



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ MARIANO DA SILVA NETO

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ENERGÉTICA EM UMA ESTAÇÃO DE RECARGA  
LOCALIZADA NA REGIÃO METROPOLITANA DO RECIFE**

Recife  
2025

JOSÉ MARIANO DA SILVA NETO

ANÁLISE DE VIABILIDADE ENERGÉTICA EM UMA ESTAÇÃO DE RECARGA  
LOCALIZADA NA REGIÃO METROPOLITANA DO RECIFE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Departamento de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Engenheiro Eletricista.

Orientador(a): Prof. Dr. Artur Muniz Szpak Furtado

Recife  
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva Neto, José Mariano da.

Análise de viabilidade energética em uma estação de recarga localizada na região metropolitana do Recife / José Mariano da Silva Neto. - Recife, 2025.  
69 p. : il., tab.

Orientador(a): Artur Muniz Szpak Furtado

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Veículos elétricos. 3. Simulação energética. 4. Armazenamento de energia. 5. Eletromobilidade. I. Muniz Szpak Furtado, Artur. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

JOSÉ MARIANO DA SILVA NETO

ANÁLISE DE VIABILIDADE ENERGÉTICA EM UMA ESTAÇÃO DE RECARGA  
LOCALIZADA NA REGIÃO METROPOLITANA DO RECIFE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Departamento de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 18/12/2025

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Artur Muniz Szpak Furtado (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Eduardo José Barboza (Examinador interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Eng. M.Sc. Joás Ronáldy de Holanda Santos (Examinador externo)  
Universidade Federal de Pernambuco

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus, pela força, sabedoria e discernimento concedidos ao longo desta longa e gratificante jornada.

Em segundo lugar, expresso minha gratidão à minha família, que sempre foi minha base e meu maior apoio em todos os momentos.

Agradeço também aos mestres e professores, pela dedicação e pelo papel fundamental de transmitir conhecimento com excelência, contribuindo para minha formação acadêmica e profissional.

Seus ensinamentos certamente me acompanharão em novas etapas e representarão o início de outras descobertas que ainda estão por vir.

Estendo meus agradecimentos a todas as pessoas que, de alguma forma, contribuíram para que eu chegasse até aqui e me incentivaram a seguir em frente.

Um carinho especial à minha mãe, Lúcia de Fátima, e à minha irmã mais velha, Larissa Gabriela, pelo apoio constante e proximidade, sendo também parte essencial desta conquista.

Agradeço ainda pelas memórias criadas, pelas amizades construídas e pelas experiências profissionais vividas com pessoas especiais, que tornaram esta trajetória mais rica e significativa.

A todos aqueles que me apoiaram com amor e vibraram por este momento antes mesmo de mim, o meu mais sincero muito obrigado.



## Epígrafe

“O equilíbrio não se encontra evitando o caos, mas  
aprendendo a caminhar dentro dele.”  
— Autor desconhecido

## RESUMO

O presente trabalho apresenta uma análise de viabilidade energética de um eletroposto fotovoltaico instalado na cidade do Recife, Pernambuco. O estudo visa avaliar o desempenho técnico de uma estação de recarga provida de um sistema fotovoltaico de 70 kWp, um sistema de armazenamento de energia por bateria (BESS) com capacidade de 138 kWh e potência de 100 kW, e três carregadores de veículos elétricos, sendo dois semirrâpidos de 22 kW e um rápido de 60 kW. A metodologia consiste em uma simulação computacional desenvolvida em Python, que utiliza curvas reais e modeladas de geração fotovoltaica e de demanda de recarga para representar o comportamento energético do sistema ao longo de um período crítico de operação. O controle do BESS é baseado no estado de carga (SOC) e na potência líquida entre geração e consumo, definindo a operação de carga, descarga ou injeção na rede. O trabalho busca verificar a autossuficiência do sistema, a interação com a rede elétrica e a influência do dimensionamento do BESS no equilíbrio energético do eletroposto. Os resultados esperados incluem a identificação da capacidade ótima de armazenamento e da potência necessária para garantir a operação eficiente do sistema, contribuindo para o avanço da eletromobilidade e para o uso de fontes renováveis integradas a soluções urbanas sustentáveis.

**Palavras-chave:** Sistemas fotovoltaicos; Veículos elétricos; Simulação energética; Armazenamento de energia; Eletromobilidade;



## ABSTRACT

This work presents an energy feasibility analysis of a photovoltaic charging station installed in the city of Recife, Pernambuco, Brazil. The study aims to evaluate the technical performance of a charging facility provided by a 70 kWp photovoltaic system, a Battery Energy Storage System (BESS) with 138 kWh of capacity and 100 kW of power, and three electric vehicle chargers, two of which are semi-fast (22 kW) and one fast charger (60 kW). The proposed methodology consists of a computational simulation developed in Python, using real and modeled curves of photovoltaic generation and charging demand to represent the system's energy behavior during a critical operating period. The BESS control strategy is based on the State of Charge (SOC) and the net power balance between generation and consumption, defining the operation mode of charging, discharging, or grid injection. The study seeks to assess the system's energy self-sufficiency, its interaction with the electrical grid, and the influence of BESS sizing on the overall energy balance of the charging station. The expected results include identifying the optimal storage capacity and power configuration required to ensure efficient operation, contributing to the advancement of electromobility and the integration of renewable energy sources into sustainable urban solutions.

**Keywords:** Photovoltaic systems; Electric vehicles; Energy storage; Energy simulation; Electromobility.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Estrutura simplificada do sistema elétrico brasileiro (SEB).....	18
Figura 2 - Esquema comparativo entre os modelos Distribuído e Centralizado de geração .....	20
Figura 3 - Esquema geral de um sistema híbrido (on e off-grid) .....	23
Figura 4 - Esquema de uma célula de lítio .....	25
Figura 5 - Relação entre os sistemas de armazenamento e capacidades energéticas e de potência.....	26
Figura 6 - Deslocamento de consumo para o horário de ponta.....	28
Figura 7 - Padrões de conectores mais utilizados no mundo .....	32
Figura 8 - Localização geográfica do eletroposto proposto (Recife–PE).....	35
Figura 9 - Vista superior do eletroposto, com a disposição dos subsistemas FV, BESS e EV. ....	36
Figura 10 - Diagrama energético do eletroposto híbrido FV–BESS–Rede.....	37
Figura 11 - Fluxograma geral da metodologia de simulação energética. ....	41
Figura 12 - Curvas de entrada da simulação: geração fotovoltaica ( $P_{FV}$ ), demanda de recarga ( $P_{EV}$ ) e carga auxiliar ( $P_{Local}$ ), na primeira semana de julho de 2025.....	43
Figura 13 - Detalhe ampliado das curvas de entrada para o intervalo de 01 a 02 de julho de 2025.....	43
Figura 14 - Fluxograma do processo de decisão do algoritmo de controle do BESS. ....	46
Figura 15 - Diagrama funcional da implementação computacional do modelo de simulação energética FV–BESS–Rede.....	47
Figura 16 - Fluxos de potência no dia representativo da semana crítica ( $P_{FV}$ , $P_{Dem}$ , $P_{BESS}$ e $P_{Rede}$ ). ....	52
Figura 17 - Evolução do estado de carga do BESS ao longo da semana crítica (01 – 07/Jul/2025).....	53
Figura 18 - Superfície 3D de autossuficiência (AS) em função de $E_{BESS}$ e $P_{BESS,máx}$ . ....	56
Figura 19 - Mapa 2D da autossuficiência (AS) no plano ( $E_{BESS}$ , $P_{BESS,máx}$ ). ....	57
Figura 20 - Superfície 3D da energia consumida ( $E_{cons}$ ) em função de $E_{BESS}$ e $P_{BESS,máx}$ . ....	57
Figura 21 - Mapa 2D da energia consumida ( $E_{cons}$ ) no plano ( $E_{BESS}$ , $P_{BESS,máx}$ ). ....	58

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características do sistema fotovoltaico. ....	38
Tabela 2 - Especificações do sistema de armazenamento (BESS). ....	39
Tabela 3 - Parâmetros dos carregadores de veículos elétricos (EV) ....	40
Tabela 4 - Parâmetros principais da simulação.....	48
Tabela 5 - Balanço energético e indicadores da semana crítica. ....	55

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABVE	Associação Brasileira do Veículo Elétrico
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Battery Energy Storage System (Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias)
BMS	Battery Management System (Sistema de Gerenciamento de Baterias)
CA	Corrente Alternada
CAES	Compressed Air Energy Storage (Armazenamento de Energia por Ar Comprimido)
CAPEX	Capital Expenditure (Custo de Investimento de Capital)
CC	Corrente Contínua
CCS	Combined Charging System (Sistema Combinado de Recarga)
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CSP	Concentrated Solar Power (Energia Solar Concentrada)
DoD	Depth of Discharge (Profundidade de Descarga)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EV	Electric Vehicle (Veículo Elétrico)
FV	Fotovoltaico
IEA	International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agência Internacional para Energias Renováveis)
Li-íon	Íons de Lítio
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCS	Power Conversion System (Sistema de Conversão de Potência)
PR	Performance Ratio (Fator de Desempenho Global)
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RED	Recurso Energético Distribuído
SAE	Sistema Armazenador de Energia

SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	State of Charge (Estado de Carga)
SOH	State of Health (Estado de Saúde da Bateria)
TIR	Taxa Interna de Retorno
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
V2G	Vehicle-to-Grid (Veículo para a Rede)
VE	Veículo Elétrico
VEH	Veículo Elétrico Híbrido
VEHP	Veículo Elétrico Híbrido Plug-in
VEB	VEB

## LISTA DE SÍMBOLOS

$P_{FV}$	Potência instantânea gerada pelo sistema fotovoltaico	W ou kW
$P_{Local}$	Potência da carga local (consumo auxiliar da estação)	W ou kW
$P_{EV}$	Potência demandada pelos carregadores de veículos elétricos	W ou kW
$P_{Dem}$	Potência total demandada pelo eletroposto	W ou kW
$P_{Liq}$	Potência líquida entre geração e consumo	W ou kW
$P_{BESS}$	Potência do sistema de armazenamento (positiva em descarga, negativa em carga)	W ou kW
$P_{Rede}$	Potência de troca com a rede elétrica (consumo ou injeção)	W ou kW
$E_{FV}$	Energia total gerada pelo sistema fotovoltaico	kWh
$E_{Dem}$	Energia total demandada pela estação	
$E_{arm}$	Energia armazenada no BESS ao longo do período de simulação	kWh
$E_{inj}$	Energia injetada na rede elétrica	kWh
$E_{cons}$	Energia consumida da rede elétrica	kWh
$E_{exc}$	Energia excedente fotovoltaica total	kWh
$E_{BESS}$	Capacidade nominal de armazenamento do BESS	kWh
$P_{BESS,máx}$	Potência máxima de carga ou descarga do BESS	kW
$\eta_c$	Eficiência de carga do sistema de armazenamento	-
$\eta_d$	Eficiência de descarga do sistema de armazenamento	-
SOC		%
$SOC_{min}$	Limite mínimo do estado de carga	%
$SOC_{máx}$	Limite máximo do estado de carga	%
$t$	Tempo de simulação	s
$\Delta t$	Passo temporal da simulação	s
PR	Performance Ratio (fator de desempenho global do sistema FV)	-
DoD	Depth of Discharge (profundidade de descarga da bateria)	%
$T$	Temperatura ambiente ou do módulo fotovoltaico	°C
$\gamma$	Coeficiente de temperatura do módulo FV	%/°C
$\varphi$	Ângulo de inclinação dos módulos FV	°
$\beta$	Ângulo azimutal dos módulos FV	°



