



**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Matheus dos Santos Oliveira
Renato Bueno Bovo
Willian Cardoso Galbiati**

**Geração de Energia Elétrica - Etapa 1
Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de uma solução para Geração de
Energia**

**Apucarana
2025**

Sumário

1	Definição do Escopo do projeto	3
1.1	Escopo do projeto	3
1.2	Atribuições e funções dos membros da equipe	3
2	Sistema proposto	3
3	Caracterização da curva de carga	4
4	Escolha das tecnologias a serem comparadas	5
5	Revisão bibliográfica inicial	5
6	Metodologia de cálculo	6
6.1	Avaliação do Recurso Solar	6
6.2	Dimensionamento do sistema fotovoltaico <i>offgrid</i>	6
6.3	Dimensionamento do Inversor	7
6.4	Dimensionamento do Banco de Baterias	7
7	Resultados do dimensionamento	8
7.1	Sistema fotovoltaico offgrid	8
7.2	Inversor	9
7.3	Arranjo do sistema	10
7.4	Baterias	10
7.4.1	Baterias de chumbo-ácido	10
7.4.2	Baterias de íon-lítio	11
8	Plano de Operação e Manutenção	11
9	Simulação e Validação Computacional	12
9.1	Metodologia de Modelagem	12
9.2	Perfis de Entrada	13
9.3	Controle de Carga e Descarga	13
9.4	Análise dos Resultados	14
9.5	Conclusão da Simulação	16
10	Análise Econômica	17
10.1	CAPEX	17
10.1.1	Sistema com baterias de chumbo	17
10.1.2	Sistemas com baterias de lítio	17
10.2	OPEX	18
10.2.1	Sistema com baterias de chumbo	18
10.2.2	Sistema com baterias de lítio	18
10.3	Custo da energia gerada	18

1 Definição do Escopo do projeto

1.1 Escopo do projeto

O escopo do projeto definido consiste em um **Sistema Fotovoltaico com Armazenamento para um Centro de Pesquisa Remoto**, cujo objetivo é dimensionar um sistema de geração solar com baterias destinado à alimentação de cargas sensíveis, com foco em alta confiabilidade e qualidade de energia. Ademais, o projeto deve contemplar um plano detalhado de *Operação e Manutenção* (O&M), assegurando a sustentabilidade e a eficiência do sistema ao longo do tempo.

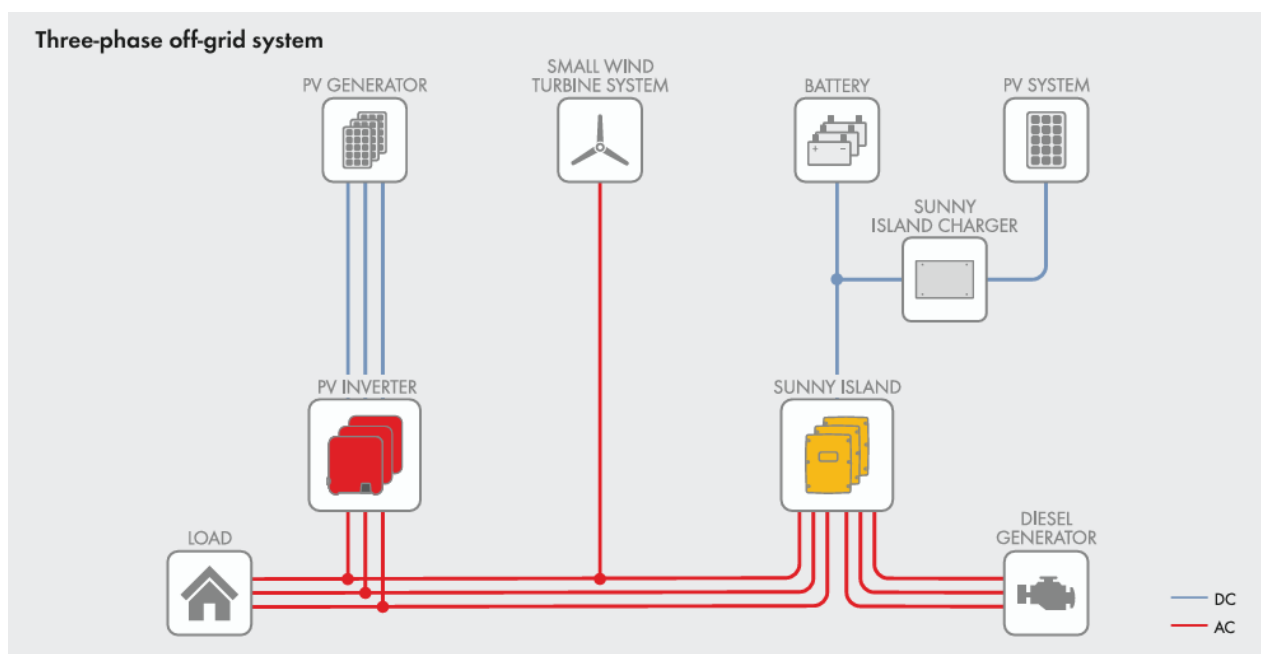
1.2 Atribuições e funções dos membros da equipe

- Matheus dos Santos Oliveira - @Matheusoliver135
Responsável pelas simulações no *Matlab/Simulink*.
- Renato Bueno Bovo - @renatobbovo
Responsável pelas análises de demanda e financeira.
- Willian Cardoso Galbiati - @williangalbiati
Responsável pela análise qualitativa e dimensionamento do sistema.

2 Sistema proposto

O sistema proposto é constituído pela integração de um inversor formador de rede, um inversor fotovoltaico, o arranjo de módulos fotovoltaicos e um sistema de armazenamento em baterias, conforme ilustrado na Figura 1 (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2017).

