_{real} = \frac{15,98.1,25.1,05.1}{0,98.(25,00)} = 85,61\%$$

Assim, com uma DOD de 85,61%, temos que o banco de baterias suportaria o seguinte número de ciclos, considerando uma aproximação linear descrita pela equação (2.15):

$$N = N(DOD = 80\%) + \frac{N(DOD=100\%) - N(DOD=80\%)}{100 - 80} \cdot (85,61 - 80) = 5.299,11 \text{ ciclos}$$

E, com 5.299,11 ciclos, a vida útil máxima para o sistema passaria a ser, aplicando-se a equação (2.16):

$$\text{Vida útil}(DOD = 85,61\%) = \frac{5.299,11}{365} = 14,52 \text{ anos.}$$

### 3.4 Escolha do inversor e do gerador

Um modelo de inversor que se adequa perfeitamente aos requisitos do sistema, tanto de tensão e corrente de entrada como demanda de potência em horários de pico de consumo, além de ser compatível com geradores monofásicos e possuir um controlador de carga embutido para as baterias é o modelo Epever HP5542-AH1050P20SA, com as seguintes especificações:

Tabela 3 – Propriedades do inversor solar elegido

Fabricante	EP Solar
Modelo	HP5542-AH1050P20SA
Potência Nominal CA	5.500 W
Potência de Surtos	8.500 W
Faixa de Tensão MPPT	85,00 V - 400,00 V
Máxima tensão de entrada FV - Voc	440,00 V (25°C)
Máxima entrada de potência - FV	6.000 W
Máxima corrente de entrada - FV	100 A
Nº de MPPTs	2
Nº de fases	1
Faixa de tensão de saída	220 V - 230 V
Eficiência	94,00%
Tensão nominal das baterias	48VDC
Faixa de Tensão das baterias	43.2VDC - 60VDC
Máxima corrente de entrada/saída das baterias	100 A

Fonte: adaptado de (EPEVER, 2021).

Esse modelo de inversor já vem com um controlador de carga embutido, o que permite que ele faça o controle de carregamento e descarregamento das baterias sem a necessidade de aquisição de um controlador de carga para compor o sistema, além de conseguir acionar automaticamente geradores com sistema ATS, sendo assim uma solução mais compacta para dimensionamento.

Já, para a escolha do gerador, os principais requisitos é que ele conseguisse atender integralmente à demanda de energia em caso de ausência das potências da geração de energia,  $P1(t)$ , e das baterias,  $P2(t)$ , e que possuísse partida elétrica e, de preferência, com um sistema ATS.

Para tais requisitos, um dos geradores que se encaixa nesses requisitos e podem ser utilizado como exemplo é o gerador de energia a diesel TDG7000EXP-ATS.

Assim, as tecnologias de inversor e gerador elegidas para compor o sistema são apresentados na figura 14.

Figura 14 – Tecnologias escolhidas para o sistema



(a) Imagem do gerador selecionado.

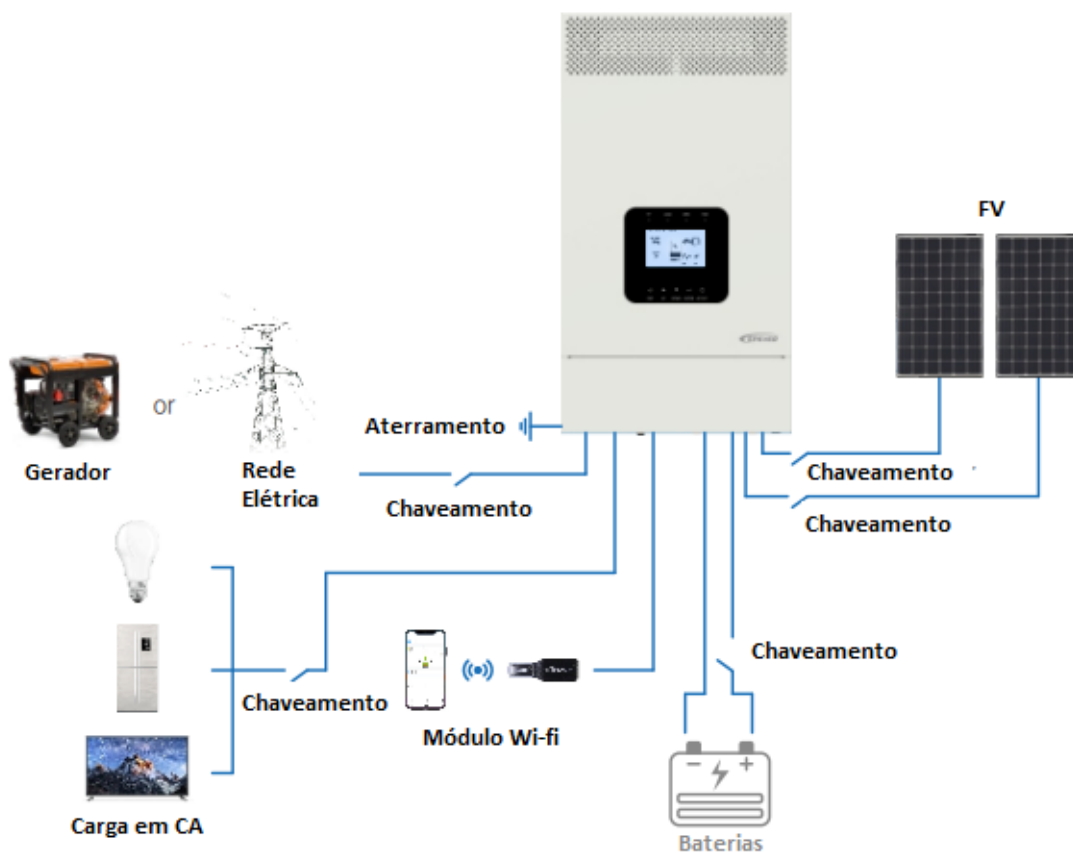
Fonte:(TOYAMA, 2021)

(b) Imagem do inversor selecionado.

Fonte:(EPEVER, 2021)

O que faz com que o sistema possa ser representado pelo diagrama da figura 15:

Figura 15 – Diagrama de simplificado do sistema fotovoltaico



Fonte: adaptado de (EPEVER, 2021).

Sendo que os módulos foram associados em série e as baterias em paralelo, o que resultaria nas seguintes características para o sistema:

Tabela 4 – Características do sistema fotovoltaico dimensionado

Módulos fotovoltaicos		Banco de baterias	
Tensão Voc	398,40 V	Tensão nominal	48 V
Corrente Isc	13,98 A	Corrente Máxima	100 A
		Capacidade	25 kWh ou 500 Ah

Fonte: autor.

Assim confirmando que nenhum requisito do sistema foi desrespeitado e assegurando que o sistema foi corretamente dimensionado.

## 3.5 Simulação do sistema em operação

### 3.5.1 Obtenção e processamento de dados

Para a simulação a ser desenvolvida, utilizaram-se os dados de irradiância tomados minuto a minuto da estação meteorológica da Universidade de Brasília - Faculdade do Gama - FGA e os dados de temperatura horária obtidos da estação meteorológica de Ponte Alta, no Gama, solicitados ao INMET.

Os dados de irradiação solar anual possuíam valores negativos e muitos dados faltantes (descontinuidades) na coleta de dados.

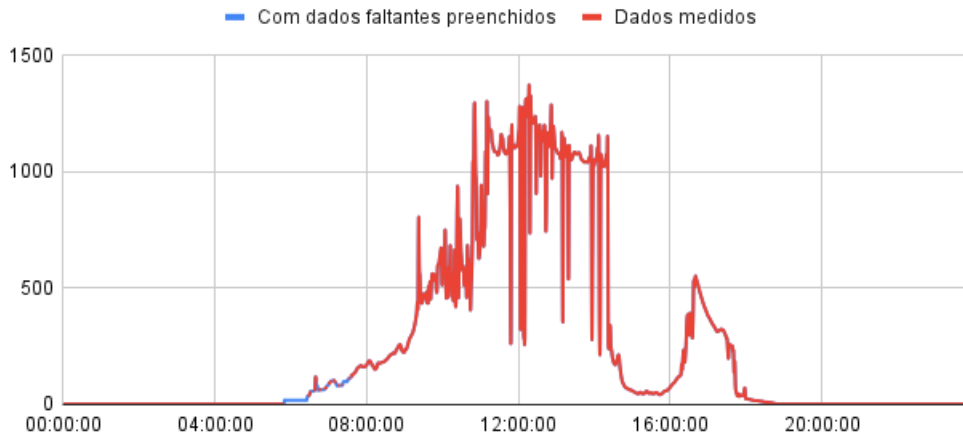
Além disso, havia uma inconsistência entre os horários de meio dia solar previstos e os medidos nos dados de irradiância coletados.

Para corrigir esses problemas, os valores negativos de irradiância foram retirados e os valores faltantes foram substituídos pelo valor da média entre o valor da última amostra disponível e do valor da primeira amostra após a descontinuidade da coleta de dados, um método conhecido como imputação pela média (NEIMAIER, 2022).

Uma comparação entre os dados com valores faltantes com os dados utilizados para preenche-los é apresentado na figura 16.

Os horários de início e fim de luz do sol foram ajustados aos horários sugeridos pelo site (Dados Mundiais, 2024), além de terem seus horários ajustados ao fuso-horário de Brasília, questão constatada pelo deslocamento do meio dia solar e pelos horários de início e fim que os dados coletados pela estação metrológica apresentavam.

Figura 16 – Correção de dados faltantes para a irradiação solar



Fonte: autor.

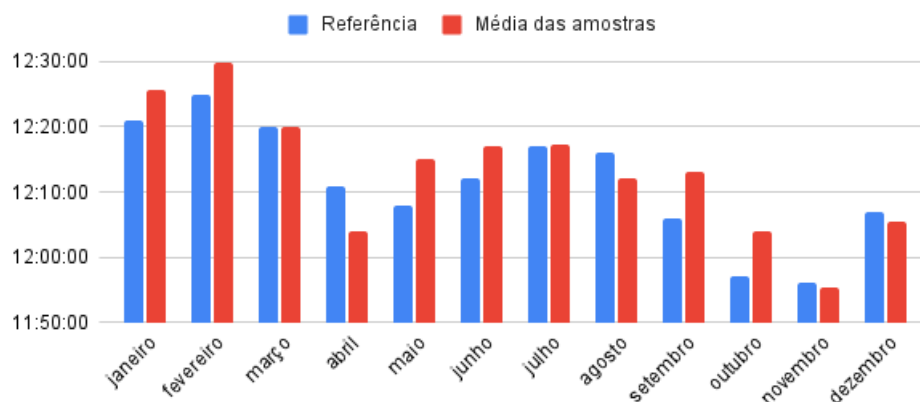
Os seguintes deslocamentos de horários foram considerados para os dados coletados, de acordo com o mês:

Tabela 5 – Tabela da correção de fusos horários de acordo com o mês

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
-3	-3	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-5	-5	-5	-5

Após implementação das correções dos fusos horários de cada mês apondados pela tabela 5, o meio dia verdadeiro médio mensal dos dados de irradiação foi comparado ao meio dia verdadeiro da referência retirada do site (Dados Mundiais, 2024), o que forneceu o resultado comparativo apresentado na figura 17:

Figura 17 – Comparação do meio dia solar dos dados coletados e do meio dia solar dos dados de referência



Fonte: autor.