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO .....	14
1.2	OBJETIVOS .....	15
1.2.1	Geral.....	15
1.2.2	Específicos .....	16
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	16
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>18</b>
2.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	18
2.1.1	Estruturação .....	19
2.1.1.1	<i>Modelo de geração centralizado.....</i>	<i>19</i>
2.1.1.2	<i>Modelo de geração distribuído .....</i>	<i>19</i>
2.1.2	Recursos Energéticos Distribuídos (RED's) e Microrredes .....	21
2.1.3	Comercialização de energia .....	21
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	22
2.3	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	24
2.3.1	Funcionamento e aplicações do BESS.....	27
2.3.2	Cálculo do SOC da bateria .....	29
2.4	VEÍCULOS ELÉTRICOS E CARREGADORES .....	30
2.4.1	Tipos de veículos elétricos .....	30
2.4.2	Padrões de conectores e modos de carga .....	31
2.4.3	Infraestrutura de recarga .....	32
<b>3</b>	<b>DESCRIÇÃO DA PLANTA .....</b>	<b>35</b>
3.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	37
3.2	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS (BESS) .....	38
3.3	ESTAÇÃO DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS (EV) .....	39
3.4	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	40
<b>4</b>	<b>DESENVOLVIMENTO.....</b>	<b>41</b>
4.1	CURVAS DE ENTRADA E DADOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO.....	42
4.2	BALANÇO DE POTÊNCIA .....	43
4.3	ATUALIZAÇÃO DO ESTADO DE CARGA DO BESS .....	44
4.4	LÓGICA DE CONTROLE DO BESS .....	46
4.5	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL .....	47
4.6	INDICADORES DE DESEMPENHO ENERGÉTICO.....	48
4.7	ANÁLISE PARAMÉTRICA TRIDIMENSIONAL .....	50
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>51</b>
5.1	RESULTADOS DA SEMANA CRÍTICA .....	52



5.2	DISCUSSÃO QUALITATIVA E CONSOLIDAÇÃO DOS INDICADORES.....	54
5.3	ANÁLISE PARAMÉTRICA DO BESS (ENERGIA E POTÊNCIA).....	55
5.4	SÍNTESE DOS RESULTADOS .....	59
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE .....</b>	<b>61</b>
6.1	PROPOSTAS DE CONTINUIDADE .....	62
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>64</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização

A crescente preocupação global com as mudanças climáticas, a transição energética e a descarbonização do setor de transportes têm impulsionado o desenvolvimento e a adoção dos veículos elétricos (VE) [1]. Essa transformação representa um dos pilares da mobilidade sustentável, baseada em fontes de energia limpas, eficiência energética e integração tecnológica [2].

O transporte é historicamente um dos maiores responsáveis pela emissão de gases de efeito estufa (GEE), sendo que, no Brasil, responde por cerca de 47% das emissões do setor energético, segundo o Ministério de Minas e Energia (MME) [3]. Nesse cenário, a substituição gradual dos veículos movidos a combustíveis fósseis por veículos elétricos surge como estratégia central para atingir as metas de neutralidade de carbono assumidas no Acordo de Paris (2015) [4], e reforçadas nas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC's) apresentadas pelo Brasil [5] [6].

Em nível mundial, países como Noruega, China, Estados Unidos e Alemanha lideram a eletrificação da frota, com políticas públicas de incentivo à produção e ao consumo de VE [2], instalação de infraestrutura de recarga e subsídios fiscais. Segundo a *International Energy Agency* (IEA), o número de veículos elétricos ultrapassou 40 milhões de unidades em 2024 [1], representando mais de 18% das vendas globais de automóveis novos [7].

O Brasil segue essa tendência de forma progressiva, beneficiado por uma matriz elétrica altamente renovável — cerca de 83% da capacidade instalada proveniente de fontes limpas, sendo a hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica as principais [8]. Esse cenário cria uma oportunidade estratégica para a inserção dos veículos elétricos sem ampliar significativamente as emissões de carbono. Além disso, o país conta com alto potencial solar, especialmente nas regiões Nordeste e Centro-Oeste [9], o que favorece o desenvolvimento de eletropostos fotovoltaicos autossuficientes [10].

A Lei nº 14.300/2022, que institui o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) [11], consolidou as bases regulatórias para a geração descentralizada e para a injeção de excedentes na rede, viabilizando

economicamente a instalação de sistemas fotovoltaicos integrados a carregadores de VE. Complementarmente, a Política Nacional de Mobilidade Urbana (Lei nº 12.587/2012) estimula o uso de modais menos poluentes e mais eficientes, reforçando a necessidade de infraestrutura de recarga distribuída [12] [13].

No entanto, a expansão da eletromobilidade traz novos desafios técnicos ao sistema elétrico. A demanda crescente por recargas rápidas e simultâneas pode gerar picos de carga, desequilíbrios de potência e sobrecargas locais, especialmente em horários de alta demanda [14]. A solução para esses desafios passa pela integração de sistemas de armazenamento de energia (BESS – Battery Energy Storage Systems), capazes de equilibrar geração e consumo, atuando como buffers energéticos [15] [16].

Nesse contexto, a combinação entre geração fotovoltaica (FV), armazenamento em baterias e infraestrutura de recarga inteligente representa um caminho viável para garantir a sustentabilidade técnica e energética de eletropostos [17]. Além de reduzir a dependência da rede elétrica, essa integração transforma o sistema em um recurso energético distribuído (RED), contribuindo para a estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) [18] [19].

O presente trabalho insere-se nesse cenário, propondo uma análise técnica e energética de um eletroposto fotovoltaico com sistema de armazenamento instalado na cidade do Recife–PE, avaliando seu desempenho em condições críticas de geração e consumo.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Geral**

Avaliar a viabilidade técnica e energética de uma estação de recarga de veículos elétricos (eletroposto) integrada a um sistema fotovoltaico e a um sistema de armazenamento de energia (BESS), considerando a operação sob diferentes condições de geração e demanda.

### **1.2.2 Específicos**

- Apresentar o panorama de crescimento dos veículos elétricos no Brasil e no mundo, identificando fatores impulsionadores e limitantes da eletromobilidade;
- Discutir o papel das fontes renováveis na transição energética e sua contribuição para o abastecimento sustentável de veículos elétricos;
- Descrever o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, inversores e sistemas de armazenamento (BESS);
- Implementar um modelo computacional de simulação em linguagem Python, desenvolvido pelo autor, para representar o comportamento energético de um eletroposto
- Avaliar os fluxos de potência e energia entre os subsistemas (FV, BESS, rede e demanda);
- Determinar os indicadores de desempenho energético (autossuficiência, energia injetada, energia consumida da rede e energia armazenada);
- Realizar uma análise paramétrica da influência da potência e capacidade do BESS sobre o consumo de energia da rede;
- Propor dimensões adequadas para o BESS que maximizem a eficiência e a autonomia do sistema.

### **1.3 Organização do Trabalho**

No Capítulo 1, são apresentados o tema central da pesquisa, a motivação que impulsionou o estudo, os objetivos estabelecidos e a organização geral do trabalho, oferecendo uma visão introdutória do escopo e da relevância do projeto.

Em seguida, o Capítulo 2 reúne o referencial teórico que fundamenta o desenvolvimento da pesquisa, abordando os principais conceitos relacionados ao sistema elétrico brasileiro, à geração de energia solar fotovoltaica, às tecnologias de armazenamento, aos veículos elétricos e à legislação associada a esses temas.

O Capítulo 3 descreve detalhadamente a planta de estudo, apresentando a configuração física e elétrica do sistema proposto. São especificados os componentes que integram o arranjo — o campo fotovoltaico, o sistema de armazenamento em baterias e os carregadores de veículos elétricos —, bem como suas interconexões e características técnicas. Essa descrição permite compreender o contexto prático em que o modelo de simulação é aplicado.

Dando continuidade, o Capítulo 4 expõe o desenvolvimento metodológico da pesquisa, apresentando a simulação computacional elaborada em linguagem Python. Nesse capítulo são descritas as premissas adotadas, os parâmetros de entrada, a lógica de controle e a estrutura do código, que permitem a avaliação do desempenho energético do eletroposto e do sistema de armazenamento.

No Capítulo 5, são apresentados e discutidos os resultados obtidos nas simulações. Essa seção inclui a análise energética do sistema em diferentes condições de operação e a análise paramétrica do BESS, permitindo avaliar a influência da capacidade e da potência do armazenamento sobre o comportamento global do eletroposto.

Por fim, o Capítulo 6 reúne as conclusões do trabalho, relacionando-as aos objetivos inicialmente propostos e destacando as contribuições do estudo. Também são sugeridas propostas de continuidade, contemplando a ampliação temporal e econômica da análise, bem como a implementação de novas estratégias de controle para aprimorar a eficiência energética do sistema.

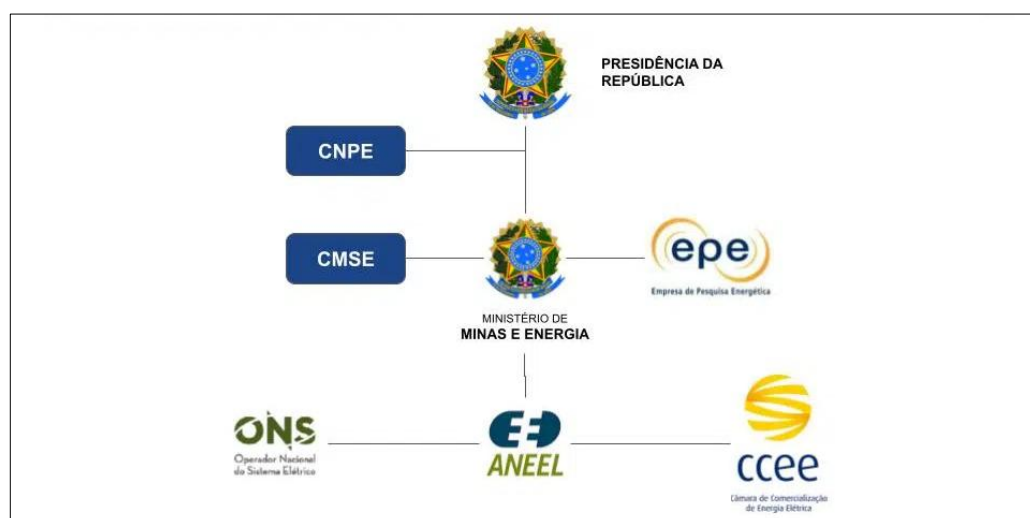
## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) apresenta uma das maiores extensões territoriais e interligações do mundo, caracterizado pela predominância de fontes renováveis e pela alta complexidade em sua operação. A estruturação atual resulta de um processo histórico de centralização da geração, com predominância hidrelétrica [20], seguido, nas últimas duas décadas, de um movimento de descentralização e diversificação das fontes, impulsionado pela expansão das tecnologias de geração distribuída (GD) e pelo avanço das fontes solar e eólica [3] [8].

O setor elétrico nacional é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e tem sua operação coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN), que cobre cerca de 98% do território nacional. A formulação de políticas e planejamento energético é de responsabilidade do MME e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por meio de instrumentos como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Balanço Energético Nacional (BEN). A Figura 1 ilustra essa configuração [11] [19] [6] [3].