Figura 1: Diagrama esquemático do sistema proposto

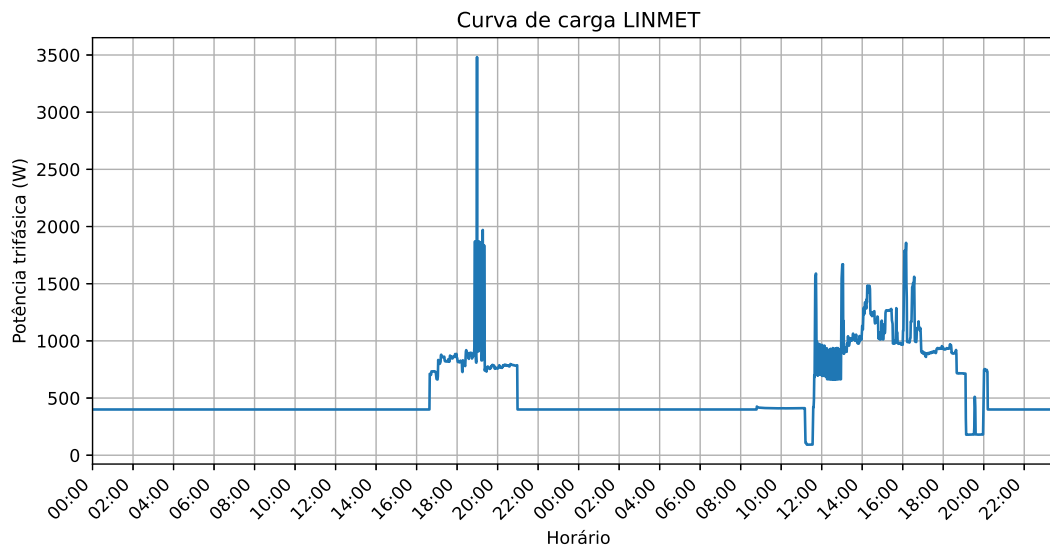


Fonte: (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2017).

3 Caracterização da curva de carga

Para a obtenção da curva de carga, foi instalado um medidor de energia no Laboratório de Inovação em Máquinas, Eletrônica e Tecnologia (LINMET) da UTFPR-AP, com o objetivo de obter o perfil de consumo de energia de um ambiente de pesquisa, de modo a representar de forma mais fiel o propósito do projeto. A Figura 2 apresenta a curva de carga obtida durante 2 dias de medição.

Figura 2: **Curva de Carga trifásica LINMET**



Fonte: Autoria própria

Foram obtidas as seguintes características da curva de carga:

- Demanda média: 805,6772 W
- Demanda máxima: 3482,0 W
- Fator de carga: 0,2314
- Consumo anual de energia: 7057.6867 kWh

O fator de carga foi determinado pela seguinte equação:

$$FC = \frac{\text{Demanda Média}}{\text{Demanda Máxima}} \quad (1)$$

O consumo anual de energia foi estimado pela equação a seguir:

$$E_{\text{anual}} = \frac{P_{\text{med}} \cdot 8760}{1000} \quad (2)$$

4 Escolha das tecnologias a serem comparadas

Para atender ao objetivo do estudo de viabilidade técnico-econômica, e considerando o escopo de um sistema off-grid com foco em alta confiabilidade (MELO, 2022), serão comparados dois cenários distintos de geração de energia:

- **Cenário 1: Sistema Fotovoltaico Off-Grid com Baterias de Chumbo-Ácido (VRLA).** Este cenário utilizará a tecnologia de armazenamento tradicional. Embora tenha um custo de capital (CAPEX) inferior, possui uma vida útil em ciclos e profundidade de descarga (DoD) menores, o que pode impactar os custos de operação (OPEX) devido à necessidade de reposições mais frequentes (SOUZA, 2023).
- **Cenário 2: Sistema Fotovoltaico Off-Grid com Baterias de Íon-Lítio (LFP).** Este cenário emprega uma tecnologia de armazenamento mais moderna. As baterias de Lítio-Ferro-Fosfato (LFP) oferecem maior densidade energética, eficiência de carga/descarga superior, maior profundidade de descarga (80-90%) e uma vida útil significativamente mais longa (tipicamente 5000 ciclos), alinhando-se melhor ao requisito de "alta confiabilidade" do projeto (SOUZA, 2023).

A comparação entre esses dois cenários permitirá uma análise completa, ponderando o investimento inicial (CAPEX) contra os custos de operação, manutenção e reposição (OPEX) ao longo da vida útil do projeto.

5 Revisão bibliográfica inicial

Atualmente, a redução das emissões de gases de efeito estufa tornou-se uma preocupação real para os governos de todo o mundo. Assim, a exploração de fontes de energia limpas e renováveis, como a solar e a eólica, representa uma solução essencial tanto para a proteção ambiental quanto para atender à crescente demanda por energia. Devido às suas vantagens em termos de custo, facilidade de instalação e manutenção, além de sua elevada eficiência, o uso de sistemas fotovoltaicos (PV) para a geração de energia elétrica a partir da irradiação solar tem apresentado um desenvolvimento significativo em diversos setores, como edificações modernas, sistemas de bombeamento e áreas rurais (BEDOUD; MERABET; BAHI, 2022). Apesar da baixa representação dessa matriz energética no Brasil, o cenário de crescimento para a instalação de novos sistemas de geração de energia solar para os próximos anos é animador: estima-se que até 2030 haverá um total de 1,25 TW de capacidade total instalada (MENEZES, 2022).

Dentro das aplicações da energia solar fotovoltaica, destacam-se os sistemas *off-grid* com armazenamento, que operam de forma independente da rede elétrica convencional. Esses sistemas são geralmente dimensionados a partir de metodologias simplificadas baseadas nas horas de sol pleno da região e utilizam bancos de baterias para armazenar o excedente de energia gerada, assegurando o fornecimento em períodos sem irradiação solar. São amplamente empregados em locais isolados ou de difícil acesso, onde não há disponibilidade de rede elétrica (??).

O armazenamento de energia por meio de baterias apresenta ampla variedade de aplicações, podendo ser utilizado desde pequenas unidades consumidoras, em dispositivos eletrônicos portáteis, até grandes plantas dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade. Existem diversas tecnologias de armazenamento, como baterias à base de chumbo, lítio, sódio, níquel, capacitores eletroquímicos e baterias de fluxo redox de vanádio (SILVA, 2021).