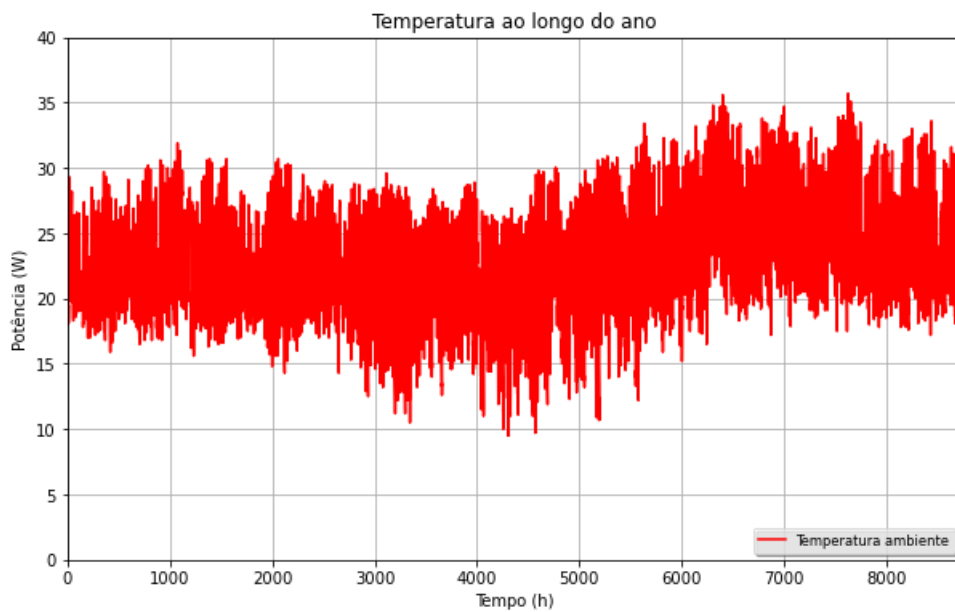
A maior diferença, em módulo, para os meses de análise foi em torno de 7 minutos, o que foi considerado um resultado satisfatório para a análise a ser desenvolvida, além de

ser uma variação que pode se justificar por se tratar de uma amostra de dados anuais, o que pode deslocar parcialmente as médias e por serem dados de anos diferentes.

Quanto aos dados de temperatura fornecidos pelo INMET, eles já vieram com o devido tratamento de dados, o que permitiu a aplicação da média horária de temperatura diretamente ao algoritmo a ser utilizado na simulação de funcionamento do sistema.

Uma visualização desses dados é apresentado na figura 18.

Figura 18 – Dados de média horária de temperatura fornecidos pelo INMET



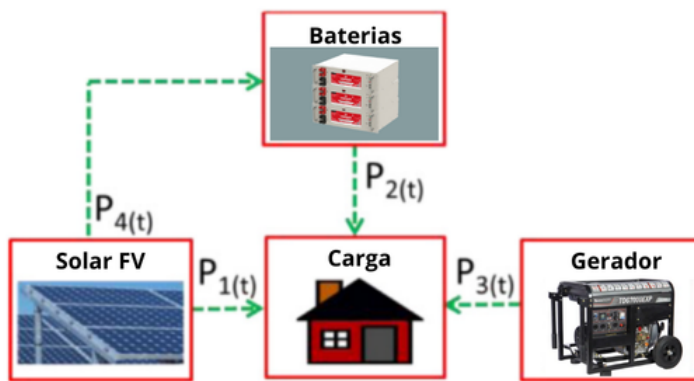
Fonte: autor. Adaptado de (INMET, 2024).

### 3.5.2 Modelo de simulação utilizado

O modelo de simulação utilizado foi baseado em (KOKO, 2022), que utilizou um sistema de potências para simular a geração e operação de um sistema solar fotovoltaico com baterias não interativo, isto é, que não injeta energia na rede e que não utiliza a energia da rede para carregar as baterias, apesar de estar conectado a rede de distribuição de energia.

Tal sistema pode ser esquematizado na figura 19:

Figura 19 – Layout de fluxo de potências em um sistema solar fotovoltaico autônomo com baterias e gerador



Fonte: autor. Baseado em (KOKO, 2022).

Sendo definidos, portanto, os seguintes fluxos de potência:

- $P_1(t)$ : potência fotovoltaica suprida diretamente para a carga (simultaneidade);
- $P_2(t)$ : é o fluxo de potência fornecido pelas baterias para o sistema;
- $P_3(t)$ : é o fluxo de potência do gerador para a carga; e
- $P_4(t)$ : é o fluxo de potência fotovoltaica utilizado para carregar as baterias.

Cuja interpretação das potências é:

$$P_1(t) = G(t) \cap C(t) \quad (3.1)$$

$$P_2(t) = C(t) - P_1(t) - P_3(t) \quad (3.2)$$

$$P_3(t) = C(t) - P_1(t) - P_2(t) \quad (3.3)$$

$$P_4(t) = G(t) - P_1(t) \quad (3.4)$$

Onde



- $G(t)$ : é a geração fotovoltaica real ao longo do tempo, isto é, já com as perdas;
- $\cap$ : é a representação do símbolo de interseção; e
- $C(t)$ : é o consumo residencial ao longo do tempo.

### 3.5.3 Considerações quanto à eficiência do sistema

Para dar uma maior precisão à simulação, consideraram-se os seguintes dados:

- **o consumo médio horário:** retirado dos dados do gráfico da figura 13;
- **dados de irradiância:** obtida da estação solarimétrica da FGA, tomados minuto a minuto no ano de 2023;
- **perda por sujidade ( $p_{sujidade}$ ):** aproximado para a média anual 9,16% com base nos dados analisados por (FERNANDES, 2022));
- **perda por temperatura ( $p_{temperatura}$ ):** com base em dados de 2023 de temperatura horários da estação meteorológica de Ponte Alta, no Gama, fornecidos pelo INMET;
- **perda por queda de tensão ( $p_{condutividade}$ ):** 9%, fazendo as seguintes considerações:

**Circuito em CC:** embora a norma ABNT NBR 16690 recomende que a queda de tensão verificada não seja superior a 3 %, por se tratar de uma recomendação que nem sempre é seguida em função do custo benefício, adotou-se o valor de 4% de perda de energia durante a transmissão, que é o limite previsto na ABNT NBR 5410, para queda de tensão em circuitos terminais;

**Circuito em CA:** a ABNT NBR 5410 recomenda uma queda de tensão de, no máximo, 5% em casos de ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição;

- **eficiência do inversor ( $\eta_{inversor}$ ):** igual a 96% de acordo com a ficha técnica do equipamento; e
- **eficiências de carga e descarga da bateria:** sendo de 99% para o carregamento e de 99% para o descarregamento, utilizando como base a eficiência de recarga de 98% listada na ficha técnica da bateria.

Com a média horária dos dados de irradiação diária, pode-se aplicar a seguinte equação para se estimar a geração sem perdas do sistema, baseado em (VILLALVA; GAZOLI, 2012):

$$G_{\text{módulo}} = (\text{Irradiância}) \cdot (\text{Área}_{\text{módulo}}) \cdot (\text{eficiência}_{\text{módulo}}) \cdot (\text{Quantidade}_{\text{módulos}}) \quad (3.5)$$

Acrescentando-se as perdas por condutividade, sujidade e ocorridas na conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) no inversor, tem-se:

$$G(\text{cond.}, \text{suj.}, \text{inv.})_{\text{módulo}} = G_{\text{módulo}} \cdot (1 - p_{\text{condutividade}}) \cdot (1 - p_{\text{sujidade}}) \cdot (\eta_{\text{inversor}}) \quad (3.6)$$

Em seguida, considerou-se também as perdas por temperatura, aproximando a temperatura das células pela equação de estimativa de Lasnier e Ang, que, segundo estudos de (YANG et al., 2019), apresentou um erro médio de 12.51% em medições feitas:

$$T_{\text{célula}} = 30,006 + 0,0175 \cdot (\text{Irradiância} - 300) + 1,14 \cdot (T_{\text{ambiente}} - 25) \quad (3.7)$$

E, por fim, calculou-se a perda por temperatura considerando-se o coeficiente de temperatura da célula de  $-0,34\% \cdot ^\circ C^{-1}$  e a diferença entre a temperatura de célula calculada pela equação (3.7) e a temperatura padrão de testes (STC - Standart Test Conditions -  $25^\circ C$ ) pela seguinte equação:

$$p_{\text{temperatura}} = (T_{\text{célula}} - 25) \cdot \left( \frac{-0,34}{100} \right) \quad (3.8)$$

Obtendo-se, por fim, a geração fotovoltaica simulada ao longo do tempo:

$$G(t) = G(\text{cond.}, \text{suj.}, \text{inv.})_{\text{módulo}} \cdot (1 - p_{\text{temperatura}}) \quad (3.9)$$

Sendo está a energia final considerada para a geração fotovoltaica do sistema. Esta energia é utilizada de forma direta para alimentar a carga na simultaneidade, mas tem as perdas durante o carregamento e o descarregamento das baterias, que apenas são atribuídos nos respectivos momentos de carregamento e descarregamento das mesmas.

As eficiências utilizadas para a simulação e a eficiência total do sistema utilizada são apresentados na tabela 6:

Tabela 6 – Eficiências utilizadas na simulação

Componentes da eficiência	Valor
Eficiência do módulo - ( $\eta_{\text{módulo}}$ )	21,50%
Eficiência do inversor - ( $\eta_{\text{inversor}}$ )	94,00%
Eficiência de condutividade - ( $\eta_{\text{condutividade}}$ )	$(1 - p_{\text{condutividade}}) = 91,00\%$
Eficiência de sujidade - ( $\eta_{\text{sujidade}}$ )	$(1 - p_{\text{sujidade}}) = 90,84\%$
Eficiência térmica - ( $\eta_{\text{térmica}}$ )	$(1 - p_{\text{térmica}}) = 98,03\%$
Eficiência considerando todas as perdas - ( $\eta_{\text{perdas}}$ )	76,17%
Eficiência Total da Geração - ( $\eta_{\text{total}}$ )	16,38%

Fonte: autor.

A Eficiência Total da Geração - ( $\eta_{\text{total}}$ ) foi obtida ao se considerar a eficiência de conversão dos módulos, como é descrito na equação (3.10).

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{módulo}} \cdot \eta_{\text{perdas}} \quad (3.10)$$

Sendo que  $\eta_{\text{térmica}}$  foi calculado a partir da média das perdas anuais sofridas pelo módulo, obtido pela equação de  $p_{\text{temperatura}}$ .

A partir desta energia gerada e do perfil de consumo padrão, foi possível se simular a curva de carga e descarga das baterias e, a partir da curva de SOC - State of Charge ou Estado de Carga - foi possível se estabelecer a contagem de ciclos.