Figura 1 - Estrutura simplificada do sistema elétrico brasileiro (SEB).



Fonte: retirado de [21].

A participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira é uma característica marcante. Em 2024, essas fontes representaram cerca de 83% da capacidade instalada, sendo a hidráulica responsável por aproximadamente 55%, a eólica por 13% e a solar fotovoltaica por 12% [8]. Essa predominância permite que o país avance na eletrificação do transporte e da mobilidade urbana com menor impacto em emissões, consolidando a base técnica para o desenvolvimento de projetos sustentáveis de recarga de veículos elétricos [12].

### **2.1.1 Estruturação**

O sistema elétrico brasileiro é formado por quatro segmentos principais: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Essa cadeia é sustentada por um modelo regulatório que busca garantir segurança energética, modicidade tarifária e expansão sustentável do setor [6] [11].

#### **2.1.1.1 Modelo de geração centralizado**

O modelo de geração centralizada tem origem no ciclo de desenvolvimento hidrelétrico iniciado nas décadas de 1960 e 1970, com a implantação de grandes usinas e interligações regionais [20]. Essa estrutura proporcionou ganhos de escala e segurança no fornecimento, porém tornou o sistema dependente de condições hidrológicas e suscetível a longos percursos de transmissão, implicando perdas elétricas e vulnerabilidade operacional [16] [19].

Nas últimas décadas, o modelo centralizado passou a conviver com novas fontes de geração — eólica, solar e biomassa — que contribuem para a diversificação da matriz e reduzem a necessidade de expansão de grandes empreendimentos [3]. O desafio, contudo, passa a ser a gestão da intermitência dessas fontes e o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda [14] [15].

#### **2.1.1.2 Modelo de geração distribuído**

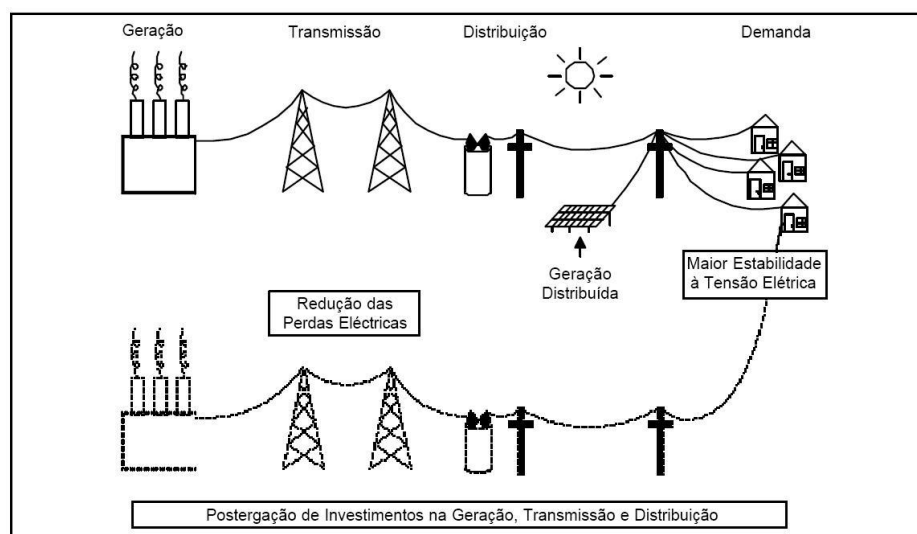
A Geração Distribuída (GD) é definida como a produção de energia elétrica em unidades de pequeno ou médio porte, conectadas diretamente aos sistemas de

distribuição [11]. No Brasil, a GD foi regulamentada pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, posteriormente revisada pela REN nº 687/2015, e consolidada pela Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Esse modelo possibilitou a compensação de créditos de energia, permitindo que consumidores com sistemas fotovoltaicos injetem excedentes na rede e abatem o consumo posterior, no regime de Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) [22]. Além de reduzir perdas e ampliar a autonomia energética, a GD tem impulsionado o surgimento de novos agentes energéticos locais, como cooperativas e consórcios de geração compartilhada [23].

Em 2025, o Brasil ultrapassou 26 GW de potência instalada em GD, dos quais mais de 80% correspondem à fonte solar [3]. Essa transformação reforça o papel do consumidor como prossumidor, integrando geração e consumo local de energia. A Figura 2 apresenta esse contraste entre esses modelos, destacando as vantagens do formato distribuído. Contudo, problemas como instabilidade na rede e inversões de fluxo têm sido frequentes, trazendo dificuldades em meio à complexidade de operação, além de consequências para o setor regulatório, e presença do dilema entre a continuidade e segurança da MMGD e a viabilidade operacional do sistema interligado [14] [15].

Figura 2 - Esquema comparativo entre os modelos Distribuído e Centralizado de geração



Fonte: retirado de [24].



### **2.1.2 Recursos Energéticos Distribuídos (RED's) e Microrredes**

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED's) englobam diferentes tecnologias conectadas às redes de distribuição, capazes de gerar, armazenar e gerenciar energia de forma descentralizada [15]. Entre esses recursos destacam-se as fontes de geração distribuída, como os sistemas fotovoltaicos, eólicos e de biomassa, que permitem a produção local de energia elétrica; os Sistemas Armazenadores de Energia (SAE), especialmente as baterias estacionárias (BESS), utilizadas para compensar variações de geração e demanda; os carregadores inteligentes e os veículos elétricos, que podem atuar como elementos de controle de carga e resposta à demanda [16]; e as microrredes (*microgrids*), que integram essas tecnologias em um arranjo capaz de operar tanto conectado quanto de forma isolada da rede principal, garantindo maior flexibilidade e resiliência ao sistema elétrico [18].

As microrredes representam uma evolução no conceito de distribuição de energia, permitindo operações locais autônomas em situações de contingência ou falta de energia da rede [25]. Elas contribuem para a resiliência elétrica, o alívio de sobrecargas e o aproveitamento máximo da geração renovável local [18] [26].

A norma IEEE 2030.7-2017 define diretrizes para o controle e coordenação dessas redes. No Brasil, projetos-piloto têm sido conduzidos pela ANEEL e instituições de pesquisa como a UFPE, UFSC e USP, demonstrando o potencial das microrredes integradas a sistemas solares e BESS para reduzir a dependência do SIN e oferecer suporte em comunidades isoladas ou em sistemas críticos [22] [27].

### **2.1.3 Comercialização de energia**

A comercialização de energia elétrica no Brasil ocorre por meio de dois ambientes distintos. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual as distribuidoras de energia adquirem a eletricidade em leilões promovidos pelo poder público para atender os consumidores cativos, ou seja, aqueles que não têm liberdade de escolha quanto ao fornecedor. O segundo é o Ambiente de Contratação Livre (ACL), destinado aos consumidores com demanda contratada superior a 500 kW, que podem negociar diretamente com geradores e comercializadores, estabelecendo

condições próprias de preço, prazo e fornecimento. Essa estrutura permite maior flexibilidade na compra de energia e tem favorecido a diversificação das fontes e dos agentes participantes do setor elétrico brasileiro [6] [28].

Nos últimos anos, observa-se um processo de abertura gradual do mercado livre de energia, promovido pelo MME e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [20]. Essa expansão tem ampliado o acesso de consumidores ao Ambiente de Contratação Livre, favorecendo a competitividade e a diversificação da matriz elétrica. A expectativa é que, até o final da década, todos os consumidores possam escolher seus fornecedores de energia, o que reforçará a descentralização do setor e estimulará a geração distribuída [28].

Nesse contexto, a inserção dos veículos elétricos como elementos ativos do sistema se torna particularmente relevante, uma vez que sua capacidade de armazenamento os habilita a participar de novas modalidades de comercialização, como o conceito *Vehicle-to-Grid* (V2G) [29]. Nessa abordagem, os veículos podem devolver à rede parte da energia armazenada em suas baterias durante períodos de pico de demanda, funcionando como microunidades de geração e contribuindo para o equilíbrio e a estabilidade do sistema elétrico [2].

## **2.2 Energia Solar Fotovoltaica**

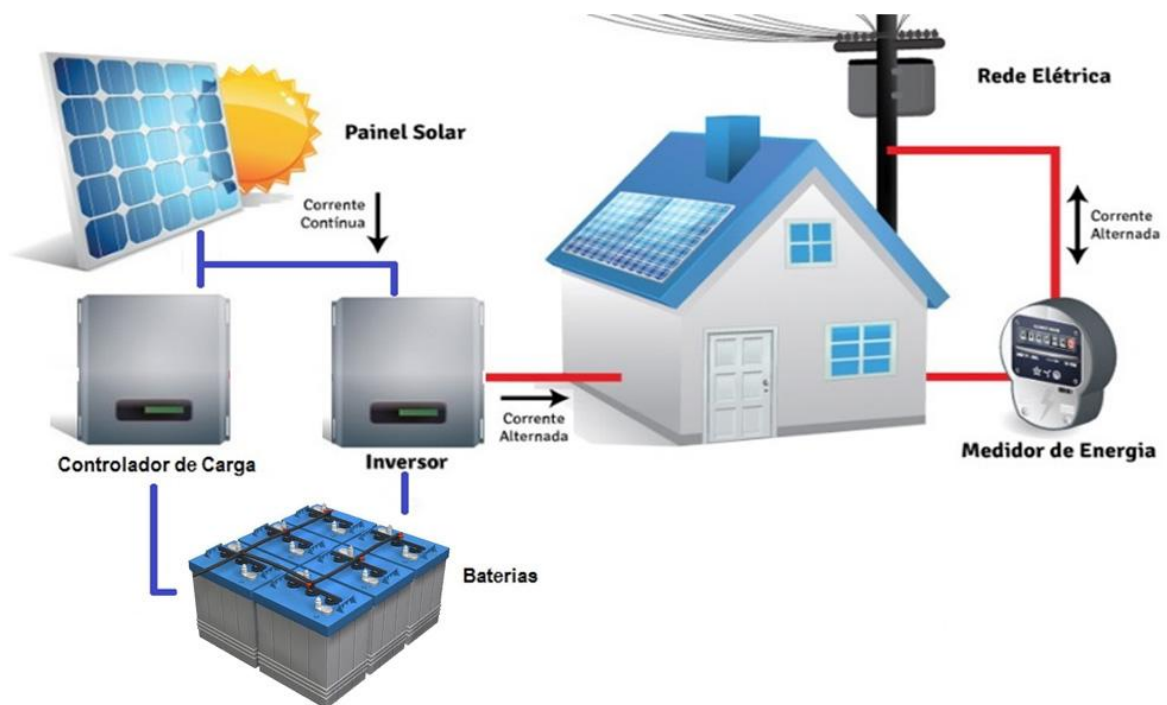
A energia solar fotovoltaica (FV) baseia-se na conversão direta da radiação solar em eletricidade, utilizando o chamado efeito fotovoltaico, fenômeno que ocorre em materiais semicondutores e foi amplamente incorporado à engenharia elétrica nas últimas décadas. [30] Essa tecnologia tem se consolidado como uma das principais alternativas para a diversificação da matriz energética mundial, devido à sua natureza limpa, modularidade e custos decrescentes de implantação [31] [32].

No Brasil, as condições de irradiação solar são amplamente favoráveis, com índices médios variando entre 4,5 e 6,5 kWh/m<sup>2</sup>.dia, o que garante elevado potencial de geração em praticamente todo o território nacional [9]. A região Nordeste, em especial, apresenta índices de insolação superiores à média mundial, destacando-se como um dos polos mais promissores para a implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede [10] [30].