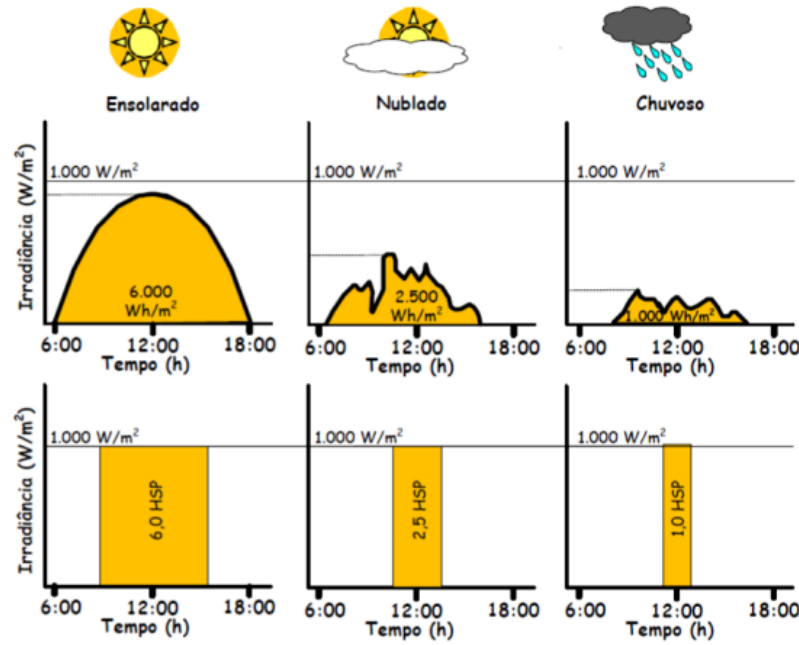
Além disso, com o crescente uso de veículos elétricos, a integração de sistemas fotovoltaicos para o seu carregamento contribui significativamente para a sustentabilidade, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e as emissões associadas ao transporte (VARGAS et al., 2020).

6 Metodologia de cálculo

6.1 Avaliação do Recurso Solar

Para estimar a produção de energia elétrica, é conveniente desconsiderar as variações instantâneas da irradiância solar e analisar a energia total acumulada em intervalos horários. Para isso, utiliza-se o número de Horas de Sol Pleno (HSP), que representa o valor diário de energia solar incidente. Esse parâmetro expressa o número de horas em que a irradiância solar permaneceria constante e igual a 1 kW/m², de modo que a energia resultante seja equivalente à energia total disponibilizada pelo sol no local em estudo (LINS, 2018), como ilustrado na figura 3.

Figura 3: Exemplo de perfis de radiação solar diária com valores equivalentes de HSP



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

6.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico *offgrid*

Para o dimensionamento da potência do sistema fotovoltaico é necessário conhecer alguns parâmetros da instalação, são eles:

- Potência total da instalação ($P_{\text{Instalação}}$);
- Tempo de utilização diário da carga instalada ($T_{\text{Utilização}}$);
- HSP do local de instalação.

Então, a partir desses parâmetros, determina-se a potência do sistema fotovoltaico (P_{FV}) pela equação a seguir:

$$P_{FV} = \frac{P_{\text{Instalação}} \cdot T_{\text{Utilização}}}{HSP} \quad (3)$$

A determinação do número de módulos do sistema é determinado pela seguinte equação:

$$N_{\text{Módulos}} = \frac{P_{FV}}{P_{\text{Módulos}}} \quad (4)$$

6.3 Dimensionamento do Inversor

Os inversores são indispensáveis para a interligação do arranjo fotovoltaico com a unidade consumidora. Para que operem de forma satisfatória, é necessária a compatibilidade entre os parâmetros de entrada (potência gerada) e os parâmetros de saída (frequência, corrente e tensão) (LINS, 2018). O fator de dimensionamento do inversor (FDI), que representa a relação entre a capacidade do inversor e a potência nominal do gerador fotovoltaico, deve ser avaliado conforme as condições locais de operação do sistema. O FDI geralmente varia entre 0,75 e 0,85 — sendo 0,75 indicado para projetos com menores perdas e boa ventilação do inversor, e 0,85 para projetos mais conservadores (PINHO; GALDINO, 2014).

$$P_{Inversor} = P_{FV} \cdot FDI \quad (5)$$

6.4 Dimensionamento do Banco de Baterias

Para a determinação do número de baterias necessário, são necessários definir alguns parâmetros:

- Demanda média da instalação (P_{med});
- Quantidade de horas sem irradiação solar ($T_{S/Sol}$);
- Tensão nominal da bateria (V_{Bat});
- Capacidade nominal da bateria (I_{Bat});
- Fator de descarga máximo da bateria (FD).

$$N_{Baterias} = \frac{P_{med} \cdot T_{S/Sol}}{V_{Bat} \cdot I_{Bat} \cdot FD} \quad (6)$$

7 Resultados do dimensionamento

7.1 Sistema fotovoltaico offgrid

A partir da curva de carga obtida (Figura 2), determinou-se a potência de pico do gerador fotovoltaico (P_{FV}) por meio da Equação 3, em que foi obtido o seguinte resultado:

$$P_{FV} = 7,5 \text{ kWp}$$

Com a potência do sistema definida, calculou-se o número de módulos necessários utilizando a Equação 4. Para este dimensionamento, foi selecionado o modelo comercial *DHM-72L9/BF*, adotando-se a potência nominal de 440 W. O resultado obtido foi:

$$N_{\text{módulos}} = 18$$

A Figura 4 ilustra o módulo fotovoltaico selecionado.

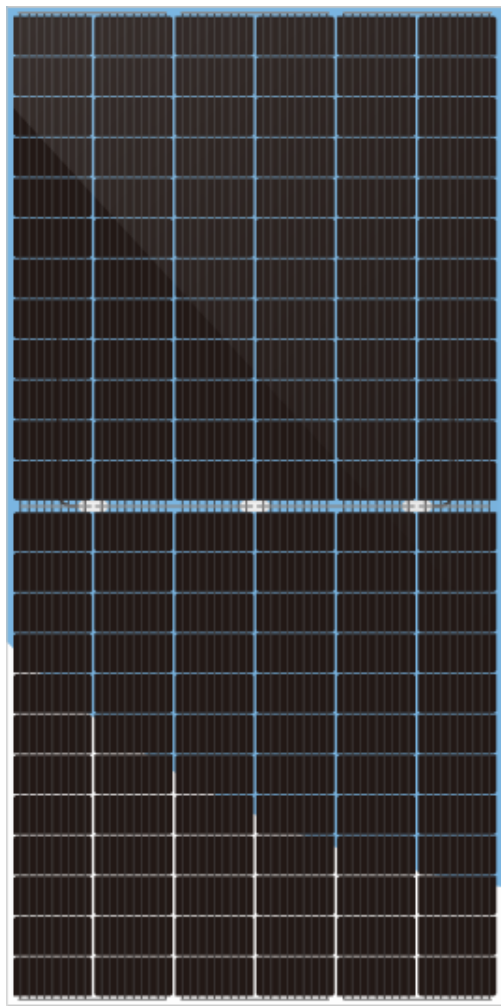


Figura 4: Módulo solar *DHM-72L9/BF*

Fonte: Autoria própria.