### 3.5.4 Considerações quanto à simulação do SOC

A lógica por trás do fluxo de potência nas baterias segue uma ordem de prioridade no que diz respeito ao suprimento da energia a ser consumida, na qual a energia da geração fotovoltaico está em primeiro lugar, seguida da energia das baterias e, por fim, a energia fornecida pelo gerador.

Assim, o código que calcula a energia nas baterias ao longo do tempo foi construído com as seguintes considerações:

- as baterias tem carga inicial de 100% de SOC;
- as baterias não irão utilizar mais do que 80% de sua capacidade nominal, com a finalidade de otimizar o seu uso, isto é, a profundidade máxima de descarga é de 80% ( $DOD_{\text{máx}} = 80\%$ ); e
- o excedente de potência consumida que não conseguir ser suprida nem pela geração e nem pelas baterias será suprido pelo gerador.

Ou, algebricamente, baseado na equação da energia armazenada na bateria de (KOKO, 2022):

$$E(t) = E(t - 1) + \left[ P_{\text{Ch}}(t) \cdot \eta_{\text{Ch}} - \frac{P_{\text{Dis}}(t)}{\eta_{\text{Dis}}} \right] \cdot \Delta t \quad (3.11)$$

Em que

- $E(t)$  é a energia armazenada na bateria no tempo  $t$ , em kWh;
- $E(t-1)$  é a energia armazenada na bateria no tempo  $(t-1)$ , em kWh;
- $P_{\text{Ch}}(t)$  é a potência de carregamento da bateria, em kW;
- $P_{\text{Dis}}(t)$  é a potência de descarregamento da bateria, em kW;
- $\Delta t$  é o intervalo de tempo da amostra;
- $\eta_{\text{Ch}}$  é a eficiência de carregamento da bateria; e
- $\eta_{\text{Dis}}$  é a eficiência de descarregamento da bateria.

Já, quanto ao vetor  $SOC_{\text{bateria}}$ , assim como feito por (KOKO, 2022), pode ser obtida ao dividir-se a energia total armazenada pela capacidade nominal do banco de baterias, isto é

$$SOC(t) = \frac{E(t)}{E_{\text{nominal}}} = SOC(t - 1) - \left[ P_{\text{Ch}}(t) \cdot \eta_{\text{Ch}} - \frac{P_{\text{Dis}}(t)}{\eta_{\text{Dis}}} \right] \cdot \frac{\Delta t}{E_{\text{nominal}}} \quad (3.12)$$

O vetor  $Pot_{bateria}(t)$  foi obtido por uma série de condições lógicas para assegurar que a  $DOD_{m\acute{a}x} = 80\%$  e que a carga nominal da bateria fossem respeitados, como pode ser visto no código apresentado na figura 20:

Figura 20 – Fluxo de potência nas baterias

```

...
# Preenchimento do vetor 'Fluxo de Potencias da Bateria'
...

# Se Geração > Consumo
if(potencia_PV[i] > consumo_repetido[i]):

    # Se houver mais energia sendo gerada do que a bateria precisa
    if((E_bateria[i]+((potencia_PV[i] - consumo_repetido[i]) * ef_carregar)) >= E_nominal):

        # Carregue a bateria apenas até a sua capacidade nominal
        pot_bateria[i] = -(E_nominal - E_bateria[i])

    # Se não houver mais energia do que a bateria precisa
    elif((E_bateria[i]+((potencia_PV[i] - consumo_repetido[i]) * ef_carregar)) < E_nominal):

        # A potência a ser injetada na bateria será igual a energia excedente
        pot_bateria[i] = (consumo_repetido[i] - potencia_PV[i]) * ef_carregar

# Se Geração < Consumo
elif(potencia_PV[i] <= consumo_repetido[i]):

    # Se a bateria tiver mais energia que a DODmáx
    if E_bateria[i] > (1 - DOD) * E_nominal:

        # Se a bateria conseguir suprir a demanda de energia
        # sem ultrapassar o DODmáx
        if E_bateria[i] - (consumo_repetido[i]/ef_descarregar) >= (1 - DOD) * E_nominal:

            # Supra toda a demanda de energia com a bateria
            pot_bateria[i] = consumo_repetido[i]/ef_descarregar

        # Se a bateria não conseguir suprir a demanda de energia
        # sem ultrapassar o DODmáx
        elif E_bateria[i] - (consumo_repetido[i]/ef_descarregar) < (1 - DOD) * E_nominal:
            # Use apenas a quantidade de energia que não
            # faça a bateria ultrapassar a DODmáx
            pot_bateria[i] = (E_bateria[i] - ((1-DOD)*E_nominal))*ef_descarregar

    # Se a bateria não tiver mais energia que a DODmáx
    elif( E_bateria[i] <= (1 - DOD) * E_nominal ):
        pot_bateria[i] = 0.00
...

```

Fonte: autor.



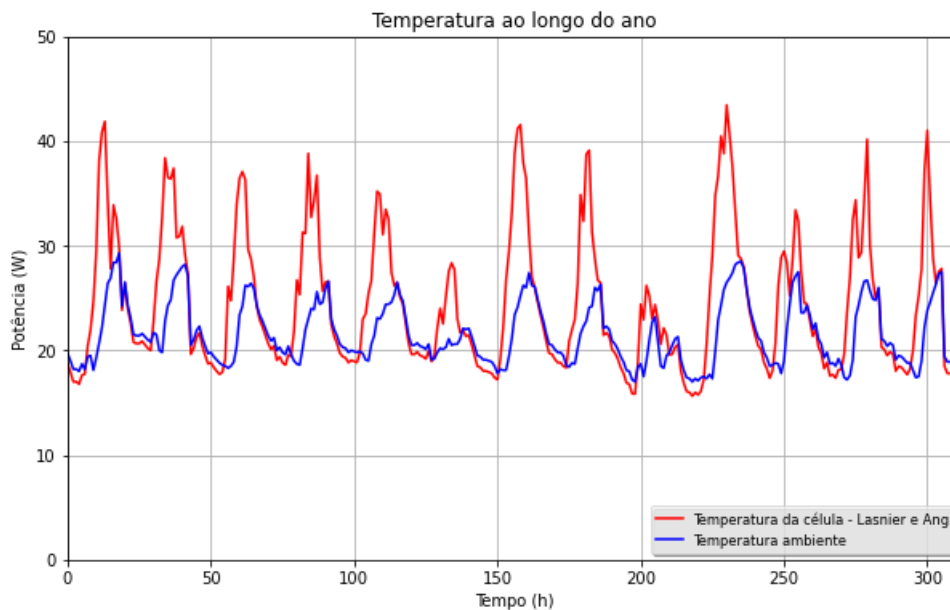
## 4 Resultados e Discussões

### 4.1 Simulação do Sistema Dimensionado

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico, para se confirmar a eficácia do sistema, fez-se uma simulação numérica em Python com base no modelo e equações de (KOKO, 2022) com o objetivo de se determinar a combinação ótima dos componentes do sistema fotovoltaico com o intuito de minimizar-se o custo de reaquisição deste sistema.

Para conseguir simular a geração, utilizaram-se as equações (3.5) e (3.6), mas, para se levar em consideração a perda por temperatura, foi necessário simular-se a temperatura da célula através da equação (3.7), que resultou na variação de temperatura apresentada na figura 21 para os primeiros 14 dias do ano.

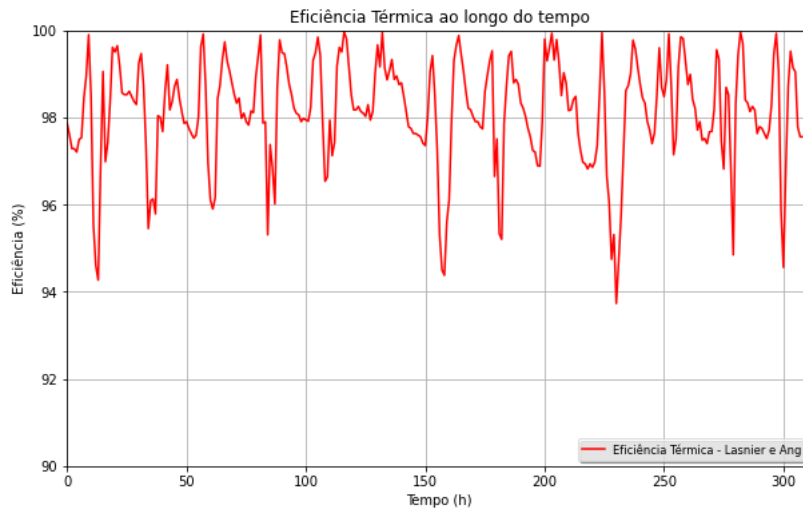
Figura 21 – Comparação entre temperatura ambiente e temperatura da célula para os primeiros 14 dias



Fonte: autor.

E, com a temperatura de célula já determinada, foi possível estimar-se a perda de temperatura prevista pela equação (3.8), que resultou nas eficiências de temperatura apresentadas na figura 22.

Figura 22 – Eficiências de temperatura para os primeiros 14 dias

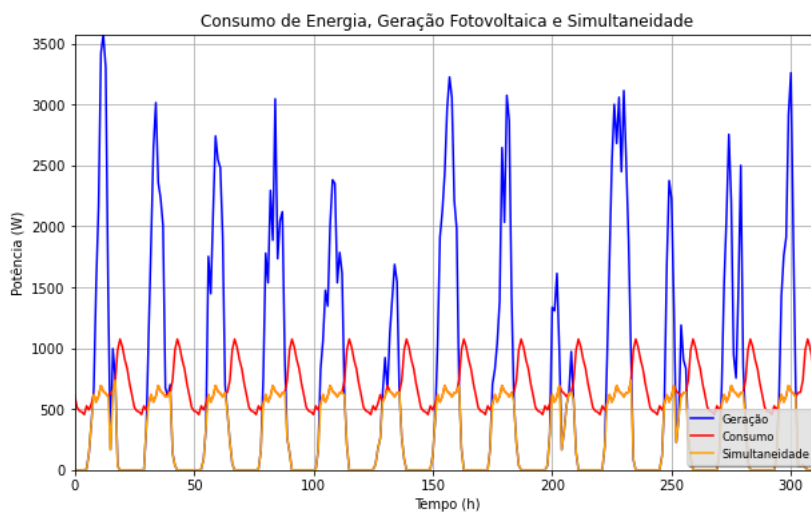


Fonte: autor.

E, por fim, com as eficiências térmicas esperadas para o intervalo, aplicou-se a equação (3.9) para se obterem os dados simulados de geração de energia do sistema fotovoltaico.