Os sistemas fotovoltaicos são compostos essencialmente por três blocos principais, que atuam de forma integrada: o bloco de geração, formado pelos módulos fotovoltaicos responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica contínua [31]; o bloco de condicionamento, constituído por inversores que realizam a conversão da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e executam o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), garantindo o melhor aproveitamento da energia produzida [33]; e o bloco de gerenciamento, que engloba os dispositivos de proteção, medição e controle, incluindo, em alguns casos, sistemas de armazenamento e comunicação. Essa estrutura integrada assegura a estabilidade operacional, a segurança do sistema e a eficiência na conversão energética [31].

A Figura 3 mostra a representação de um sistema solar híbrido.

Figura 3 - Esquema geral de um sistema híbrido (on e off-grid)



Fonte: retirado de [34].

Os inversores modernos desempenham papel fundamental no desempenho dos sistemas FV, incorporando funções avançadas de controle, como compensação de potência reativa e suporte à rede em situações de variação de tensão e frequência

[33]. Tais recursos tornam os sistemas fotovoltaicos cada vez mais compatíveis com os requisitos técnicos do Sistema Interligado Nacional (SIN) [19]. A Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, posteriormente atualizada pela Lei nº 14.300/2022, define os critérios técnicos de conexão de micro e minigeração distribuída à rede elétrica, viabilizando a injeção de excedentes de energia e o uso do sistema de compensação [11] [35].

O desempenho global de um sistema FV é influenciado por fatores como temperatura ambiente, sombreamento, orientação e inclinação dos módulos, além das perdas elétricas e óticas nos cabos e inversores [36]. O fator de desempenho global (*Performance Ratio* – PR) é um dos principais indicadores de eficiência e, para instalações bem projetadas, situa-se em torno de 0,75 a 0,85 [37]. Em conjunto, esses parâmetros determinam a energia efetivamente aproveitável ao longo do tempo, que pode ser expressa pela produtividade específica (kWh/kWp.ano), métrica amplamente utilizada em estudos de viabilidade energética [31].

A redução contínua dos custos de módulos e inversores — estimada em mais de 80% na última década [32] — tem impulsionado o avanço dessa tecnologia tanto em sistemas centralizados quanto distribuídos. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica constitui o eixo central deste trabalho, representando a principal fonte de geração local do eletroposto analisado. Sua variabilidade natural, resultante das condições meteorológicas e do ciclo diário de insolação, é compensada pela integração com o sistema de armazenamento em baterias (BESS), que permite equilibrar a geração e o consumo, reduzindo a dependência da rede elétrica convencional. [15] [16] [17]

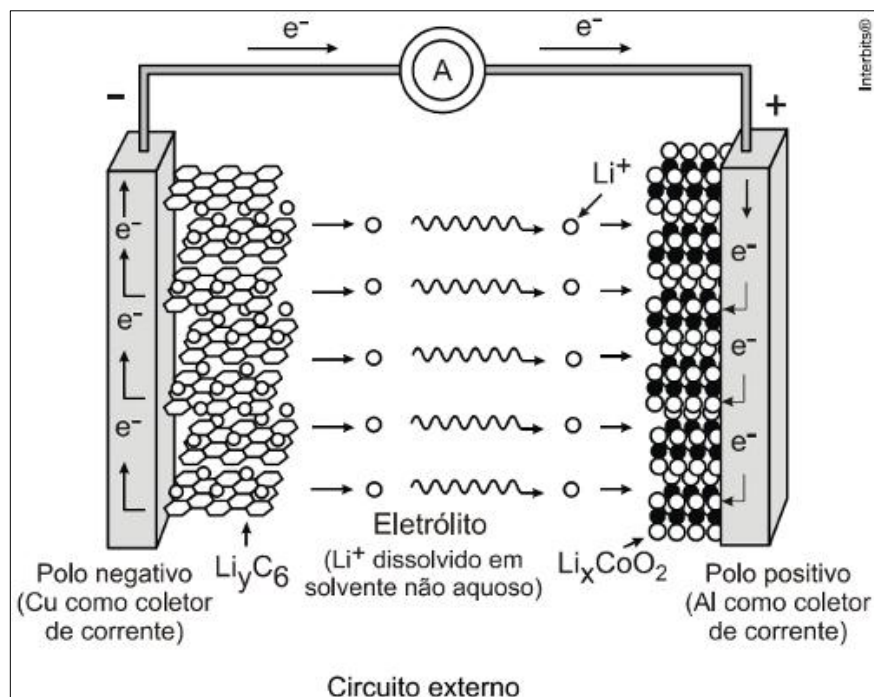
## **2.3 Armazenamento de Energia**

O armazenamento de energia elétrica representa um dos pilares da transição energética contemporânea, sendo fundamental para a integração de fontes renováveis intermitentes e para a estabilidade de sistemas elétricos descentralizados. Os Sistemas Armazenadores de Energia (SAE) têm a capacidade de desacoplar a geração e o consumo no tempo, atuando como elementos de compensação de potência e de equilíbrio dinâmico em redes elétricas modernas [15] [16] [38].

Diversas tecnologias vêm sendo utilizadas para o armazenamento de energia, cada uma com características específicas de eficiência, durabilidade e aplicação. As baterias de íons de lítio (Li-íon) são atualmente as mais difundidas, devido à sua elevada densidade energética, longa vida útil e eficiência superior a 90%, além de apresentarem tempos de resposta extremamente curtos [39].

A Figura 4 mostra o esquema de uma célula de lítio, com o fenômeno da oxirredução.

Figura 4 - Esquema de uma célula de lítio



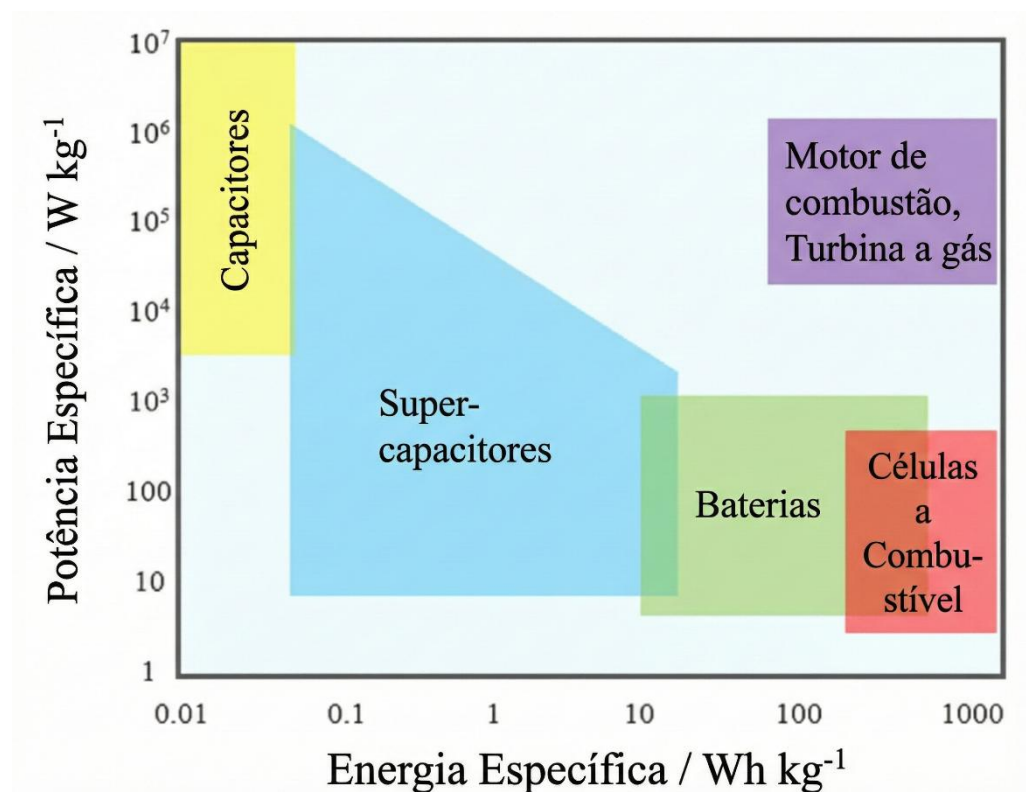
Fonte: retirado de [40].

As baterias de íons de sódio (Na-íon) surgem como uma alternativa promissora, com matérias-primas mais abundantes e custo potencialmente inferior, embora ainda em processo de consolidação comercial [16]. Outro tipo importante é o das baterias de fluxo redox, que armazenam energia em soluções eletrolíticas externas e se destacam pela elevada capacidade de ciclos de carga e descarga, sendo ideais para aplicações estacionárias de grande porte e longa duração [26].

Além das tecnologias eletroquímicas, há também soluções de armazenamento mecânico e térmico, como os sistemas de ar comprimido (CAES), o armazenamento

gravitacional e os sistemas térmicos com sais fundidos, empregados principalmente em usinas de energia solar concentrada (CSP) [15]. Cada tecnologia apresenta vantagens específicas em termos de tempo de resposta, capacidade de descarga e custo por ciclo, o que define sua aplicabilidade em diferentes contextos do setor elétrico, e a Figura 5 ilustra esse quadro [41].

Figura 5 - Relação entre os sistemas de armazenamento e capacidades energéticas e de potência



Fonte: adaptado de [41].

Entre todas as opções disponíveis, os sistemas baseados em baterias têm sido os mais adotados em aplicações de geração distribuída e microrredes, principalmente pela modularidade e pela possibilidade de operação bidirecional, ou seja, com capacidade de carga e descarga controladas. Essa característica permite ao sistema atuar tanto na estabilização da tensão e da frequência quanto na redução de picos de demanda, além de possibilitar o armazenamento de excedentes provenientes da geração fotovoltaica [17] [18] [25] [38].

No contexto brasileiro, a aplicação de BESS ainda se encontra em fase de expansão, mas apresenta crescimento acelerado, impulsionado por projetos de

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL e por iniciativas de empresas do setor elétrico [22]. Exemplos incluem as soluções desenvolvidas por fabricantes nacionais como a Moura, e as implantações experimentais conduzidas por concessionárias como a Neoenergia e a CPFL Renováveis, voltadas à avaliação da integração do armazenamento com sistemas fotovoltaicos e eólicos [23] [27].

O sistema BESS utilizado neste trabalho, segue uma arquitetura composta por três blocos principais: o módulo de baterias, responsável pelo armazenamento efetivo da energia; o conversor bidirecional (PCS – *Power Conversion System*), que regula o fluxo de energia entre o banco de baterias, a rede e as cargas; e o sistema de gerenciamento (BMS – *Battery Management System*), que monitora parâmetros como temperatura, tensão, corrente e estado de carga (SOC), assegurando o funcionamento seguro e eficiente [16] [18] [25] [39].

### **2.3.1 Funcionamento e aplicações do BESS**

A operação do sistema de armazenamento é baseada no controle do SOC, respeitando limites mínimo e máximo de operação para preservar a vida útil das baterias. Durante os períodos de excedente fotovoltaico, o BESS entra em modo de carga, acumulando energia para posterior utilização. [42]

Quando a geração solar é insuficiente para atender à demanda local, o sistema entra em modo de descarga, fornecendo energia ao eletroposto e reduzindo o consumo proveniente da rede elétrica. Dessa forma, o BESS pode desempenhar diversos papéis estratégicos na rede elétrica moderna, tanto no âmbito de sistemas isolados quanto em redes conectadas à concessionária [15] [38].