7.2 Inversor

Para o dimensionamento do inversor, adotou-se um Fator de Dimensionamento (FDI) de 0,85. Essa premissa conservadora visa garantir a confiabilidade do sistema, dada a localização remota do centro de pesquisa, onde a estabilidade operacional é crítica. O cálculo resultou na seguinte potência nominal demandada:

$$P_{inversor} = 6,375 \text{ kW} \quad (7)$$

Para atender à topologia da carga, optou-se pelo modelo comercial **Deye SUN-7.5K-G05** (GINLONG TECHNOLOGIES, 2023). A escolha justifica-se por ser um equipamento trifásico com potência nominal imediatamente superior à calculada e disponível no mercado.

Figura 5: *Inversor Trifásico Deye SUN-7.5K-G05*



Fonte: (GINLONG TECHNOLOGIES, 2023).

Para a formação da rede isolada e o controle do fluxo de potência entre as cargas e o banco de baterias, é necessário utilizar um inversor do tipo *Battery Energy Storage System (BESS)*. Assim, foi selecionado o modelo *SMA Sunny Island SI8.0H-13*, com potência nominal de 6 kW.

Figura 6: *Inversor SMA Sunny Island SI8.0H-13*



Fonte: (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2017).

7.3 Arranjo do sistema

Com base no número total de módulos e nas características do inversor, definiu-se a topologia do arranjo fotovoltaico. O inversor selecionado dispõe de 2 rastreadores de ponto de máxima potência (MPPT), com faixa de operação de tensão entre 120 V e 850 V.

Considerando que a tensão de máxima potência (V_{mp}) dos módulos é de aproximadamente 40 V, configurou-se o sistema com duas séries (*strings*) de 9 módulos, conectadas independentemente a cada entrada MPPT do inversor. Essa configuração resulta em uma tensão de arranjo de aproximadamente 360 V, valor adequado para operação do equipamento.

7.4 Baterias

7.4.1 Baterias de chumbo-ácido

O modelo comercial selecionado para este cenário foi a Bateria Estacionária Moura Solar 12MS234 (12 V, 220 Ah) (MINHA CASA SOLAR, 2025). A Figura 7 ilustra o equipamento.

Figura 7: Bateria Moura Solar 12MS234



Fonte: (MINHA CASA SOLAR, 2025).

O dimensionamento da quantidade de baterias foi realizado utilizando a Equação 6, considerando os parâmetros nominais do equipamento e a demanda média da instalação. Para garantir a confiabilidade do sistema, definiu-se uma autonomia de 48 horas (dois dias sem irradiação solar), resultando em:

$$N_{baterias} = 15$$

7.4.2 Baterias de íon-lítio

Para o cenário com tecnologia de lítio, optou-se pela bateria ZTROON ZTS48150P (7.2, 48 V, 150 Ah, 6000 ciclos) (BUYERS SOLAR, 2025). O equipamento é apresentado na Figura 8.

Figura 8: *Bateria ZTROON ZTS48150P*



Fonte: (BUYERS SOLAR, 2025).

Analogamente ao cenário anterior, aplicou-se a Equação 6 considerando a mesma premissa de segurança de 48 horas de autonomia. O dimensionamento resultou em:

$$N_{baterias} = 6$$

8 Plano de Operação e Manutenção

Os sistemas FV devem ser submetidos a inspeções e manutenções regulares para garantir uma operação segura e eficiente, além de prevenir problemas futuros. Recomenda-se a realização de inspeções visuais periódicas para verificar as condições físicas dos módulos, assegurando que a superfície esteja íntegra e limpa e que as células não apresentem sinais de rachaduras ou descoloração. Deve-se, ainda, conferir a fixação da estrutura e o aterramento, bem como realizar a limpeza frequente dos módulos. Os *hotspots* (regiões com temperatura muito superior ao restante do módulo) podem ser identificados com o uso de câmeras térmicas (PINHO; GALDINO, 2014).

As baterias são os componentes que apresentam a menor vida útil e a maior necessidade de manutenção no sistema. Devido à liberação de gases durante os ciclos de carga e descarga, é fundamental que operem em local com ventilação adequada. Recomenda-se não instalar outros equipamentos eletrônicos no mesmo ambiente, evitando danos por corrosão causados pela exposição a esses gases. Deve-se inspecionar regularmente o invólucro das baterias: caso sejam identificadas rachaduras, trincas ou deformações, a substituição imediata é necessária. Para proteger os terminais contra oxidação, estes devem ser limpos e tratados anualmente com um inibidor de corrosão (PINHO; GALDINO, 2014).

Em relação aos cabeamentos e dispositivos de proteção, deve-se examinar a ocorrência de conexões frouxas, rompidas ou oxidadas. Da mesma forma, é necessário verificar a integridade física dos dispositivos de segurança, como fusíveis e disjuntores, para assegurar que não estejam danificados (PINHO; GALDINO, 2014).

Os inversores modernos possuem sistemas de aquisição de dados, de modo que a análise de desempenho do sistema possa ser feita de forma remota via software de monitoramento.

9 Simulação e Validação Computacional

Para validar o dimensionamento proposto e analisar o comportamento dinâmico do sistema, foi desenvolvido um modelo computacional utilizando o software MATLAB/Simulink. Diferente de simulações estáticas, este modelo considera o fluxo de potência minuto a minuto ao longo de um ciclo diário (24 horas), permitindo observar a interação entre a geração fotovoltaica, a demanda de carga e o armazenamento de energia.