Os perfis de geração para os primeiros 14 dias do ano de 2023, a repetição do perfil de consumo utilizado para esta simulação e a simultaneidade do sistema podem ser visualizados na figura 23:

Figura 23 – Geração, consumo e simultaneidade nos primeiros 14 dias

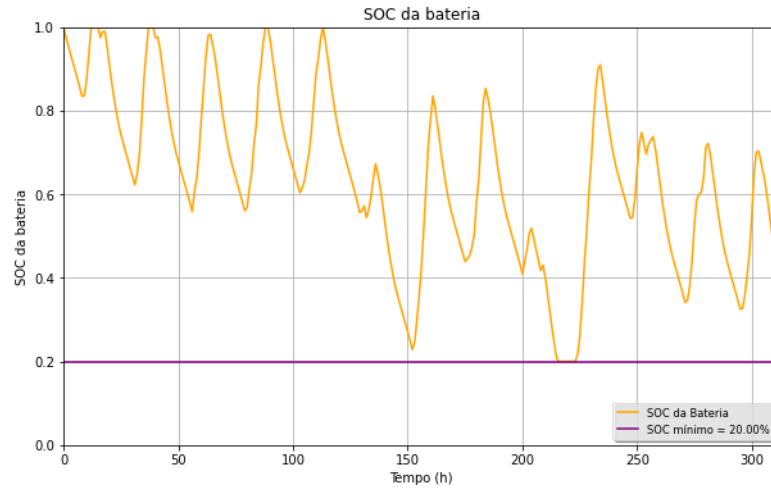


Fonte: autor.



E, a partir das equações (3.11) e (3.12), foi possível simular-se o estado de carga do banco de baterias, que é apresentado na figura 24:

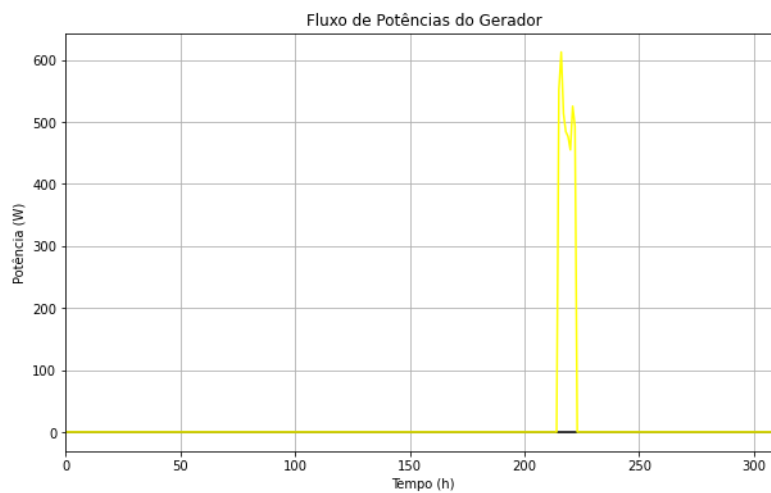
Figura 24 – SOC nos primeiros 14 dias



Fonte: autor.

O padrão decrescente do SOC da bateria caracteriza um sistema de geração subdimensionado, que foi um estímulo para se determinar o tamanho ideal do sistema. Já o uso do gerador simulado é apresentado na figura 25:

Figura 25 – Uso do gerador nos primeiros 14 dias



Fonte: autor.

Que comprova que, a partir do dia 9 não haveria energia suficiente tanto armazenado na bateria como sendo gerado pelo sistema para suprir os padrões de consumo de energia.

### 4.1.1 Estimativa da vida útil da bateria

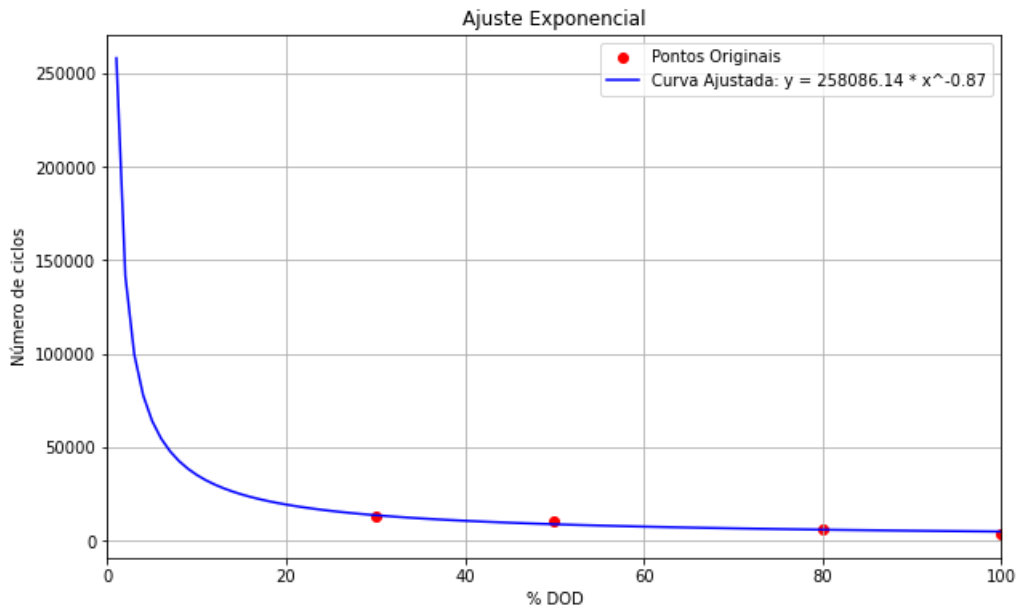
Utilizando-se o código montado para simular o sistema dimensionado e a metodologia de contagem de ciclos *rainflow* e a *Regra de Miner*, foi possível se estimar a vida útil das baterias pelo que é conhecido como Método de Wöhler, um modelo classificado como envelhecimento orientado por eventos (SAUER; WENZL, 2009) ou como modelo de fadiga (BADEY et al., 2011).

Assim, a equação obtida por este processo foi:

$$N_{\text{ciclos}} = 258086,14 \times DOD^{-0,87} \quad (4.1)$$

Que resultou na aproximação para a curva de Wöhler da bateria representada na figura 26, para os pontos de referência da tabela 1.

Figura 26 – Aproximação da curva de Wöhler da bateria UPFLP48-100



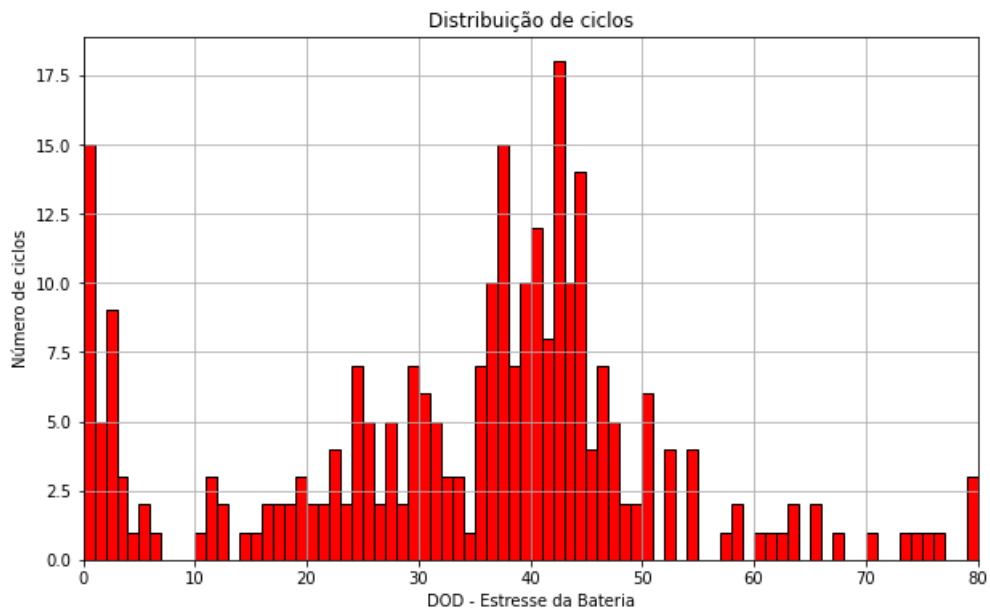
Fonte: autor.

Com esta aproximação, foi possível estimar-se o desgaste equivalente da bateria ao longo de um ano ao estimar-se o dano acumulado para um determinado sinal de estresse ao qual um componente tenha sido submetido, no caso, os ciclos de carregamento e descarregamento da bateria.

A metodologia de contagem de ciclos *rainflow* foi executada por meio da biblioteca 'rainflow', que utiliza o algoritmo de contagem de ciclos *rainflow* para análise de fadiga da ASTM E1049-85 (JANISZEWSKI, 2023).

Para a análise de ciclos com a biblioteca *rainflow*, o perfil anual de geração, do dia 1º de janeiro de 2023 ao dia 31 de dezembro de 2023, gerou-se o perfil de ocorrências de profundidade de descarga apresentado na figura 27:

Figura 27 – Histograma de ciclos sofridos pela bateria com 8 módulos no sistema FV

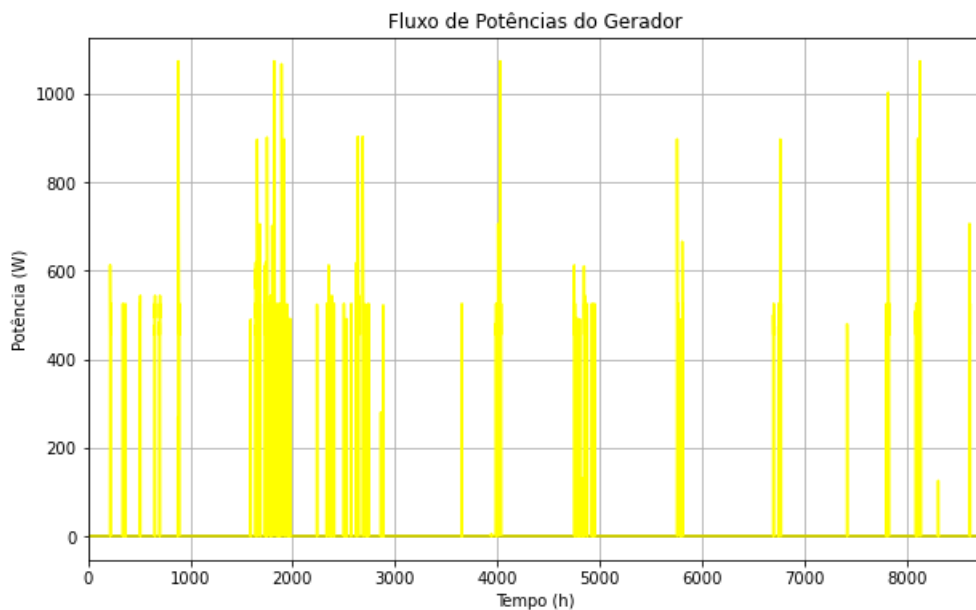


Fonte: autor.

Aplicando a regra de Miner, o cálculo do dano anual equivalente desse perfil de ciclagem foi de 3,55%, o que forneceria uma vida útil para o sistema de 28,16 anos.

Além disso, o uso do gerador ao longo do ano simulado seria em torno de 294,92 kWh, seguindo o perfil apresentado na figura (28), o que nos dá uma noção de que esse sistema pode ser melhor equilibrado.

Figura 28 – Uso do gerador ao longo do ano para o sistema com 8 módulos e 5 baterias



Fonte: autor.