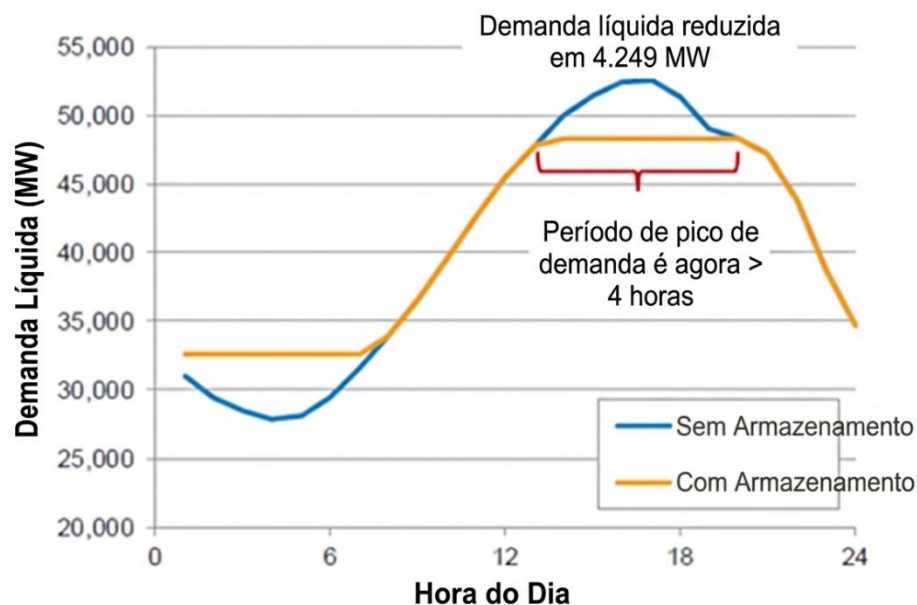
Entre as principais aplicações dos sistemas BESS, destacam-se:

- Integração de fontes renováveis intermitentes – o BESS atua como elemento de suavização e compensação das variações de geração, armazenando a energia excedente durante períodos de alta irradiância e fornecendo-a em momentos de baixa produção. Essa função é essencial em sistemas híbridos, pois aumenta a previsibilidade e a estabilidade da geração fotovoltaica, reduzindo o impacto da intermitência na rede [15] [38].

- Gestão de demanda e redução de picos (*Peak Shaving*) – nessa modalidade, o sistema armazena energia nos horários de menor custo e descarrega durante os períodos de ponta, reduzindo o pico de demanda da instalação e o consumo tarifado em horário crítico. Essa estratégia também contribui para o alívio da rede elétrica e para a melhoria do fator de carga da unidade consumidora [38] [43].

A Figura 6 ilustra o princípio desse deslocamento de consumo.

Figura 6 - Deslocamento de consumo para o horário de ponta.



Fonte: Adaptado de [27].

- Serviços ancilares e estabilidade de rede – os BESS podem oferecer resposta rápida de potência ativa para controle de frequência e compensação de potência reativa, além de auxiliar na regulação de tensão e na qualidade de energia em microrredes e sistemas de distribuição com elevado índice de geração distribuída. [14] [25]
- Confiabilidade e postergação de investimentos em rede – ao fornecer energia de backup durante interrupções, reduzir variações transitórias e melhorar indicadores de continuidade (como DEC e FEC), o BESS



contribui para a confiabilidade operacional e permite postergar reforços e ampliações de infraestrutura, especialmente em áreas com restrições de capacidade ou de expansão [16] [27].

### 2.3.2 Cálculo do SOC da bateria

O SOC representa a fração de energia armazenada no banco de baterias em relação à sua capacidade útil, expressando o nível de energia disponível no sistema em cada instante [42]. Essa variável é fundamental para o controle do BESS, pois define a capacidade de absorção de excedentes de geração ou de suprimento de déficits de demanda, condicionando os modos de carga e descarga [44].

A literatura apresenta formulações consolidadas para a atualização temporal do SOC. Entre elas, destaca-se o modelo clássico amplamente empregado em estudos de sistemas híbridos FV–BESS [42] [44], cuja expressão é dada por:

$$SOC(t) = SOC(t - \Delta t) + \frac{\eta_c P_{carga}(t) - \frac{P_{desc}(t)}{\eta_d}}{E_{BESS}} \cdot \Delta t \quad (2.1)$$

em que:

- $\eta_c$ — eficiência de carga;
- $\eta_d$ — eficiência de descarga;
- $P_{carga}(t)$ — potência instantânea aplicada ao processo de carga;
- $P_{desc}(t)$ — potência instantânea associada ao processo de descarga;
- $E_{BESS}$ — capacidade útil de armazenamento;
- $\Delta t$ — passo temporal da simulação.

A relação entre energia armazenada e estado de carga pode ser expressa por:

$$SOC(t) = \frac{E_{BESS}(t)}{E_{BESS,nom}} \quad (2.2)$$

A eficiência real do sistema é influenciada por fatores como temperatura de operação, taxa de corrente, profundidade de descarga, resistência interna, envelhecimento das células e perdas no PCS. Ainda assim, para fins de simulação energética, é comum adotar uma eficiência média constante, tipicamente em torno de 0,95, o que permite representar o desempenho global sem necessidade de modelagem dependente de variáveis eletroquímicas [27].

A operação dentro da faixa segura entre 20 % e 80 % é amplamente recomendada em aplicações estacionárias, uma vez que evita regimes extremos de sobrecarga e descarga profunda, reduzindo a degradação e prolongando a vida útil das células [15] [39].

Esses elementos serão retomados na metodologia, onde se detalha sua implementação no modelo computacional.

## **2.4 Veículos Elétricos e Carregadores**

### **2.4.1 Tipos de veículos elétricos**

Os veículos elétricos (VE) representam uma das principais soluções tecnológicas para a descarbonização do setor de transportes, uma vez que utilizam energia elétrica armazenada em baterias para acionar motores de tração, substituindo os motores a combustão interna. Essa substituição proporciona eficiências energéticas significativamente superiores, variando entre 70 % e 90 %, em contraste com os cerca de 25 % dos motores convencionais, além de eliminar as emissões diretas de poluentes durante a operação [2] [4] [12] [23].

De acordo com o princípio de funcionamento, os veículos elétricos podem ser classificados em três categorias principais:

- Veículos Elétricos Híbridos (VEH): combinam um motor elétrico e um motor a combustão interna, mas não possuem recarga externa, dependendo do motor térmico para regenerar a energia consumida [2];

- Veículos Híbridos Plug-in (VEHP): mantêm a mesma estrutura básica, porém podem ser recarregados externamente pela rede elétrica, além de recuperar energia por meio da frenagem regenerativa, o que amplia a autonomia em modo elétrico [23];
- Veículos Elétricos a Bateria (VEB): utilizam exclusivamente a energia armazenada em suas baterias de tração, sendo independentes de combustíveis fósseis e, portanto, os mais alinhados aos objetivos de mobilidade sustentável e redução de emissões [2].

#### **2.4.2 Padrões de conectores e modos de carga**

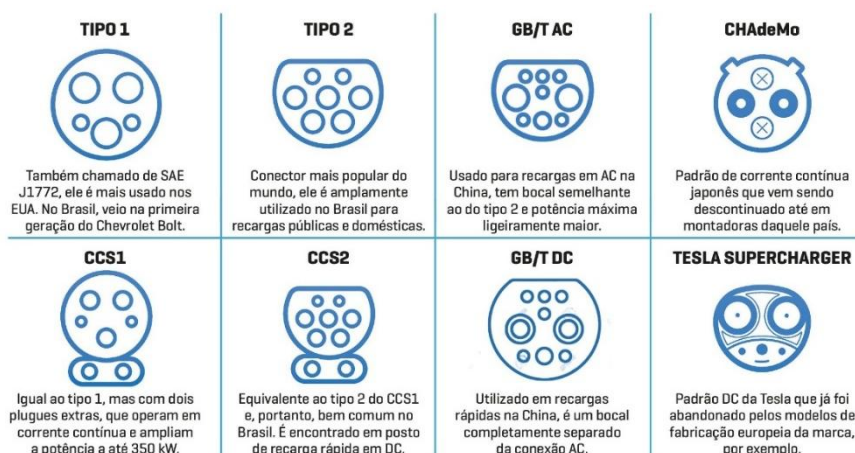
O processo de carregamento dos veículos elétricos pode ocorrer em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC), dependendo da infraestrutura disponível e do tipo de carregador utilizado. Os modos de recarga seguem as definições estabelecidas pela ABNT NBR IEC 61851-1, norma que padroniza os requisitos de segurança e desempenho para sistemas de carregamento condutivo [35].

De acordo com essa norma:

- Modo 1 e Modo 2 → recarga lenta, em corrente alternada, com potências típicas de até 7,4 kW, sendo utilizados principalmente em aplicações residenciais;
- Modo 3 → recarga semirrápida, também em corrente alternada, com potências de até 22 kW, adequada para estacionamentos e pontos públicos de curta permanência;
- Modo 4 → recarga rápida, em corrente contínua, com potências superiores a 50 kW, aplicada em eletropostos e estações de recarga rápida, capazes de restaurar grande parte da carga das baterias em poucos minutos.

A Figura 7 apresenta os principais padrões de conectores utilizados mundialmente para carregamento condutivo, evidenciando a diversidade de interfaces físicas e protocolos de comunicação adotados pelos fabricantes.

Figura 7 - Padrões de conectores mais utilizados no mundo



Fonte: retirado de [45].

Alternativamente aos métodos de carregamento condutivo, existem abordagens emergentes, como a troca de baterias e o carregamento sem fio (*wireless*). No primeiro caso, a substituição rápida dos módulos de bateria permite reduzir o tempo de reabastecimento, mas ainda enfrenta desafios significativos relacionados à padronização, ao custo elevado de infraestrutura e à complexidade logística [46]. Já o carregamento sem fio, embora ainda em estágio experimental, elimina a necessidade de conexão física, proporcionando maior comodidade ao usuário. Esse método pode ocorrer com o veículo parado sobre uma base indutiva ou, de forma mais avançada, em movimento, por meio de bobinas embutidas nas vias, configurando um modelo promissor de carregamento dinâmico para o futuro da mobilidade elétrica [2] [47].

### 2.4.3 Infraestrutura de recarga

A infraestrutura de recarga desempenha papel estratégico no avanço da eletromobilidade, configurando-se como um dos pilares da transição energética no setor de transportes. A disponibilidade de pontos de recarga, sua distribuição geográfica e o grau de integração com fontes renováveis são fatores determinantes para a viabilidade do uso de veículos elétricos (VE) em larga escala. Segundo dados da Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE) [23], o Brasil conta com cerca de 4 mil pontos de recarga pública e semipública, distribuídos em aproximadamente 380

municípios, com maior concentração nas regiões Sudeste e Sul, que juntas abrigam mais de 70 % das estações instaladas [2] [12].

A expansão dessa infraestrutura tem sido impulsionada principalmente pela iniciativa privada, com destaque para redes de eletropostos implantadas por concessionárias de energia, montadoras e empresas especializadas em soluções de recarga inteligente. Paralelamente, o setor público busca ampliar incentivos e programas de fomento, incluindo isenções tributárias, linhas de financiamento e projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) no âmbito da ANEEL e do MME. Essas ações visam acelerar a adoção da mobilidade elétrica e promover microrredes urbanas sustentáveis, integrando geração distribuída, armazenamento de energia e gestão inteligente de cargas [13] [22] [27].