9.1 Metodologia de Modelagem

O modelo baseia-se no princípio do **Balanco de Potência**, onde a interação entre os componentes é regida pela conservação de energia no barramento DC:

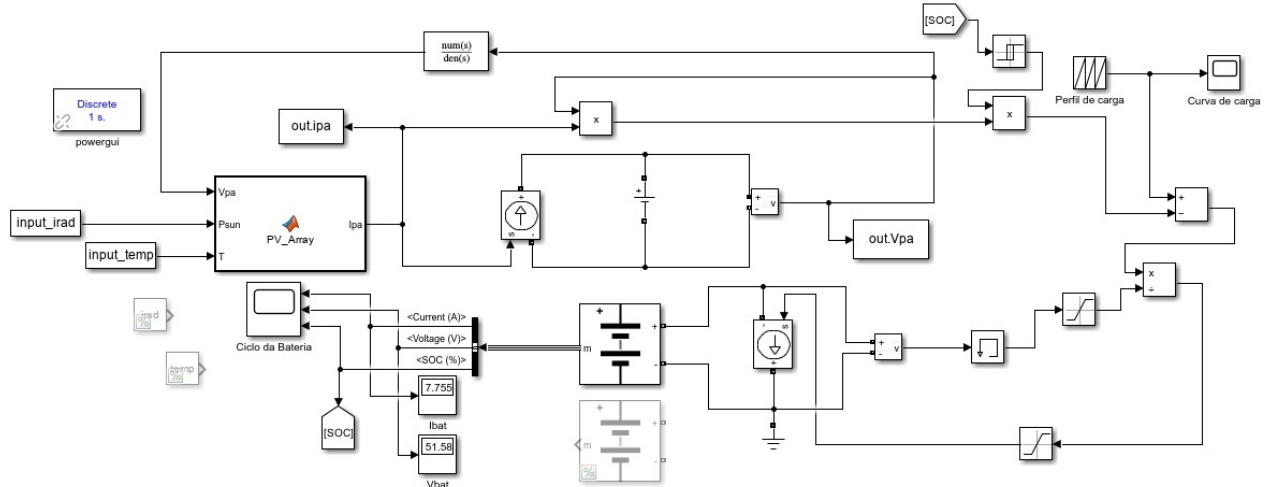
$$P_{bateria} = P_{fotovoltaica} - P_{carga} \quad (8)$$

A corrente injetada ou drenada do banco de baterias é calculada em tempo real em função da tensão instantânea dos terminais (V_{bat}), conforme a equação:

$$I_{bateria} = \frac{P_{liquida}}{V_{bateria}} \quad (9)$$

O sistema fotovoltaico foi modelado matematicamente utilizando a equação do diodo de uma célula fotovoltaica, ajustada para o arranjo definido de **2 strings em paralelo com 9 módulos em série** (totalizando 18 módulos de 440Wp), garantindo a fidelidade às características elétricas do fabricante. A Figura 9 apresenta a topologia implementada.

Figura 9: Diagrama de blocos do modelo de balanço de potência desenvolvido no Simulink.



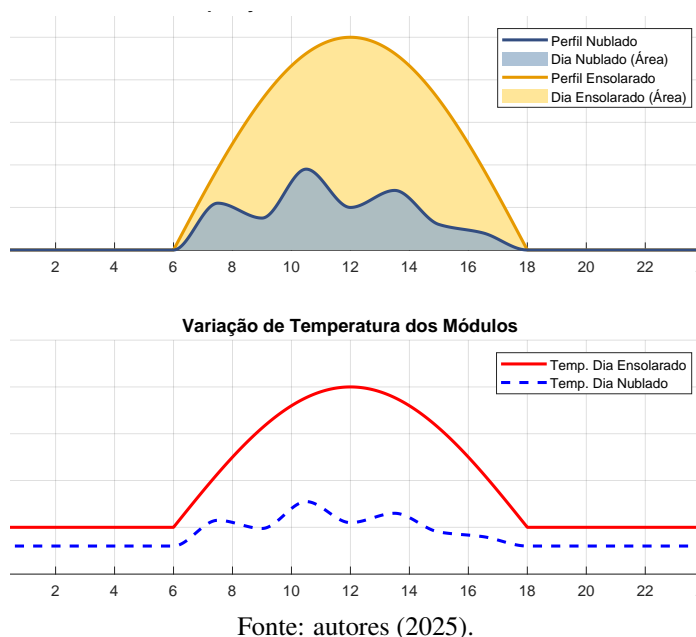
Fonte: autores (2025).

9.2 Perfis de Entrada

Para garantir o realismo da simulação, foram utilizados vetores de dados variáveis ao longo de 86.400 segundos (equivalente a 24 horas):

- **Perfil de Carga:** Foi importada a curva de carga real medida no LINMET, discretizada em intervalos de 1 minuto.
- **Perfil de Irradiância:** Foram gerados vetores de irradiância solar baseados em modelos matemáticos e interpolação de dados para representar diferentes condições climáticas (Dia Claro e Dia Nublado), considerando o nascer do sol às 06:00 e o pôr do sol às 18:00.

Figura 10: Perfil solar e de temperatura para dia de sol e dia chuvoso.



Fonte: autores (2025).

9.3 Controle de Carga e Descarga

Para proteger o banco de baterias contra sobrecarga (*overcharge*) e descarga profunda (*overdischarge*), foi implementado um algoritmo de gerenciamento de bateria (BMS virtual) utilizando lógica de histerese. O sistema opera com as seguintes premissas de controle:

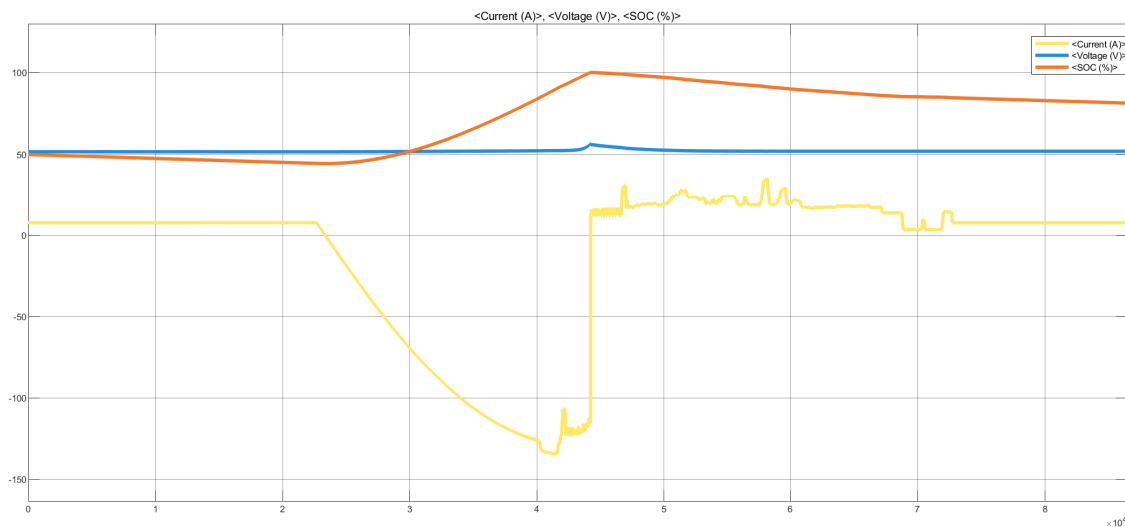
- **Corte de Carga:** A geração solar é interrompida quando o Estado de Carga (SOC) atinge 100%, evitando sobretensão.
- **Retomada (Histerese):** O carregamento só é reabilitado quando o SOC atinge um patamar inferior seguro (70%), simulando ciclos de ciclagem para preservação da vida útil da bateria de Lítio.