Uma evolução comparativa em função do tamanho do sistema de geração foi feita e será apresentada no próximo seção.

Assim, o sistema dimensionado apresentou as características da tabela 7:

Tabela 7 – Dados do Sistema de Geração Dimensionado

Parâmetro	Valor
Consumo	5832,62 kWh
Geração FV	6402,05 kWh
Simultaneidade	33,31%
Energia do Gerador	219,92 kWh
Danos Equivalente Anual	3,55%
Vida Útil Estimada da Bateria	28,14 anos
Investimento inicial	R\$ 60.214,60
Eficiência térmica (Lasnier e Ang)	0,9803 (12,51% de erro)

A principal diferença entre a vida útil da bateria no sistema simulado e no sistema inicialmente dimensionado é a profundidade de descarga à qual a bateria foi de fato submetida, que para a simulação, como pode ser visto na figura 27, tem seu valor mais comum em torno de 43% de DOD, enquanto o DOD do sistema dimensionado foi considerado como sendo de 85,61%.

Se fossemos estimar a vida útil, em ciclos, do sistema dimensionado, utilizando a regressão linear apresentada na equação (2.15), entre os pontos de 30% e 50% apresentados na ficha técnica da bateria, teria-se a seguinte aproximação para o número de ciclos:

$$N = N(DOD = 30\%) + \frac{N(DOD=50\%) - N(DOD=30\%)}{50 - 30} \cdot (43 - 30) = 11.050 \text{ ciclos}$$

Que, segundo a equação (2.16), forneceria a seguinte vida útil estimada, em anos:

$$Vida_{\text{útil}} = \frac{11.050}{365} = 30,37 \text{ anos}$$

Que, quando comparado com a vida útil estimada pelo Método de Wöhler, é uma diferença de 7,5%.

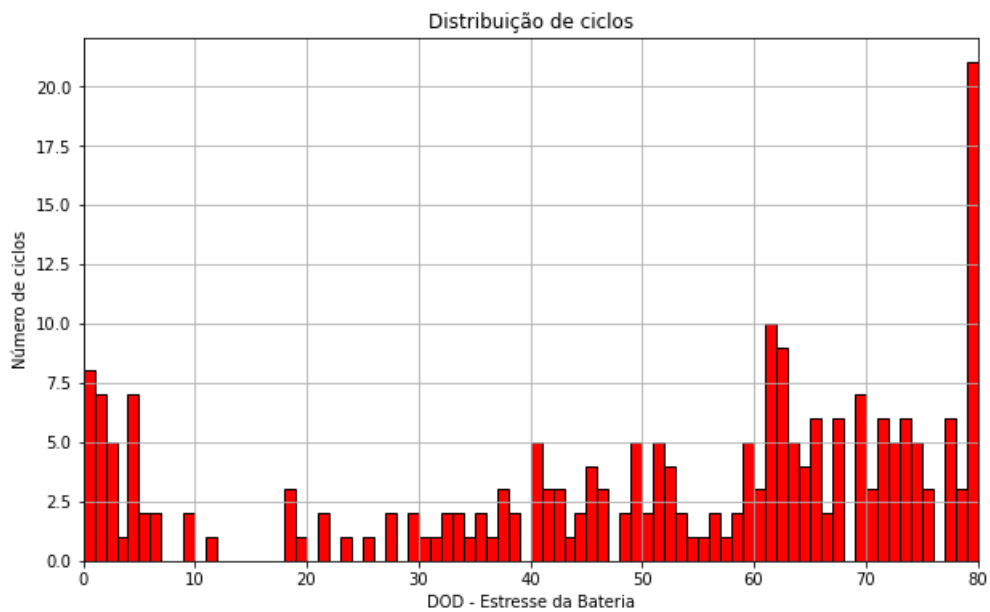
Multiplicando a razão entre essa profundidade de descarga média simulada e a profundidade de descarga aplicada no dimensionamento pela capacidade do sistema fornecido pela equação (2.12), obtém-se a seguinte capacidade mínima para o sistema:

$$C_{\text{mínima}} = 23,78 \cdot \frac{0,43}{0,9} = 11,36 \text{ kWh}$$

Isto é, um sistema com 3 baterias conseguiria concentrar a maior ocorrência de número de ciclos em torno de 80% de DOD, sem deixar de fornecer a energia requisitada pelo sistema, mesmo que isso reduzisse a sua vida útil.

Como pode ser verificado na imagem 29, embora o consumo de energia proveniente do gerador tenha aumentado para 415,33 kWh no ano.

Figura 29 – Histograma de ciclos sofridos pela bateria com 8 módulos no sistema FV e 3 baterias



Fonte: autor.

## 4.2 Determinação dos custos anuais do sistema em função do tamanho do sistema

Por se tratar de um inversor monofásico e por suportar uma potência fotovoltaica máxima de 6.000 W, tendo 2 MPPTs, como os módulos tem potência nominal de 550 W, seria possível conectar até 2 strings (arranjos em série) de painéis fotovoltaicos, uma em cada MPPT e obter uma potência máxima de até 5500 Wp.

Assim, para acrescentar valores maiores que 10 módulos para o sistema, seria necessário acrescentar 1 inversor a cada 10 módulos.

Agora, para os demais componentes do sistema, a variação do número de módulos e, conseqüentemente, o aumento da potência do sistema, não exige o aumento de suas quantidades, isto é, a quantidade de baterias e a quantidade de geradores a serem utilizados é independente da quantidade de módulos.

Com isso, pode-se simular os custos do sistema e de seus componentes em função do número de módulos utilizados ou da potência instalada, com o objetivo de se determinar o melhor cenário para o sistema híbrido solar com baterias e gerador diesel.

Considerando o custo do diesel como sendo R\$ 6,00 por litro, e que o gerador a diesel produz 0,5 kWh por litro, teria-se que o custo da energia fornecida pelo gerador seria de R\$ 3,00 por kWh, que passaria a ser o custo de insumo energético aplicado à equação (2.23).

E o custo de aquisição de cada um dos componentes, pode ser observado na tabela 8.

Tabela 8 – Custo e vida útil de componentes do sistema híbrido

Componente	Custo unit. [R\$]	Vida útil
Módulo fotovoltaico	529,00	25 anos
Bateria $LiFePO_4$	5.700,00	determinada numericamente
Inversor	5.000,00	15 anos
Gerador	6.000,00	32.500 horas de uso

Fonte: autor.

A vida útil do gerador foi estimado considerando-se a média do intervalo de vida útil fornecido por (CN Generator Sets, 2022), que é entre 15.000 e 50.000 horas de uso, enquanto as demais foram baseadas nas ficha técnica dos equipamentos, com exceção da bateria, que foi determinada numericamente.

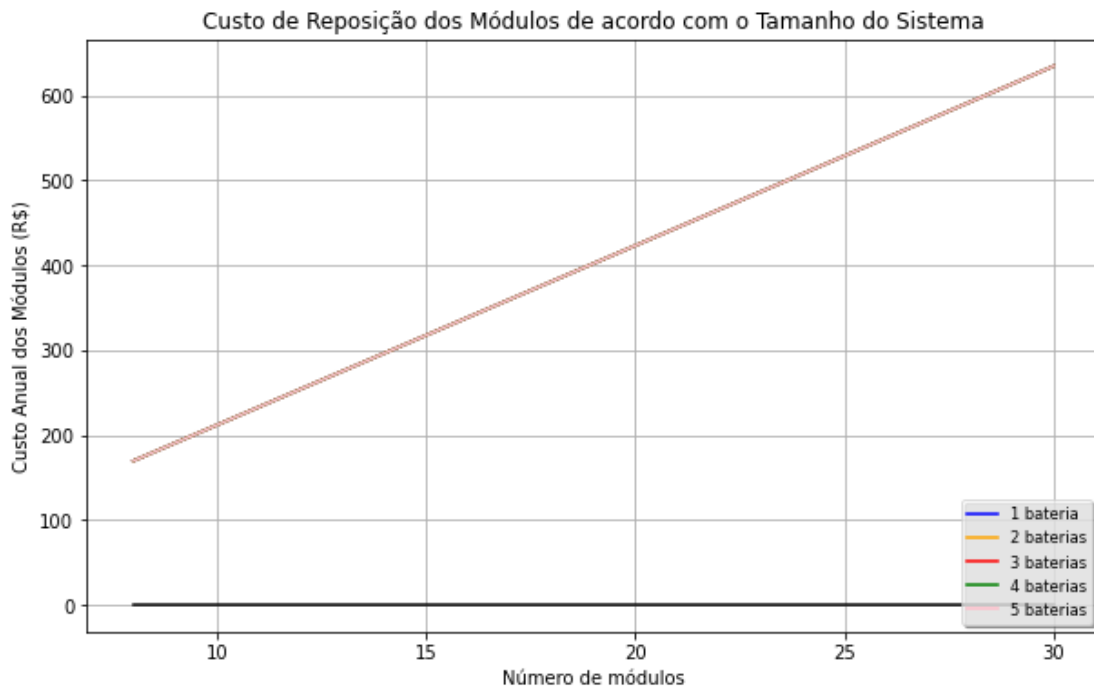
A degradação do gerador foi estimada a partir da contagem do tempo de uso do equipamento ao longo de um ano, permitindo a estimativa de vida útil de acordo com

o cenário simulado.

Aplicando-se a equação de custo total distribuído de reposição do sistema simplificado, descrito pela equação (2.21), obtém-se os seguintes resultados em função do número de módulos ou da potência fotovoltaica instalada:

Para o custo de reposição distribuído anual dos módulos, obteve-se um padrão igual e linear para todos os casos de teste como mostra a figura 30, como já era esperado, uma vez que a variação do número de módulos de forma linear afeta linearmente a curva de custo dos mesmos.

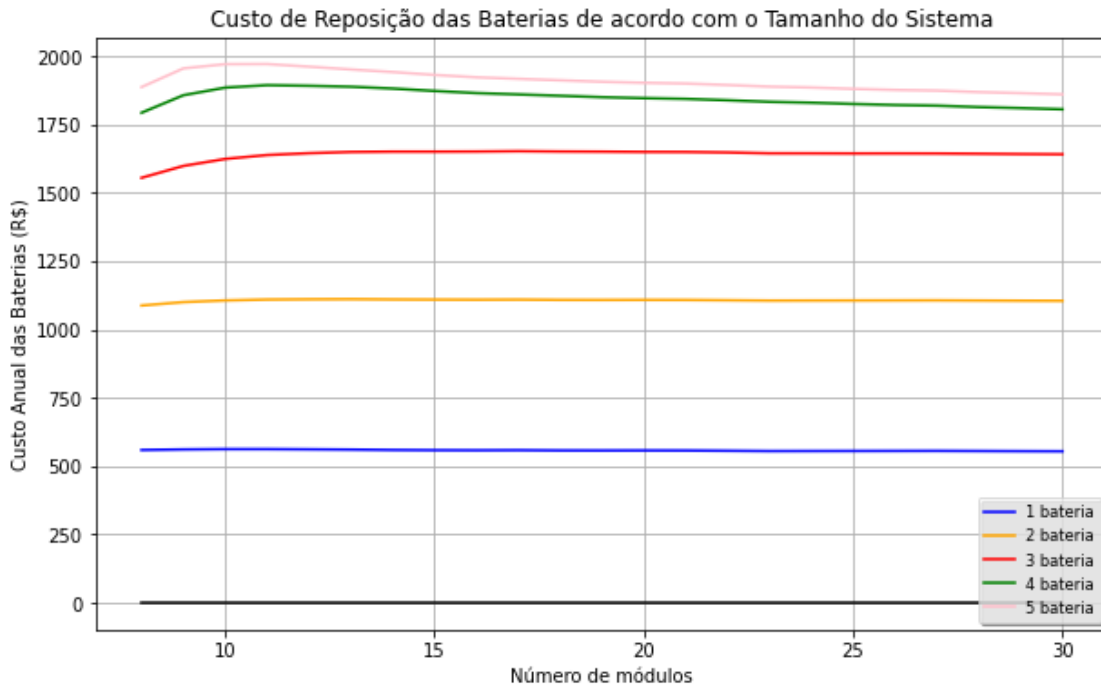
Figura 30 – Custo de Reposição Distribuído dos Módulos em função do tamanho do sistema



Fonte: autor.