De acordo com o PNE, o número de veículos elétricos e híbridos em circulação no país ultrapassou 260 mil unidades em 2025, representando um crescimento de mais de 50 % em relação ao ano anterior. [13] A previsão é que essa frota ultrapasse 1 milhão de unidades até 2030, acompanhando a redução do custo das baterias de íon-lítio e o avanço das políticas de descarbonização do transporte. [46] Cada ponto de recarga pública instalado no país atende em média de 10 a 15 veículos, o que reforça a necessidade de expansão contínua da rede para acompanhar o crescimento da frota elétrica.

A integração entre geração fotovoltaica, armazenamento de energia e carregadores de VE vem se consolidando como uma tendência global, também presente em projetos brasileiros. Essa configuração permite reduzir sobrecarga nas redes de distribuição, aumentar o autoconsumo local e melhorar o aproveitamento da energia renovável, especialmente em regiões de alta irradiação solar [14]. O armazenamento de energia (BESS) tem papel central nesse contexto, pois fornece suporte durante períodos de baixa geração solar e equilibra os fluxos de potência, contribuindo para a estabilidade e eficiência dos sistemas de recarga [38].

A evolução tecnológica está associada ao avanço dos carregadores inteligentes e das plataformas de gestão energética, que possibilitam controle dinâmico de potência, agendamento de recargas e integração com redes inteligentes (*Smart Grid*) [2]. Essas soluções aumentam a conveniência e permitem uma recarga mais coordenada, reduzindo impactos na rede e preparando o caminho para o conceito

*vehicle-to-grid* (V2G), no qual o veículo pode atuar como fonte temporária de energia [29].

Do ponto de vista econômico, a *BloombergNEF* destaca que o custo médio das baterias de íon-lítio caiu cerca de 89 % desde 2010, alcançando valores abaixo de 150 dólares por kWh [48]. Essa redução viabiliza a implantação de sistemas de armazenamento de médio porte, como os utilizados em estações de recarga rápida e microrredes urbanas. Além do benefício financeiro, o uso do armazenamento mitiga variações da geração solar e atenua picos de recarga simultânea, fatores determinantes para a confiabilidade e dimensionamento da infraestrutura elétrica [2].

O cenário brasileiro demonstra avanço consistente na estruturação de um ecossistema de mobilidade elétrica, ainda que persistam desafios relacionados à padronização de conectores, uniformização de tarifas de recarga e distribuição equilibrada da infraestrutura [23] [35]. O fortalecimento desse setor depende da continuidade das políticas de incentivo, da cooperação entre setor público e privado e da integração entre geração distribuída, armazenamento e eletropostos, consolidando o Brasil como um agente relevante na transição energética global [13].

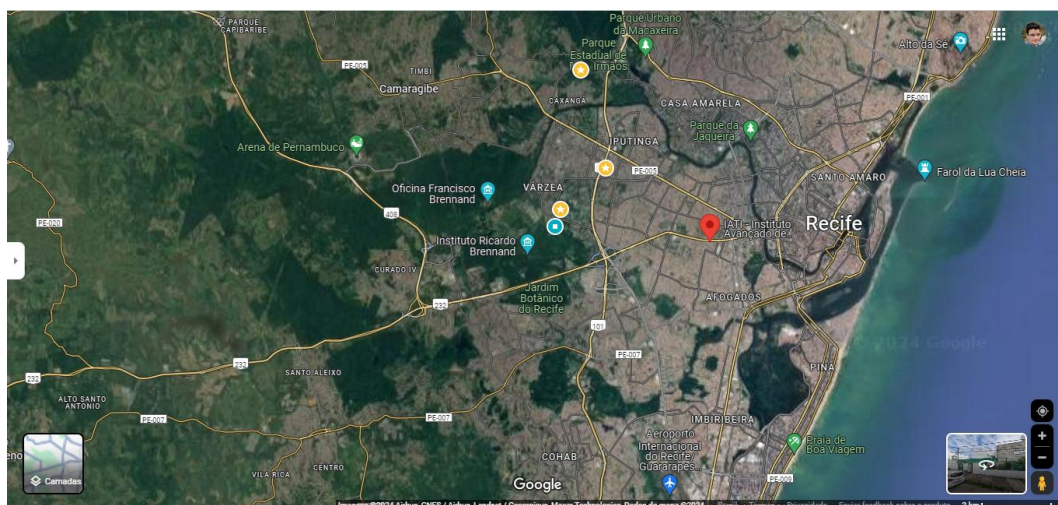
### 3 DESCRIÇÃO DA PLANTA

Este capítulo apresenta a configuração física e funcional do eletroposto híbrido FV–BESS–Rede analisado neste trabalho, detalhando os subsistemas que o compõem e suas relações de operação. A descrição corresponde ao arranjo adotado como base para a modelagem computacional e para as simulações energéticas realizadas no Capítulo 4. O sistema representa uma estação de recarga instalada em ambiente urbano, alimentada predominantemente por geração fotovoltaica, assistida por um sistema de armazenamento em baterias e integrada à rede elétrica convencional.

O estudo considera as condições climáticas e operacionais da cidade do Recife–PE, região caracterizada por elevados índices de irradiação solar, com valores médios anuais entre 5,0 e 5,5 kWh/m<sup>2</sup>·dia [9]. Esse contexto favorece a implantação de sistemas fotovoltaicos em escala comercial e oferece um cenário adequado para avaliar o desempenho energético de um eletroposto dedicado ao carregamento de veículos elétricos.

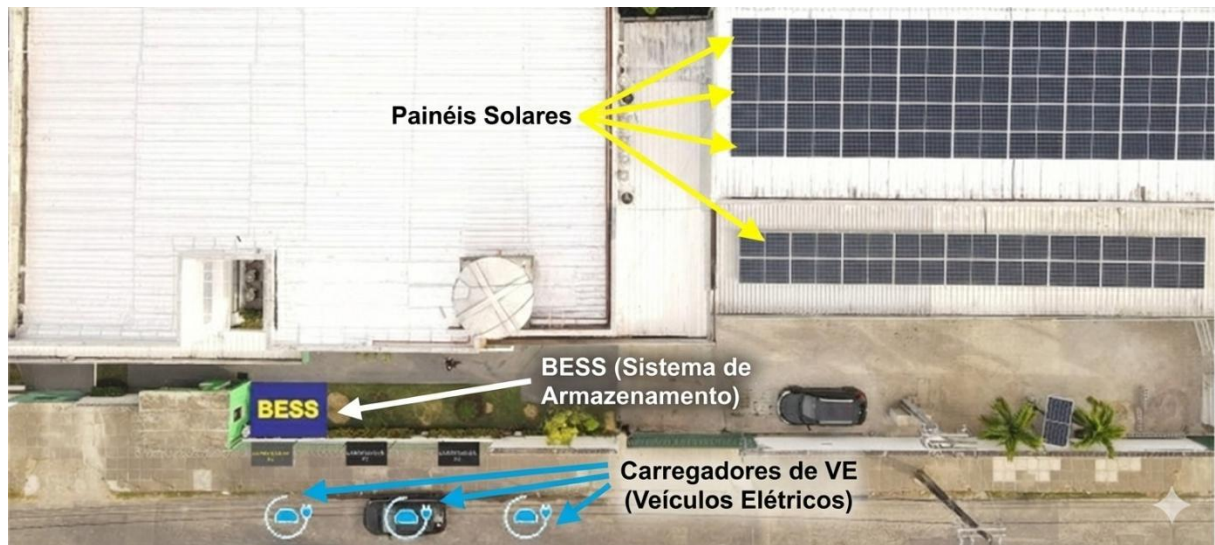
A Figura 8 apresenta a localização geográfica da planta, enquanto a Figura 9 ilustra a disposição geral dos componentes no terreno, destacando a integração entre o campo fotovoltaico, o sistema de armazenamento e a estação de recarga.

Figura 8 - Localização geográfica do eletroposto proposto (Recife–PE)



Fonte: Google Maps

Figura 9 - Vista superior do eletroposto, com a disposição dos subsistemas FV, BESS e EV.



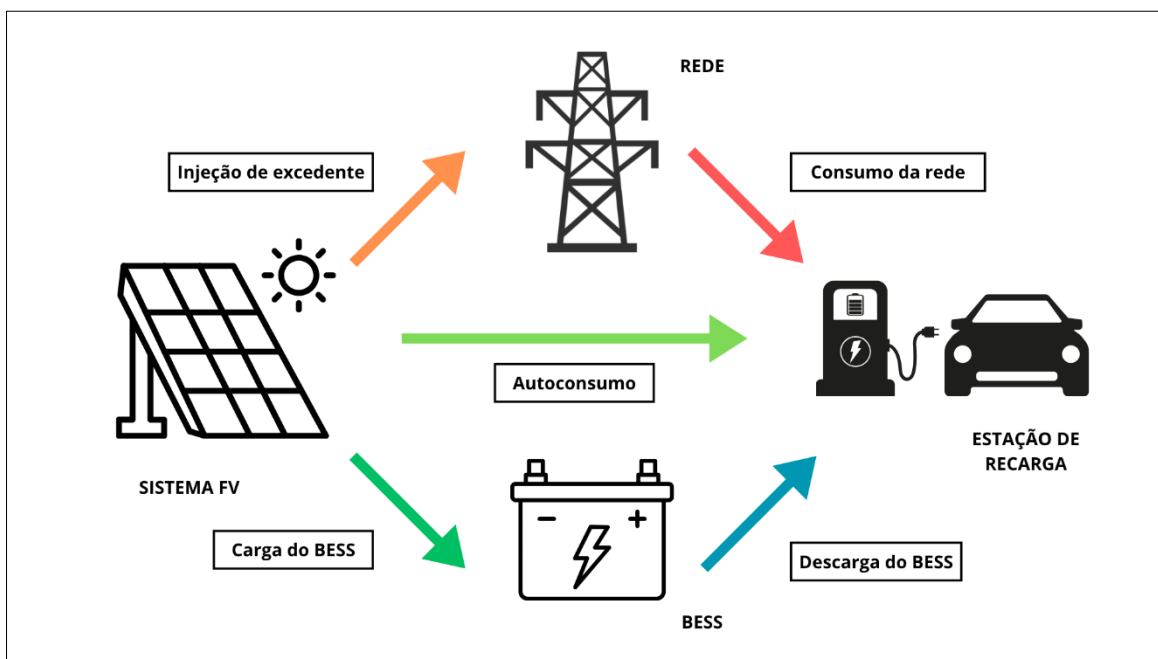
Fonte: próprio autor.

A configuração analisada é composta por três blocos principais: o sistema fotovoltaico (FV), que constitui a fonte primária de geração; o sistema de armazenamento em baterias (BESS), responsável por regular a oferta de energia e aumentar a autonomia local; e a infraestrutura de recarga de veículos elétricos (VE), que representa a carga principal e variável do sistema. Esses blocos são interligados por um arranjo elétrico que permite fluxos bidirecionais entre a planta e a rede, embora o modelo computacional — descrito no Capítulo 4 — considere premissas de operação baseadas no conceito de autoconsumo, sem descarga do BESS para a rede.