9.4 Análise dos Resultados

Cenário 1: Dia Ensolarado (Geração Nominal)

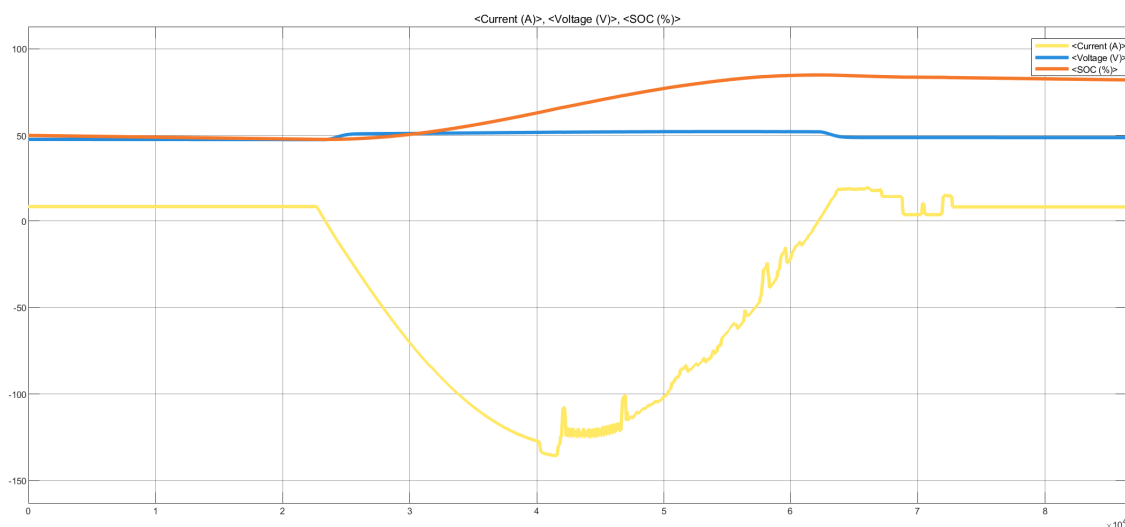
Sob condições ideais de irradiância (pico de 1000 W/m^2), a simulação demonstrou que o arranjo fotovoltaico é capaz de suprir integralmente a demanda diurna e recarregar o banco de baterias completamente antes do final do período vespertino. O gráfico abaixo (Figura 11 e 12), demonstra o ciclo completo de carga e a atuação do controlador ao atingir 100% de SOC.

Figura 11: Resultados da simulação para um dia ensolarado com baterias de Íon-Lítio. Em azul: Tensão (V); Em amarelo: Corrente (A); Em laranja: SOC (%).



Fonte: autores (2025).

Figura 12: Resultados da simulação para um dia ensolarado com baterias de chumbo. Em azul: Tensão (V); Em amarelo: Corrente (A); Em laranja: SOC (%).

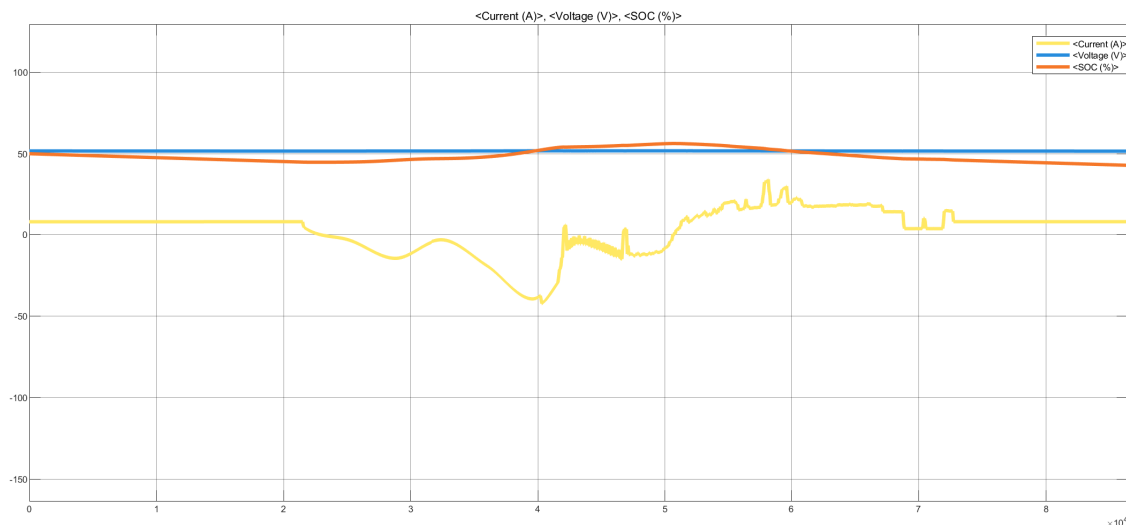


Fonte: autores (2025).

Cenário 2: Dia Nublado (Crítico)