Já, para o custo de reposição distribuído anual das baterias, o valor obtido seguiu uma curva bem diferente, com pontos de máximos em 10 módulos, como pode ser visto na figura 31.

Figura 31 – Custo de Reposição Distribuído das Baterias em função do tamanho do sistema



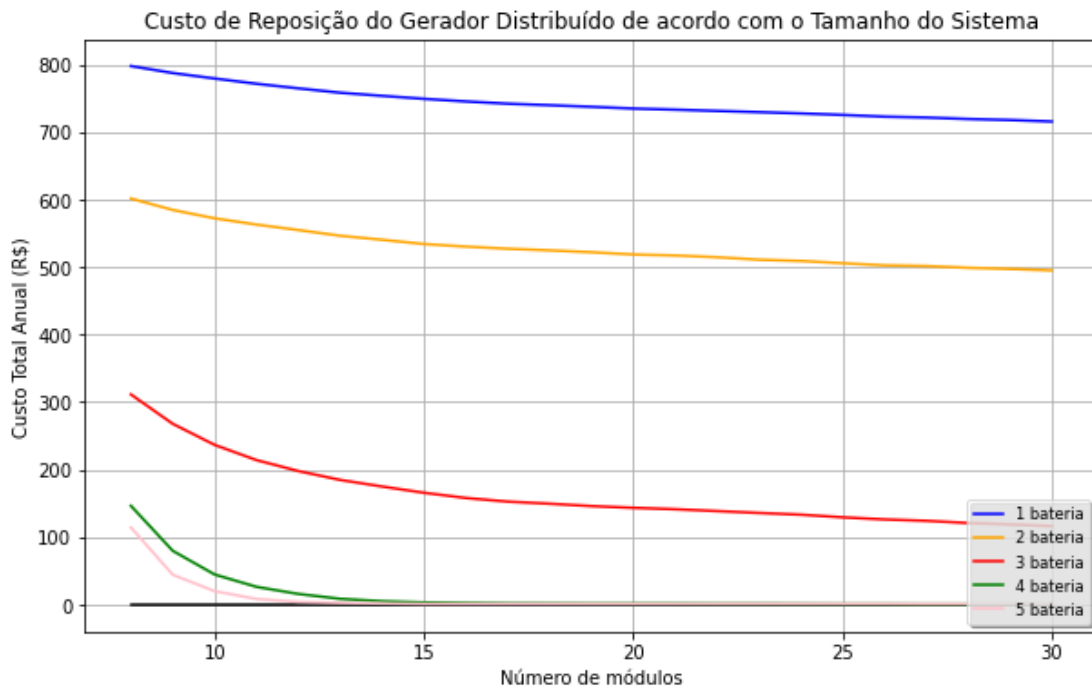
Fonte: autor.

A relação inversamente proporcional entre o tamanho do sistema e o desgaste das baterias, provavelmente, se dá devido ao aumento da porção da carga que é alimentada durante a simultaneidade, o que reduz o uso das baterias nos horários em que houver geração.

Seguindo para a reposição distribuído anual do gerador, esta foi proporcional ao uso do gerador ao longo do ano, como pode ser visto figura 32, especialmente ao compará-la com a figura 36, que mostra o uso do gerador.



Figura 32 – Custo de Reposição Distribuído do Gerador em função do tamanho do sistema

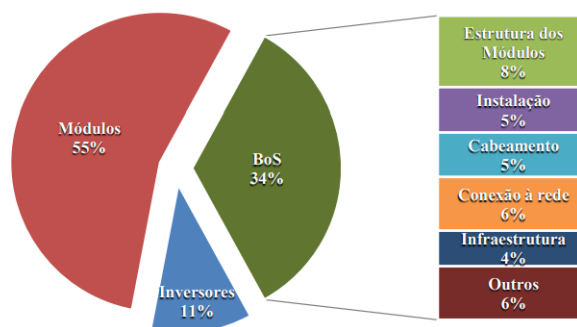


Fonte: autor.

Isso se deve ao fato de o modelo de degradação do gerador ser baseado na vida útil do gerador em horas, que iria diminuindo à medida que ele fosse sendo usado.

Quanto ao custo de instalação, utilizou-se as considerações feitas por (BARBOSA, 2015) sobre Balanço do Sistema, que considera que 34% custos de um projeto são devido aos custos secundários relacionados à instalação do sistema, como pode ser visto na figura 33, porém, como 6% dos custos do CAPEX estão associados ao processo de conexão à rede, foi utilizado o palpite de 30% para os custos de Balanço do Sistema, por falta de outra referência.

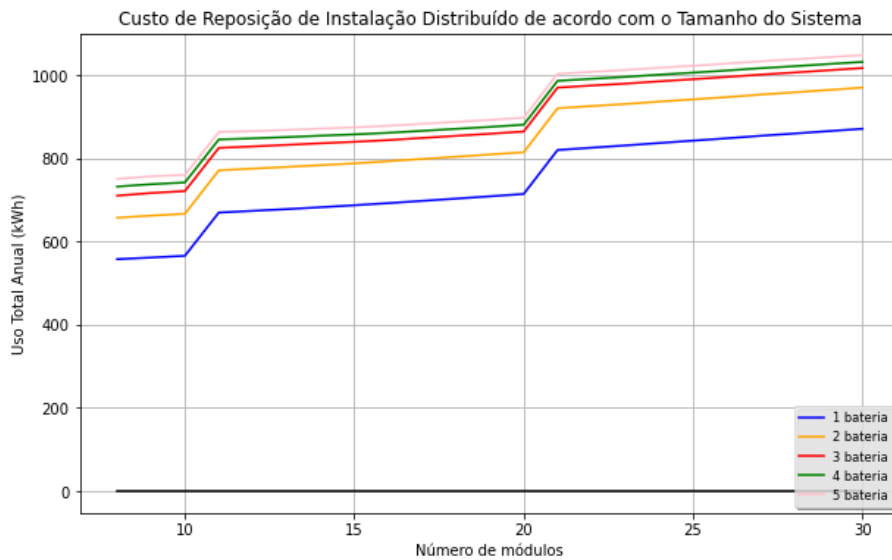
Figura 33 – Representação do Balanço do Sistema



Fonte: (BARBOSA, 2015).

E, assim, o custo de reposição distribuído de instalação do sistema obtido é apresentado na figura 34.

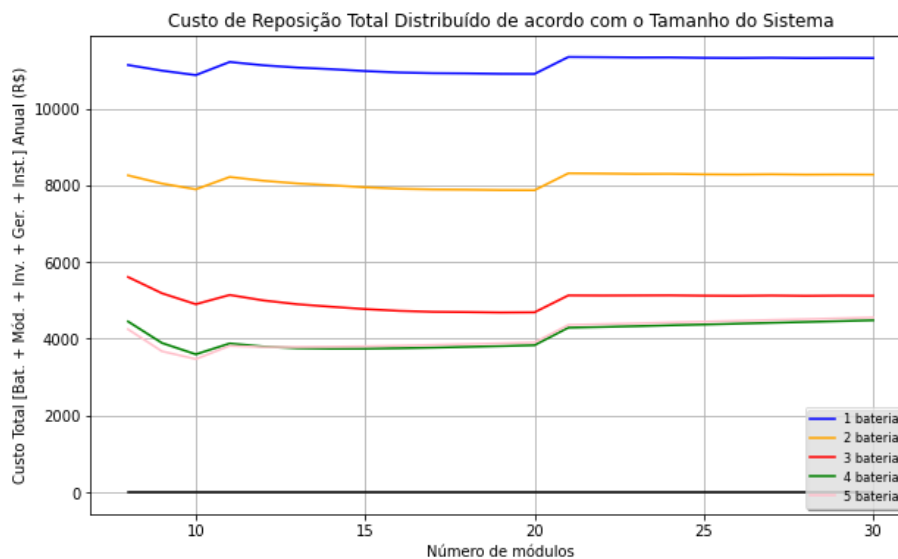
Figura 34 – Custo de Reposição Distribuído da Instalação em função do tamanho do sistema



Fonte: autor.

Por fim, os custos total de reposição distribuído do sistema e o uso do gerador podem ser vistos nas figuras 35 e 36, respectivamente.

Figura 35 – Custo de Reposição Distribuído do Sistema em função do tamanho do sistema



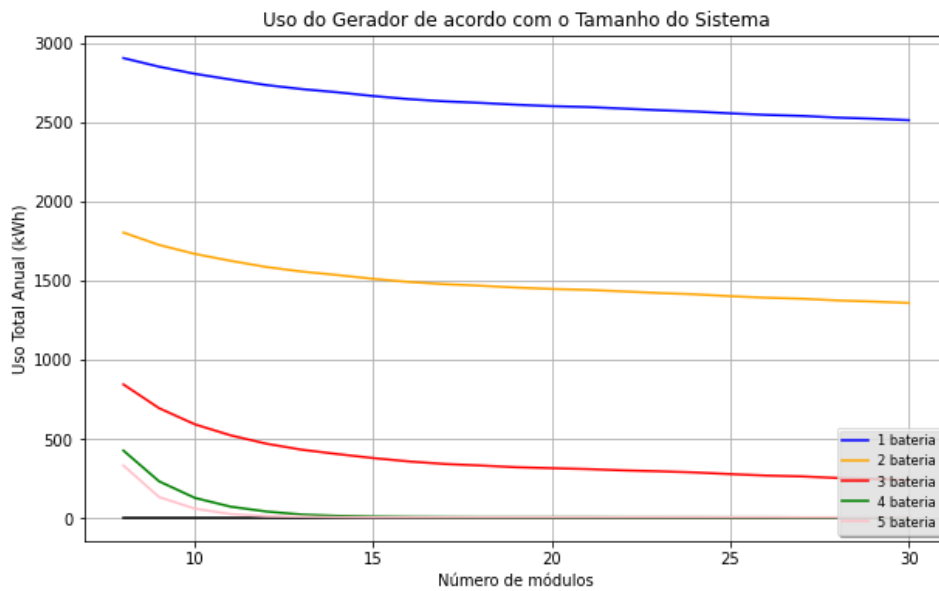
Fonte: autor.