A Figura 10 apresenta o diagrama energético do eletroposto, sintetizando os fluxos possíveis de energia entre os subsistemas e a rede elétrica. Esse diagrama serve como referência conceitual para o modelo matemático desenvolvido posteriormente, permitindo associar a configuração física da planta aos fluxos de potência analisados nas simulações.



Figura 10 - Diagrama energético do eletroposto híbrido FV–BESS–Rede.



Fonte: próprio autor.

### 3.1 Sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico constitui a principal fonte de energia do eletroposto e foi dimensionado para operar com elevada eficiência sob as condições de irradiância da região Nordeste. Ele é composto por módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, totalizando 70 kWp de potência instalada. Os módulos são orientados para o norte geográfico com inclinação de 5°, configuração que proporciona bom desempenho anual e reduz perdas decorrentes de desalinhamentos sazonais.

A energia gerada em corrente contínua é convertida em corrente alternada por inversores trifásicos equipados com rastreamento de ponto de máxima potência (MPPT), assegurando a extração ótima da energia disponível em cada instante. Esses inversores também promovem o controle de tensão e frequência, garantindo a operação compatível com a rede elétrica local.

A curva de geração fotovoltaica utilizada nas simulações foi obtida no software PV\*Sol Premium, configurado com dados meteorológicos representativos de Recife, incluindo efeitos de temperatura, sombreamento e eficiência dos inversores. A série horária resultante foi interpolada para resolução de um minuto, harmonizando-se com

as curvas de demanda e permitindo avaliação mais precisa do comportamento dinâmico do sistema.

A Tabela 1 apresenta as principais características técnicas do arranjo fotovoltaico.

Tabela 1 - Características do sistema fotovoltaico.

Sistema fotovoltaico		
Parâmetro	Valor	Unidade
Potência nominal	70	kWp
Tipo de módulo	Silício monocristalino	—
Potência unitária	550	W
Número de módulos	128	—
Inclinação / orientação	5° / Norte	—

Fonte: próprio autor

### 3.2 Sistema de armazenamento em baterias (BESS)

O sistema de armazenamento tem a função de regular a oferta de energia, absorvendo excedentes da geração fotovoltaica e fornecendo energia durante períodos de baixa irradiância. O BESS é constituído por módulos de íon-lítio do tipo  $\text{LiFePO}_4$ , tecnologia amplamente consolidada em aplicações estacionárias devido à elevada eficiência, boa estabilidade térmica e alta vida útil.

O conjunto apresenta capacidade útil de 138 kWh e potência nominal de 100 kW, valores suficientes para suportar ciclos diários de carga e descarga e para atuar como elemento de suavização de picos de demanda. A operação do banco é gerenciada por um BMS, responsável por monitoramento contínuo de tensão, corrente, temperatura e SOC, assegurando operação dentro dos limites seguros.

A conversão bidirecional entre o banco de baterias e o restante da planta é realizada pelo PCS, que controla os fluxos de energia entre o BESS, o sistema fotovoltaico e a rede elétrica. Nos períodos de excedente, o PCS atua em modo de carga do armazenamento; nos períodos de déficit, opera em modo de descarga.

Para fins de modelagem, adotou-se eficiência global de 95 % tanto para carga quanto para descarga, valor representativo de sistemas comerciais de médio porte. A

operação é limitada à faixa de SOC entre 20 % e 80 %, conforme detalhado no Capítulo 4, o que contribui para prolongamento da vida útil das células e garante comportamento consistente ao longo da simulação.

A Tabela 2 apresenta as especificações técnicas principais do sistema de armazenamento.

Tabela 2 - Especificações do sistema de armazenamento (BESS).

BESS		
Parâmetro	Valor	Unidade
Tecnologia	LiFePO <sub>4</sub>	—
Capacidade útil	138	kWh
Potência nominal	100	kW
Eficiência de carga/descarga	95 / 95	%
Faixa operacional de SOC	20–80	%
Tensão nominal do banco	460	V
Vida útil (DoD 40%)	10.000	ciclos

Fonte: próprio autor.

### 3.3 Estação de recarga de veículos elétricos (EV)

A estação de recarga é a principal carga do eletroposto e foi projetada para atender perfis variados de uso urbano. O sistema conta com três carregadores: dois semirrâpidos de 22 kW (modo 3) e um carregador rápido de 60 kW (modo 4), totalizando 104 kW de potência instalada. Essa configuração permite simultaneidade de recargas e flexibilidade para usuários de curta e longa permanência.

Os carregadores atendem às diretrizes da ABNT NBR IEC 61851-1 e possuem monitoramento avançado de parâmetros elétricos. No contexto da operação energética da planta, o suprimento das cargas segue uma hierarquia definida, priorizando a utilização da energia fotovoltaica, seguida pelo armazenamento e, por fim, pela rede elétrica convencional, conforme:

$$P_{FV} \rightarrow P_{BESS} \rightarrow P_{Rede}$$

Durante os períodos de alta irradiância, o sistema FV supre parcialmente ou totalmente a demanda dos carregadores e, quando presente, o excedente gera carga

do BESS. Nos períodos de baixa geração, o BESS atua como fonte complementar até atingir seu limite inferior de operação, momento em que a rede se torna responsável pelo suprimento integral da demanda.

As principais características elétricas dos carregadores são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros dos carregadores de veículos elétricos (EV)

Carregadores						
Tipo de carregador	Quantidade	Potência nominal	Tensão	Corrente máxima	Padrão	Modo de carga
AC semirrápido	2	22 kW	380 V	32 A	Type 2	Modo 3
DC rápido	1	60 kW	800 V	75 A	CCS	Modo 4

Fonte: próprio autor.

### 3.4 Considerações gerais

A planta analisada integra geração fotovoltaica, armazenamento e infraestrutura de recarga em um arranjo único e coerente com aplicações comerciais urbanas no contexto brasileiro. Essa integração permite explorar o potencial de autoconsumo local, reduzir a dependência da rede e melhorar a estabilidade dos fluxos de potência, enquanto mantém flexibilidade para expansão futura, como inclusão de estratégias de gerenciamento de carga ou participação em microrredes.

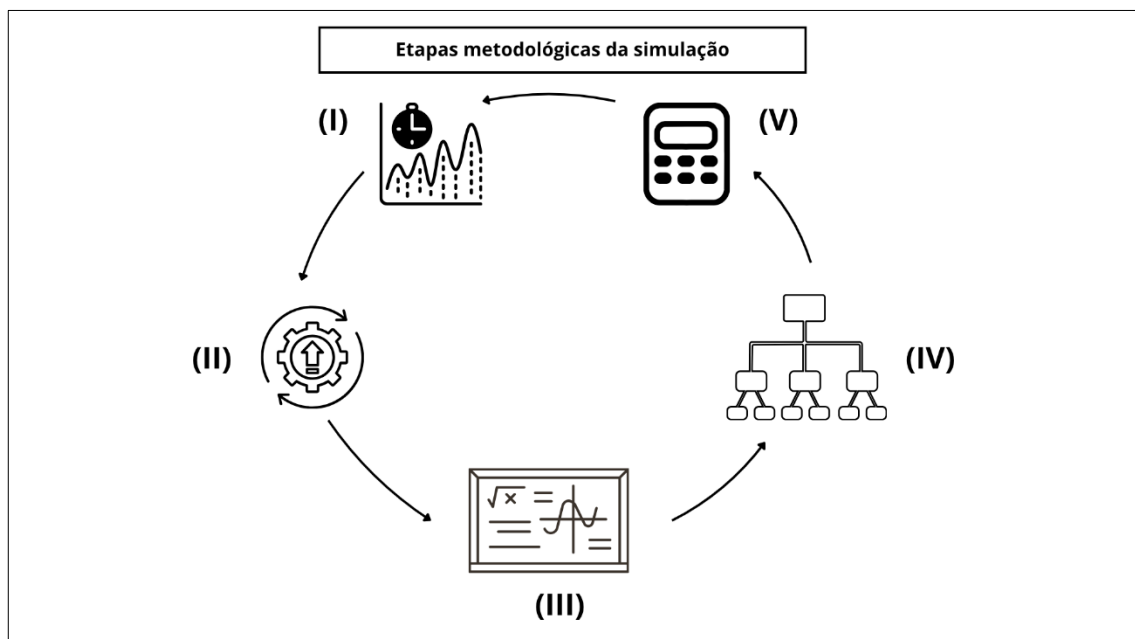
O modelo computacional desenvolvido no Capítulo 4 utiliza diretamente as curvas de geração e demanda descritas neste capítulo, articulando o comportamento físico dos subsistemas com a formulação matemática e com a simulação iterativa em resolução temporal de um minuto. Dessa forma, a planta estudada não apenas representa um caso realista de eletroposto híbrido, como também fornece a base necessária para a análise energética apresentada no Capítulo 5.

## 4 DESENVOLVIMENTO

Este capítulo apresenta a metodologia adotada para o desenvolvimento do modelo computacional e para a condução das simulações energéticas do eletroposto híbrido FV–BESS–Rede. A estrutura metodológica foi concebida de modo a representar o comportamento do sistema sob condições reais de operação, com resolução temporal suficiente para capturar as rápidas variações associadas à geração fotovoltaica e ao perfil de recarga dos veículos elétricos. São descritas as curvas de entrada utilizadas, o balanço de potência que determina o fluxo energético interno, a lógica de controle do sistema de armazenamento e a implementação computacional da simulação, finalizando-se com os indicadores energéticos que serão analisados no Capítulo 5.

A modelagem foi organizada de forma modular, permitindo separar claramente as etapas de leitura das séries temporais, cálculo iterativo do balanço energético, atualização do SOC do BESS e armazenamento dos resultados. O fluxograma geral do método é apresentado na Figura 11, que sintetiza a sequência lógica executada pelo algoritmo.

Figura 11 - Fluxograma geral da metodologia de simulação energética.



Fonte: próprio autor.

#### 4.1 Curvas de entrada e dados utilizados na simulação

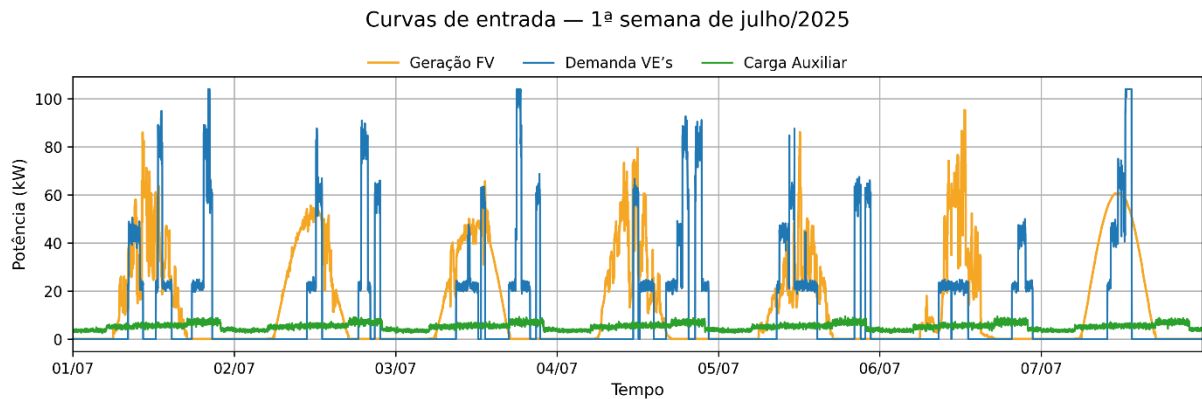
As curvas de entrada constituem o núcleo informacional do modelo, pois traduzem os fluxos de potência atuantes no eletroposto ao longo do período de estudo. Foram consideradas três séries temporais: geração fotovoltaica ( $P_{FV}$ ), demanda dos carregadores de veículos elétricos ( $P_{EV}$ ) e carga auxiliar ( $P_{Local}$ ). Todas foram tratadas em resolução temporal de um minuto, de modo a garantir adequada representação das variações rápidas que ocorrem ao longo do dia.