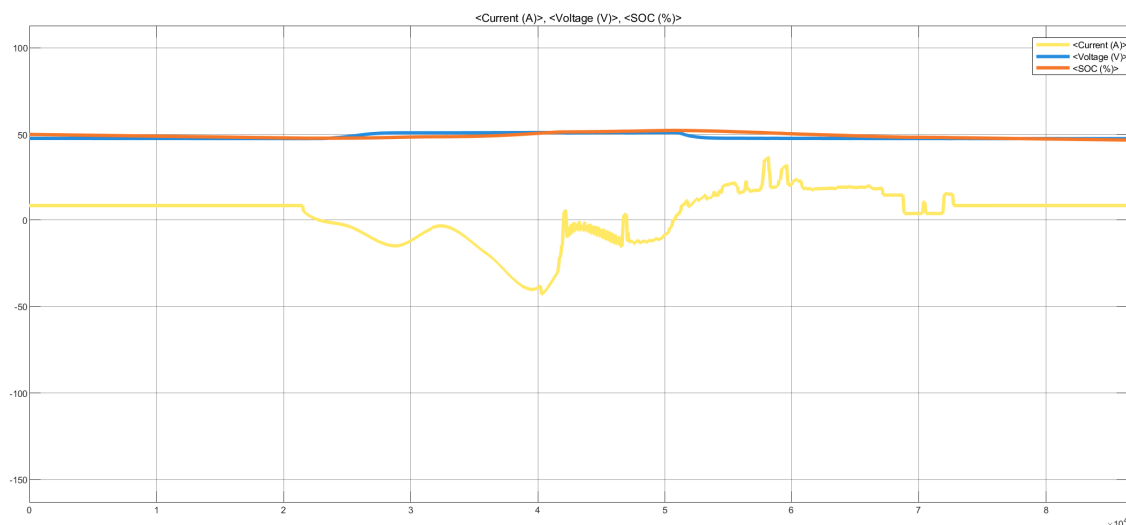
Para verificar a autonomia do sistema, simulou-se um cenário crítico com alta nebulosidade (irradiância máxima abaixo de 400 W/m^2 e alta variabilidade). Observou-se que, nestas condições, o sistema depende majoritariamente da reserva energética das baterias, comprovando a necessidade do banco dimensionado de 150Ah / 48V.

Figura 13: Resultados da simulação para um dia típico nublado para baterias de Íon-Lítio. Em azul: Tensão (V); Em amarelo: Corrente (A); Em laranja: SOC (%).



Fonte: autores (2025).

Figura 14: Resultados da simulação para um dia típico nublado para baterias de chumbo. Em azul: Tensão (V); Em amarelo: Corrente (A); Em laranja: SOC (%).



Fonte: autores (2025).

9.5 Conclusão da Simulação

A modelagem computacional validou os cálculos de dimensionamento apresentados no capítulo anterior, sendo aplicada a ambos os cenários propostos: **Cenário 1 (Chumbo-Ácido)** e **Cenário 2 (Íon-Lítio)**.

Observou-se que, sob a lógica do balanço energético diário, ambas as tecnologias apresentaram desempenho similar nas simulações de curto prazo (24 horas). Tanto o banco de baterias de chumbo quanto o de lítio foram capazes de cumprir os ciclos de carga e descarga necessários para suprir a demanda do LINMET, mantendo a estabilidade do barramento DC mesmo nos cenários críticos de baixa irradiância (dia nublado).

Contudo, é importante ressaltar que a equivalência nos gráficos diários não reflete o comportamento a longo prazo. Embora a bateria de chumbo-ácido seja tecnicamente capaz de operar o sistema, suas limitações quanto à profundidade de descarga e sua menor vida útil cíclica exigiriam um sobredimensionamento maior ou trocas frequentes para suportar o regime de operação simulado.

Portanto, a simulação confirma a viabilidade técnica de ambos os sistemas para a operação diária, mas tem como melhor escolha a tecnologia de Lítio como a solução mais robusta e eficiente para um horizonte de projeto de 25 anos, conforme detalhado na análise econômica a seguir.

10 Análise Econômica

Financeiramente, os custos dos sistemas FV dividem-se em investimento inicial (CAPEX) — que engloba equipamentos (módulos, inversores e baterias) e materiais auxiliares (estrutura, cabeamento, disjuntores) — e despesas de operação e manutenção ao longo da vida útil da instalação (OPEX) (PINHO; GALDINO, 2014).

10.1 CAPEX

10.1.1 Sistema com baterias de chumbo

Primeiramente, foram considerados os custos do projeto utilizando baterias de chumbo-ácido. Os custos relativos aos materiais selecionados são apresentados na tabela 1.

Tabela 1: Custos de implementação - Caso 1

Equipamento	Valor unitário	Quantidade	Valor total
Módulo DHM-72L9/BF	R\$ 820,00	18	R\$ 14.760,00
Inversor Deye SUN-7.5K-G05	R\$ 2.474,50	1	R\$ 2.474,50
Inversor Bess SMA Sunny Island SI8.0H-13	R\$ 19.251,00	1	R\$ 19.251,00
Bateria Estacionária Moura Solar 12MS234 (220Ah)	R\$ 1.610,00	15	R\$ 27.285,00
Instalação (R\$/kWp)	R\$ 115,00	7,5	R\$ 862,50
<i>Custo total do projeto</i>			R\$ 61.498,00

Fonte: autores (2025).

10.1.2 Sistemas com baterias de lítio

Na sequência, foram considerados os custos do projeto utilizando Baterias de íon-lítio, os resultados estão apresentados na tabela 2.

Tabela 2: Custos de implementação - Caso 2

Equipamento	Valor unitário	Quantidade	Valor total
Módulo DHM-72L9/BF	R\$ 820,00	18	R\$ 14.760,00
Inversor Deye SUN-7.5K-G05	R\$ 2.474,50	1	R\$ 2.474,50
Inversor Bess SMA Sunny Island SI8.0H-13	R\$ 19.251,00	1	R\$ 19.251,00
Bateria Solar Lítio 7,2KWh - ZTROON ZTS48150P - 150Ah 48V/6000 ciclos	R\$ 9.200,00	6	R\$ 55.200,00
Instalação (R\$/kWp)	R\$ 115,00	7,5	R\$ 862,50
<i>Custo total do projeto</i>			R\$ 92.548,00

Fonte: autores (2025).

10.2 OPEX

O custo total de operação e manutenção (OPEX) ao longo da vida útil de 25 anos do sistema é estimado em 12% do investimento inicial (CAPEX). Além disso, serão incluídos os custos de substituição das baterias ao final de sua vida útil, de acordo com o número de ciclos de carga e descarga.

10.2.1 Sistema com baterias de chumbo

A Bateria Estacionária Moura Solar 12MS234 (220Ah) tem durabilidade estimada de 1000 ciclos (2 anos e 9 meses) de 20% de descarga. Assim, ao longo dos 25 anos de operação do sistema, serão necessárias 8 trocas de baterias.

Sendo assim, considerando o valor de 12% de custos de O&M e o custo com a substituição das baterias, o OPEX total será de:

Tabela 3: OPEX para sistema com baterias de chumbo

Custo de 12% do CAPEX	Custo de 8 trocas de baterias	Custo total
R\$ 7.755,96	R\$ 218.280,00	R\$ 226.035,96

Fonte: autores (2025).