E, como pode ser visto na figura 35, o custo de reposição do sistema com 4 baterias é muito próximo do custo de reposição do de 5 baterias, muito embora, a melhor opção

apresentada seja o sistema com 5 baterias, 10 módulos e 1 gerador diesel com um custo total distribuído anual de R\$ 3.469,10, ou de R\$ 289,09 mensal.

Já, para o uso do gerador em função do número de módulos do sistema, os resultados obtidos foram os apresentados na figura 36

Figura 36 – Uso do Gerador em função do tamanho do sistema



Fonte: autor.

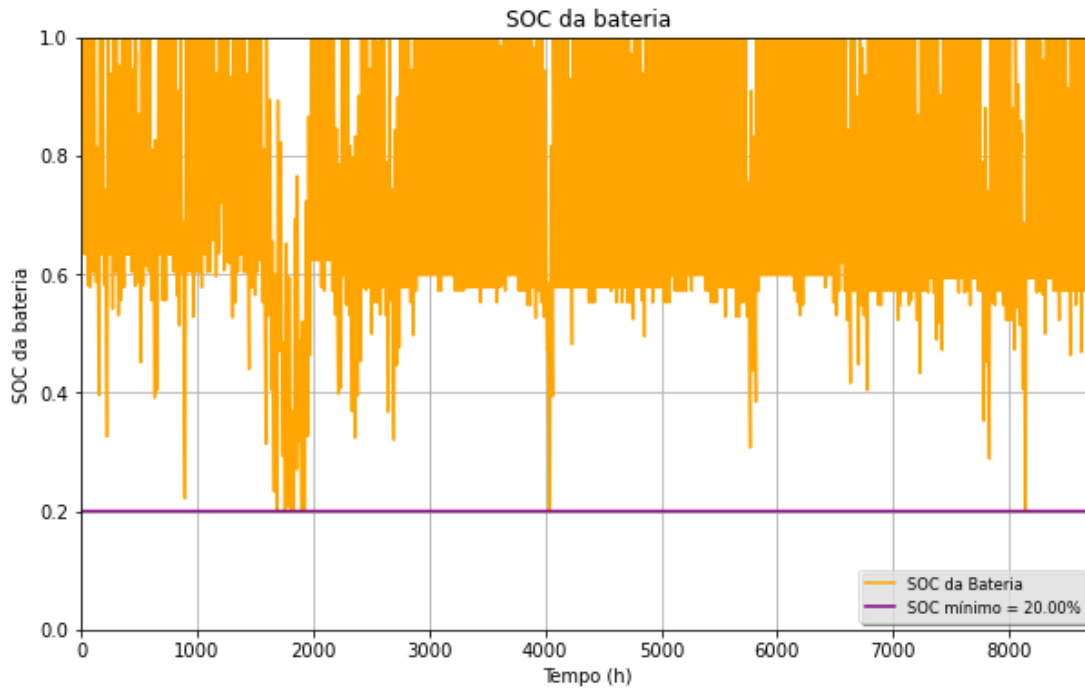
Assim, se encerrando a etapa de otimização do sistema.

### 4.3 Simulação do Sistema Otimizado

Por fim, simulou-se o sistema otimizado com o menor custo de reposição distribuído total, com 5 baterias, 10 módulos e 1 gerador diesel.

Esse sistema gerou a curva de SOC representado pela figura 37.

Figura 37 – SOC ao longo do ano no sistema ótimo



Fonte: autor.

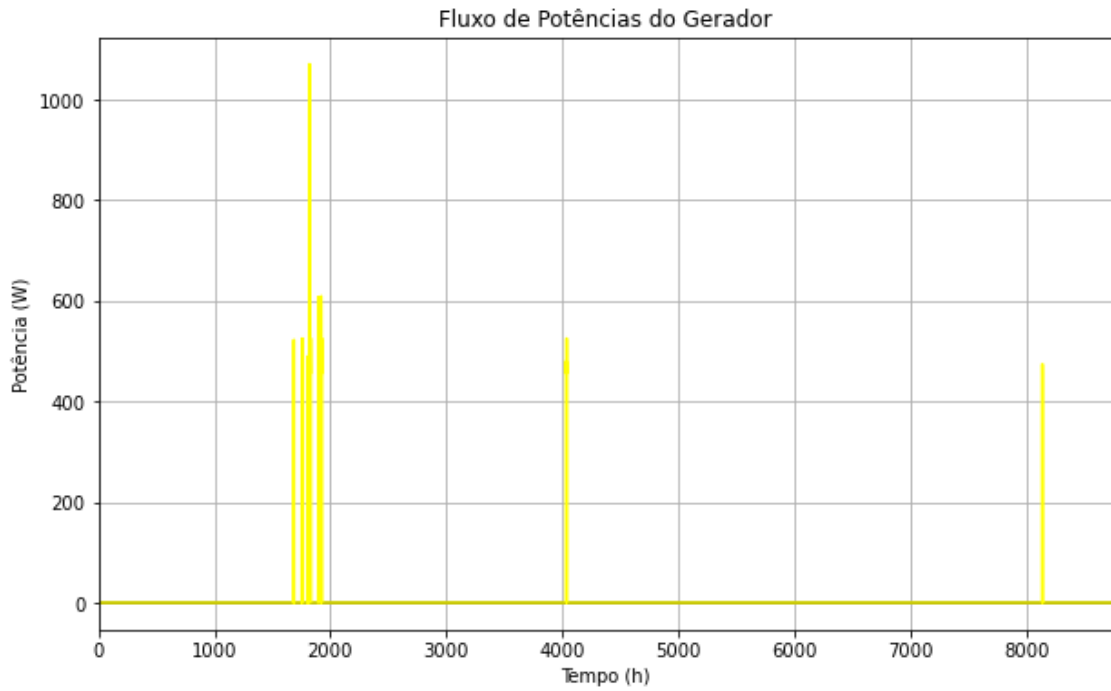
Nessas condições, o sistema híbrido foi capaz de desempenhar as características listadas na tabela 9.

Tabela 9 – Dados do Sistema de Geração ideal

Parâmetro	Valor
Consumo	5832,62 kWh
Geração FV	8002,56 kWh
Simultaneidade	27,35%
Energia do Gerador	23,5 kWh
Danos Equivalente Anual	3,66%
Vida Útil Estimada da Bateria	27,35 anos
Investimento inicial	R\$ 61.590,00
Eficiência térmica (Lasnier e Ang)	0,9803 (12,51% de erro)

Apresentando o fluxo de potências no gerador ilustrado na figura 38.

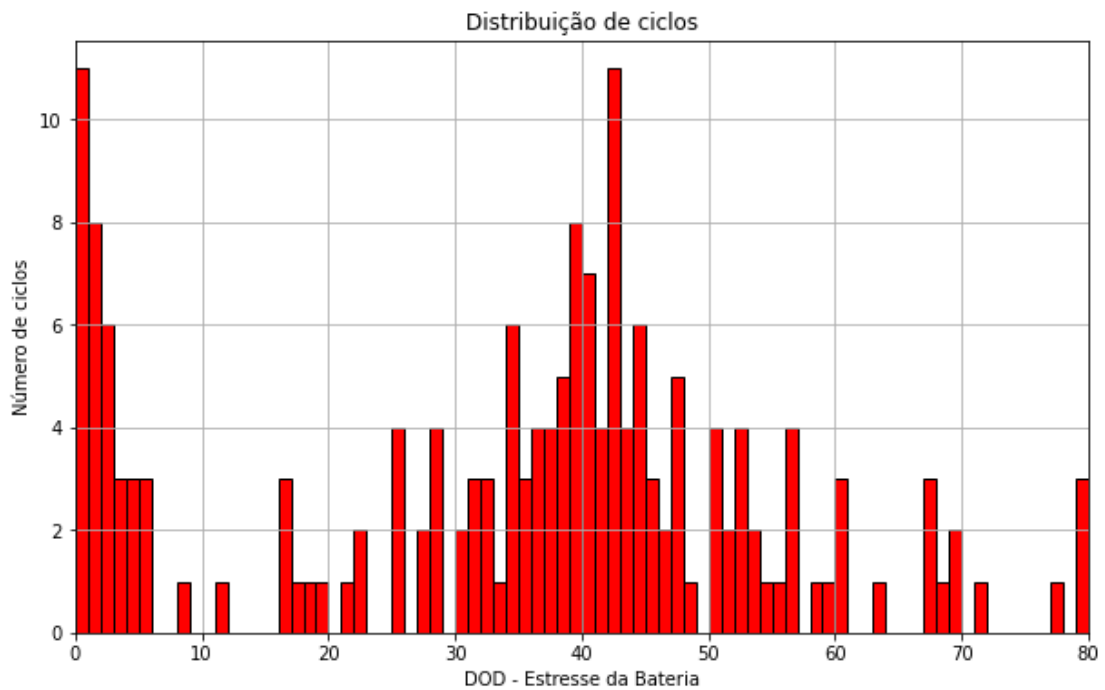
Figura 38 – Uso do gerador ao longo do ano no sistema ótimo



Fonte: autor.

E, por fim, a distribuição de contagem de ciclos do sistema ótimo é descrito pelo histograma na figura 39.

Figura 39 – Uso do gerador ao longo do ano no sistema ótimo



Fonte: autor.



## 5 Conclusões e trabalhos futuros

### 5.1 Conclusões

Por fim, foi feito o dimensionamento e a simulação da operação do sistema solar fotovoltaico com baterias a partir da análise de sinais de irradiação solar para se determinar os requisitos de um sistema fotovoltaico com um gerador a diesel não conectado à rede.

Foram feitas as revisões a respeito do Método de Wöhler e da estimativa de vida útil de baterias.

E compararam-se os custos de reposição simplificado dos sistemas simulados, o que permitiu-se chegar à conclusão de que o melhor sistema para o caso da carga residencial estudado é um que possui 10 módulos fotovoltaicos, 5 baterias e 1 gerador.

Além disso, foi constatado que, mesmo que se utilize a profundidade de descarga de maior ocorrência da simulação, a aproximação da equação (2.16) proposta por (PAULA et al., 2023) teve um erro de 7,5% em relação à vida útil obtida pelo Método de Wöhler.

Sendo, assim, atingidos todos os objetivos deste trabalho.

### 5.2 Trabalhos futuros

A primeira melhoria que pode ser feita neste trabalho é o tratamento de dados. Existem métodos menos enviesados e precisos, como a aplicação de filtros de Kalman para ajustar as curvas de irradiação. (NEIMAIER, 2022)

Agora, voltando a atenção para a simulação, outra possibilidade de melhoria seria quanto ao valor utilizado para estimação do custo da geração com motor a diesel, que impacta diretamente nos resultados da simulação. Foram feitos outros testes com diferentes valores atribuídos para o kWh de energia gerado pelo gerador e percebeu-se que, quanto menor o valor dessa geração, mais próximas as curvas de custo de reposição ficam.