10.2.2 Sistema com baterias de lítio

A Bateria Solar Lítio 7,2KWh - ZTROON ZTS48150P - 150Ah 48V possui durabilidade estimada de 6000 ciclos (cerca de 16 anos). Assim, durante a vida útil do sistema, será necessária uma troca de baterias.

Sendo assim, considerando o valor de 12% de custos de O&M e o custo com a substituição das baterias, o OPEX total será de:

Tabela 4: OPEX para sistema com baterias de Lítio

Custo de 12% do CAPEX	Custo de 1 troca de baterias	Custo total
R\$ 11.105,76	R\$ 55.200,00	R\$ 66.305,76

Fonte: autores (2025).

10.3 Custo da energia gerada

Para a análise do custo da energia gerada, considerou-se a operação do sistema no período de vida útil de 25 anos. Para determinar a energia gerada pelo sistema, foram considerados os seguintes parâmetros:

- Potência em kWp;
- Média de Horas de Sol Pleno (HSP);
- Degradação do rendimento dos módulos de 0,75% anualmente;
- Ocorrência de anos bissextos.

Foi utilizada a seguinte equação para a estimativa da energia anual (E_{anual}), em kWh:

$$E_{anual} = P \cdot HSP \cdot d \cdot \eta \quad (10)$$

Onde d representa o número de dias do ano e η o fator de rendimento. A seguir, são apresentados os resultados obtidos:

Tabela 5: Estimativa de Geração de Energia Solar Anual (2026-2050)

Ano	Rendimento	Energia anual (kWh)
2026	1,0000	16.016,1
2027	0,9925	15.896,0
2028	0,9850	15.819,1
2029	0,9775	15.655,7
2030	0,9700	15.535,6
2031	0,9625	15.415,5
2032	0,9550	15.337,3
2033	0,9475	15.175,3
2034	0,9400	15.055,1
2035	0,9325	14.935,0
2036	0,9250	14.855,5
2037	0,9175	14.694,8
2038	0,9100	14.574,7
2039	0,9025	14.454,5
2040	0,8950	14.373,7
2041	0,8875	14.214,3
2042	0,8800	14.094,2
2043	0,8725	13.974,0
2044	0,8650	13.891,9
2045	0,8575	13.733,8
2046	0,8500	13.613,7
2047	0,8425	13.493,6
2048	0,8350	13.410,1
2049	0,8275	13.253,3
2050	0,8200	13.133,2

Fonte: Autores (2025).

A energia total produzida estimada para os 25 anos de operação corresponde a 364.605,9 kWh.

Para a comparação do Custo de Energia (CE) entre os dois cenários de armazenamento, utilizou-se a Equação 11:

$$CE = \frac{CAPEX + OPEX}{E_{total}} \quad (11)$$

O cálculo estabelece a razão entre a soma das despesas de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX) pela energia total produzida no período. A Tabela 6 apresenta os custos obtidos.

Tabela 6: Comparativo do Custo de Energia por Cenário

Cenário	Custo (R\$/kWh)
Baterias de Chumbo-Ácido	0,79
Baterias de Íon-Lítio	0,44

Fonte: Autores (2025).

A análise comparativa evidencia que as baterias de íon-lítio, além do desempenho técnico superior detalhado na Subseção 9.5, proporcionam um menor custo por kWh gerado.

Embora a tecnologia chumbo-ácido apresente um menor custo de implementação inicial, sua vida útil reduzida demanda um número maior de substituições ao longo da operação. Esse fator eleva as despesas de reposição e, consequentemente, o custo global do projeto. Assim, apesar do maior investimento inicial necessário, as baterias de íon-lítio mostram-se mais viáveis a longo prazo.

Referências

- BEDOUD, K.; MERABET, H.; BAHI, T. Power control strategy of a photovoltaic system with battery storage system. **Journal of Engineering and Applied Science**, v. 69, p. 163–175, 2022.
- BUYERS SOLAR. **Bateria solar lítio 72 kWh ZTroon ZTS48150P 150Ah 48V 6000 ciclos**. 2025. <https://www.buyersenergy.com.br/produtos/bateria-solar-litio-72kwh-ztroon-zts48150p-150ah-48v-6000-ciclos/>. Acessado em: 10 dez. 2025.
- GINLONG TECHNOLOGIES. **Inversor String Trifásico SUN-7.5K-G05: Datasheet**. [S.l.], 2023. Ficha técnica do modelo SUN-7.5K-G05.
- LINS, L. R. P. **Dimensionamento de sistema fotovoltaico off-grid para Escritório móvel**. Fortaleza: [s.n.], 2018. 66 p. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica).
- MELO, R. F. d. S. **Uma nova metodologia para o dimensionamento de sistemas off-grid com armazenamento**. Dissertação (Mestrado) — Instituto Federal de Pernambuco (IFPE), Recife, Pernambuco, Brasil, 2022.
- MENEZES, R. M. Monografia de Especialização. **Sistema de Armazenamento de Energia Utilizando Baterias para Melhoria da Geração de Energia de Usina Fotovoltaica**. São Paulo: [s.n.], 2022. Programa de Educação Continuada em Engenharia (PECE) – Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.
- MINHA CASA SOLAR. **Bateria solar Moura 234Ah MS234Ah**. 2025. <https://www.minhacasasolar.com.br/bateria-solar-moura-234ah-ms234ah-antiga-220ah-78829>. Acessado em: 10 dez. 2025.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESB, 2014.
- SILVA, R. D. d. S. e. Utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias no setor elétrico e as perspectivas para o Brasil. **Radar: Tecnologia, Produção e Comércio Exterior**, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), n. 68, dezembro 2021. Disponível em: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/radar/edicao/68>.
- SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. **Sunny Island 4.4M / 6.0H / 8.0H: For On-Grid and Off-Grid Applications**. Niestetal, Germany, 2017. Datasheet, last updated July 2017. Disponível em: <https://www.sma-solar.com>.
- SOUZA, A. L. **Sistemas de Armazenamento de Energia: Comparativo Técnico-Econômico de Baterias Chumbo-Ácido e Íon-Lítio**. São Paulo: Editora Blucher, 2023.
- VARGAS, T. D. N.; PRYM, G. C. S.; VILLALVA, M. G.; MACHADO, G. M. V. Revisão de sistemas de carregamento para veículos elétricos utilizando sistemas fotovoltaicos. **Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)**, 2020. Revista do Congresso Brasileiro de Energia Solar. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1027>.