E, também seria interessante aprofundar-se um pouco mais na estimativa da vida útil, dos custos envolvidos na manutenção e operação e no próprio custo de instalação dos sistemas, que podem influenciar diretamente nos resultados da simulação.

Métodos para a estimativa da vida útil já muito mais robustos estão disponíveis em artigos como o desenvolvido por (MOTAPON et al., 2020), (ZABALA, 2014), (HU et al., 2020) e outros.

Além disso, há dois fatores principais de envelhecimento de baterias, o envelhecimento de calendário, que se trata da perda de capacidade em função da energia armazenada durante a ociosidade da bateria e depende da temperatura à qual a bateria é exposta, e o envelhecimento por ciclagem, que foi o abordado ao longo do trabalho desenvolvido, como é abordado no texto de (MOTAPON et al., 2020).

Portanto, este trabalho não leva em consideração o envelhecimento de calendário, o que reduz consideravelmente a sua precisão, em termos de determinar a vida útil das baterias, que provavelmente durariam menos do que os valores previstos apenas pelo Método de Wöhler.

Outro ponto de melhoria é que essa metodologia de contagem de ciclos não se limita apenas a baterias. Por se tratar de um modelo físico, ele é também eficaz para a estimativa de vida útil em células a combustível também (SAUER; WENZL, 2009), como as que são utilizadas em sistemas de armazenamento baseado em hidrogênio.

Outra área de estudo que pode ser abordada em estudos futuros é a de sistemas híbridos de armazenamento, que combinam diferentes tecnologia de armazenamento de energia para atingir aos requisitos de energia, de potência e de eficiência do sistema. (SUTIKNO et al., 2022)

Por fim, ainda há muitas possibilidades ainda não exploradas para o tópico de dimensionamento e simulação de tecnologias de armazenamento e há de surgir ainda mais possibilidade com o passar do tempo.



## Referências

- BADEY, Q. et al. Ageing forecast of lithium-ion batteries for electric and hybrid vehicles. In: \_\_\_\_\_. Elsevier, 2011. p. 65–79. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/249322820\\_Ageing\\_forecast\\_of\\_lithium-ion\\_batteries\\_for\\_electric\\_and\\_hybrid\\_vehicles](https://www.researchgate.net/publication/249322820_Ageing_forecast_of_lithium-ion_batteries_for_electric_and_hybrid_vehicles)>. Citado 3 vezes nas páginas 42, 43 e 72.
- BARBOSA, L. K. P. Análise técnico-econômica acerca de diferentes sistemas de geração de energia solar fotovoltaica com base no projeto jaíba solar. *BDM UnB*, 2015. Citado na página 79.
- BRITO, S. d. S. Centro de referência para energia solar e eólica. *CRESESB Informe-Rio de Janeiro*, v. 12, n. 13, p. 3, 2008. Citado na página 32.
- BUCHMANN, I. Bu-808: How to prolong lithium-based batteries. *Battery University, Cadex Electronics Inc., batteryuniversity*, 2023. Citado 3 vezes nas páginas 34, 39 e 40.
- CARMO, C. E. M. do; TATIZAWA, H. Potencial dos sistemas de armazenamento flywheel para a qualidade da produção de energia: aplicações. *Revista Tecnologia e Sociedade*, v. 15, n. 37, 2019. Citado na página 23.
- CARVALHO, M. *Avaliação Econômica de Projetos de Energia: Análise Custo-Benefício*. [S.l.]: SL, 2002. Citado 3 vezes nas páginas 47, 48 e 49.
- CN Generator Sets. *How Long Will a Diesel Generator Last? Life Expectancy*. 2022. Acesso em: 6 set. 2024. Disponível em: <<https://cngeneratorsets.com/pt/how-long-will-a-diesel-generator-last-life-expectancy/#:~:text=Os%20geradores%20diesel%20podem%20durar,as%20pr%C3%A1ticas%20de%20manuten%C3%A7%C3%A3o%20preventiva.>> Citado na página 76.
- Dados Mundiais. *Horário do Pôr do Sol no Brasil*. 2024. Acesso em: 16 mai. 2024. Disponível em: <<https://www.dadosmundiais.com/america/brasil/por-do-sol.php>>. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 60.
- EPE. *Fact Sheet: Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023*. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 30 nov. 2023. Citado na página 52.
- EPEVER. *Inverter/charger User Manual - HP3522-AH1250P20SA / HP3542-AH0650P20SA / HP5542-AH1050P20SA*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.epever.com/product/hp-series-20sa-inverter-charger/>>. Citado 3 vezes nas páginas 39, 57 e 58.
- FERNANDES, P. E. d. S. Avaliação de desempenho anual de instalação fotovoltaica do bloco ued/fga/unb. *Biblioteca Digital da Produção Intelectual Discente da Universidade de Brasília (BDM)*, 2022. Citado na página 63.
- G1 DF. *População em Brasília é de 2.817.068 pessoas, aponta Censo do IBGE*. 2023. Disponível em: <<https://g1.globo.com/df/distrito-federal/noticia/2023/06/28/populacao-em-brasilia-e-de-2817068-pessoas-aponta-censo-do-ibge.ghtml>>. Acesso em: 30 nov. 2023. Citado na página 52.

- HU, X. et al. Battery lifetime prognostics. *Joule*, Elsevier, v. 4, n. 2, p. 310–346, 2020. Citado 4 vezes nas páginas 35, 42, 45 e 85.
- INMET. *Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP)*. 2024. Acesso em: 16 mai. 2024. Disponível em: <<https://bdmep.inmet.gov.br/>>. Citado na página 61.
- JANISZEWSKI, P. *Pypi.org - rainflow 3.2.0*. 2023. Acesso em: 16 ago. de 2024. Disponível em: <<https://pypi.org/project/rainflow/#description>>. Citado na página 72.
- KAVOUSHI-FARD, A. Stochastic reconfiguration and optimal coordination of v2g plug-in electric vehicles considering correlated wind power generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 822–830, 2015. Citado na página 45.
- KOKO, S. P. Optimal battery sizing for a grid-tied solar photovoltaic system supplying a residential load: A case study under south african solar irradiance. *Energy Reports*, v. 8, p. 410–418, 2022. ISSN 2352-4847. ICPE 2021 - The 2nd International Conference on Power Engineering. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722004309>>. Citado 3 vezes nas páginas 62, 66 e 69.
- LARESGOITI, I. et al. Modeling mechanical degradation in lithium ion batteries during cycling: Solid electrolyte interphase fracture. *Journal of Power Sources*, v. 300, p. 112–122, 2015. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775315302949>>. Citado na página 45.
- LETRAJOTA. *COMO AUTOMATIZAR SEU GERADOR*. 2023. Acesso em: 05 de set. de 2024. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=4fHokRP4PIc>>. Citado na página 39.
- LONGI. *Hi-MO 5m – LR5-72HPH – 540 560M*. 2022. Ficha Técnica. Disponível em: <[https://static.longi.com/Hi\\_MO\\_5m\\_LR\\_5\\_72\\_HPH\\_540\\_560\\_M\\_35\\_35\\_and\\_15\\_G2\\_V16\\_b8597c604e.pdf](https://static.longi.com/Hi_MO_5m_LR_5_72_HPH_540_560_M_35_35_and_15_G2_V16_b8597c604e.pdf)>. Citado na página 54.
- MAHMUD, S. et al. Recent advances in lithium-ion battery materials for improved electrochemical performance: A review. *Results in Engineering*, v. 15, p. 100472, 2022. ISSN 2590-1230. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123022001426>>. Citado na página 41.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *PNE 2050 - Plano Nacional de Energia*. Rio de Janeiro, 2021. Citado na página 23.
- MOTAPON, S. N. et al. A generic cycle life model for lithium-ion batteries based on fatigue theory and equivalent cycle counting. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, v. 1, p. 207–217, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 85 e 86.
- NEIMAIER, A. S. Preenchimento de valores faltantes em séries temporais utilizando árvores de decisão. *UFRGS - Lume - Repositório digital*, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 85.

- PAULA, B. H. K. et al. *Curso de Projetos de Energia Solar, Armazenamento e Baterias: Off-Grid, híbridos e backup – 02, 03, 04 e 05/10/2023*. 2023. Disponível em: <<https://cursos.canalsolar.com.br/curso/curso-solar-armazenamento-baterias/>>. Acesso em: 28 nov. 2023. Citado 8 vezes nas páginas 26, 31, 36, 37, 38, 54, 55 e 85.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de trabalho de energia solar–GTES*. [S.l.], 2014. Citado na página 31.
- PROCEL. *Dicas de Economia de Energia*. 2006. Acesso em: 08 de dez. de 2023. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BE6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000%7D>>. Citado na página 52.
- RINKER, J. *Rainflow counting in Python - cycle counts and ranges with/without Goodman correction*. 2015. <<https://gist.github.com/jennirinker/688a917ccb7a9c14e78f>>. Acesso em: 05 de set. de 2024. Citado na página 43.
- SAUER, D.; WENZL, H. Batteries | lifetime prediction. In: GARCHE, J. (Ed.). *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*. Amsterdam: Elsevier, 2009. p. 522–538. ISBN 978-0-444-52745-5. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444527455008522>>. Citado 5 vezes nas páginas 42, 43, 44, 72 e 86.
- SCHMIDT, O. et al. Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, Elsevier, v. 3, n. 1, p. 81–100, 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X>>. Citado na página 23.
- SIEMENS. *Miner’s Rule for Damage*. 2021. Acesso em: 05 de setembro de 2024. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=H0eZ5Hi3haM&list=PL5e-0AcdojuTpohwUhoMy1hdl0tJ6KTDT&index=10>>. Citado na página 44.
- SUTIKNO, T. et al. A review of recent advances on hybrid energy storage system for solar photovoltaics power generation. *Ieee Access*, IEEE, v. 10, p. 42346–42364, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 86.
- TOYAMA. *Gerador de Energia a Diesel – TDG7000EXP-ATS Ready*. 2021. Disponível em: <<https://toyama.com.br/produto/gerador-a-diesel-tdg7000exp-ats-ready/>>. Citado na página 58.
- UNIPOWER. *UPLFP48-100-3U*. 2022. Ficha Técnica. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/amfile/file/download/file/74/product/31161/>>. Citado na página 45.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. [S.l.]: Érica, 2012. v. 2. Citado 7 vezes nas páginas 29, 30, 32, 33, 34, 35 e 63.
- XU, B. et al. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 2, p. 1131–1140, 2016. Citado na página 42.
- YANG, R. L. et al. Photovoltaic cell temperature estimation for a grid-connect photovoltaic systems in curitiba. *Brazilian Archives of Biology and Technology*, Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar, v. 62, n. spe, p. e19190016, 2019. ISSN 1516-8913. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/1678-4324-smart-2019190016>>. Citado na página 64.

ZABALA, E. S. *A novel approach for Lithium-Ion battery selection and lifetime prediction*. Tese (Doutorado) — Mondragon Unibertsitatea, 2014. Citado na página 85.