A curva de geração fotovoltaica foi obtida conforme o procedimento descrito no Capítulo 3, por meio do software *PV\*Sol Premium*, utilizando dados meteorológicos representativos da cidade de Recife–PE e incorporando perdas térmicas, efeitos de sombreamento, eficiência dos inversores e demais fatores que condicionam a produção real de energia. A série resultante apresenta um comportamento realista da potência gerada ao longo do período estudado.

A curva de demanda dos carregadores de veículos elétricos foi elaborada a partir de medições reais realizadas em um eletroposto instalado em uma região urbana com níveis de difusão e perfil de uso semelhantes aos observados em Recife. Essa abordagem assegura que o modelo represente adequadamente ciclos de recarga típicos de áreas urbanas, incluindo a variabilidade horária característica desse tipo de serviço. A carga auxiliar, medida diretamente na planta analisada, inclui o consumo referente a iluminação, ventilação e demais sistemas auxiliares.

A análise foi conduzida para a semana de 1º a 7 de julho de 2025. Esse período foi selecionado por representar um cenário crítico de operação, combinando reduzidos níveis de geração fotovoltaica e elevada demanda por recarga, condições que acentuam a relevância do sistema de armazenamento no equilíbrio energético local. A Figura 12 apresenta conjuntamente as curvas de geração fotovoltaica, demanda dos carregadores e carga auxiliar ao longo da semana crítica.

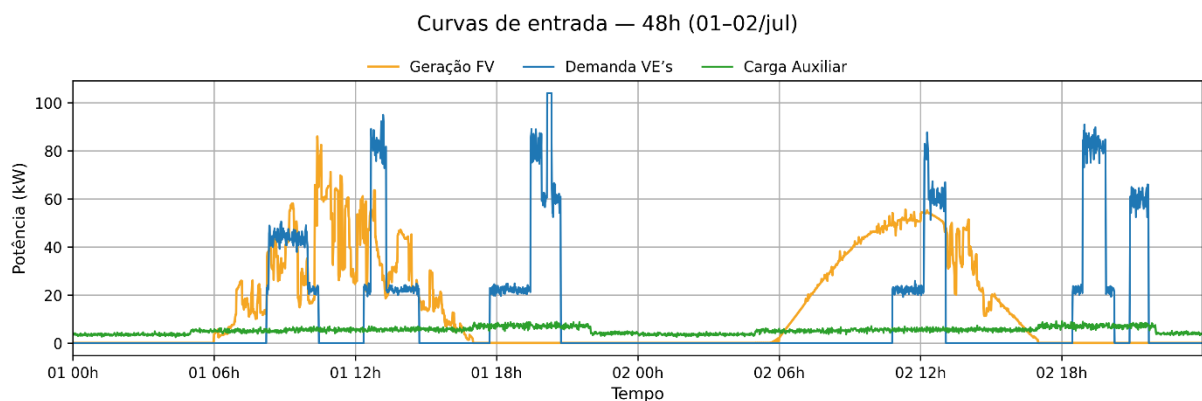
Figura 12 - Curvas de entrada da simulação: geração fotovoltaica ( $P_{FV}$ ), demanda de recarga ( $P_{EV}$ ) e carga auxiliar ( $P_{Local}$ ), na primeira semana de julho de 2025.



Fonte: próprio autor.

Com o objetivo de facilitar a compreensão do comportamento dinâmico das potências envolvidas, a Figura 13 apresenta uma ampliação das mesmas curvas para uma janela de 48 horas (1º e 2 de julho), destacando a coincidência entre picos de geração e de demanda, bem como os períodos de déficit energético compensados pelo BESS e pela rede elétrica.

Figura 13 - Detalhe ampliado das curvas de entrada para o intervalo de 01 a 02 de julho de 2025.



Fonte: próprio autor.

## 4.2 Balanço de potência

O balanço de potência constitui o núcleo da simulação e determina, a cada minuto, se o sistema opera com excedente ou déficit energético. A potência líquida é

definida como a diferença entre a geração fotovoltaica e a soma das demandas locais, conforme a Equação (4.1):

$$P_{\text{Liq}}(t) = P_{\text{FV}}(t) - [P_{\text{EV}}(t) + P_{\text{Local}}(t)] \quad (4.1)$$

Quando  $P_{\text{Liq}} > 0$ , há excedente de geração, que pode ser utilizado para carregar o BESS, respeitados os limites de potência de conversão e de estado de carga. Caso o armazenamento esteja saturado, o excedente remanescente é injetado na rede. Se  $P_{\text{Liq}} < 0$ , ocorre déficit energético, suprido inicialmente pelo BESS sempre que este possui energia disponível; se o BESS atingir seu limite mínimo, a rede elétrica assume o suprimento.

Esse balanço instantâneo alimenta as etapas subsequentes do modelo, comandando tanto a atualização do estado de carga quanto a lógica de controle do sistema.

### 4.3 Atualização do estado de carga do BESS

O SOC representa a fração de energia armazenada em relação à capacidade útil do BESS e é atualizado a cada passo de tempo em resposta à potência de carga ou descarga. A formulação completa para atualização do SOC está apresentada na Seção 0, que descreve o modelo de armazenamento utilizado neste trabalho. Neste capítulo, interessa apenas destacar que a atualização segue a potência efetivamente aplicada ao sistema, considerando as eficiências de conversão e respeitando os limites operacionais do SOC entre 20 % e 80 %.

Para fins de implementação computacional, utiliza-se uma forma unificada da variação da energia no BESS, expressa pela equação (4.2):

$$E_{\text{BESS}}(t + \Delta t) = E_{\text{BESS}}(t) + \eta P_{\text{BESS}}(t) \Delta t \quad (4.2)$$



em que:

- $E_{BESS}(t)$  — energia armazenada no instante  $t$ ;
- $P_{BESS}(t)$  — potência instantânea trocada com o sistema (negativa na carga, positiva na descarga);
- $\eta = 0,95$  — eficiência global adotada;
- $\Delta t = 1/60h$  — intervalo de tempo da simulação (1 min).

O SOC é obtido pela razão entre a energia armazenada e a capacidade nominal, e em seguida limitado aos valores operacionais definidos. Durante a simulação, o SOC é verificado continuamente, e a operação do BESS é interrompida sempre que algum dos limites operacionais é atingido. Quando o SOC se aproxima do limite máximo, o BESS cessa a absorção de energia, de modo que todo o excedente fotovoltaico remanescente é enviado à rede. De forma análoga, quando o SOC atinge o limite mínimo, a descarga é bloqueada, e a rede passa a suprir integralmente o déficit energético. Essa abordagem garante consistência física à simulação e reflete práticas comuns de operação em sistemas estacionários, evitando sobrecarga e descarga profunda e assegurando estabilidade numérica ao modelo.

Resumo dos parâmetros do BESS utilizados na simulação:

- Limite inferior do SOC: 20 %
- Limite superior do SOC: 80 %
- Convenção da potência:
  - $P_{BESS} < 0$ : carga
  - $P_{BESS} > 0$ : descarga

Com base nesses parâmetros operacionais e na equação de atualização adotada, a etapa seguinte apresenta a lógica de controle utilizada no modelo, detalhando o modo como o BESS decide entre carregar, descarregar ou permanecer inativo em função das condições instantâneas do sistema.

#### 4.4 Lógica de controle do BESS

A lógica de controle implementada baseia-se na potência líquida e no estado de carga, operando de forma determinística em ciclos de um minuto. Quando há excedente de geração e o SOC ainda se encontra abaixo do limite máximo, o BESS entra em modo de carga, com potência definida pelo menor valor entre o excedente e o limite máximo de conversão. Em condição de déficit e com SOC acima do limite mínimo, o BESS opera em descarga, contribuindo parcialmente para o atendimento da demanda.

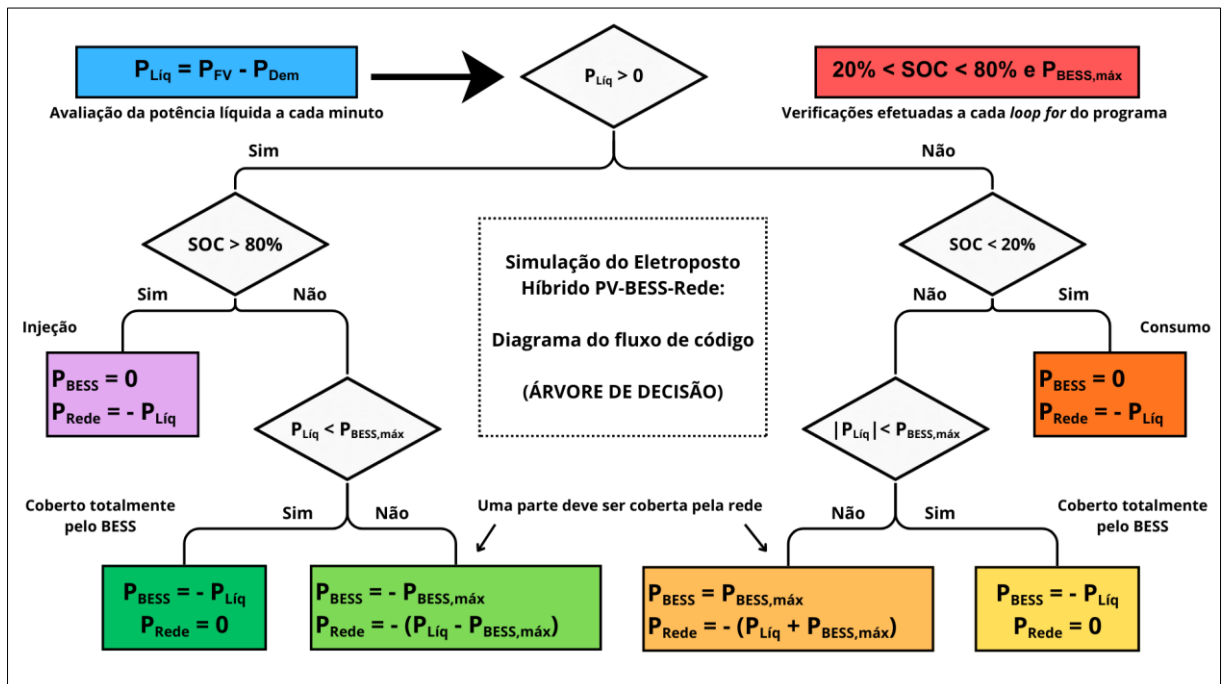
A potência do BESS é, portanto, definida pela expressão (4.3):

$$P_{\text{BESS}}(t) = \min [P_{\text{Liq}}(t), P_{\text{BESS,máx}}], P_{\text{BESS}}(t) = \max [P_{\text{Liq}}(t), -P_{\text{BESS,máx}}] \quad (4.3)$$

A potência da rede resulta do complemento do balanço dado na Equação (4.4). A Figura 14 apresenta o fluxograma que sintetiza as decisões de operação:

$$P_{\text{Rede}}(t) = P_{\text{Liq}}(t) - P_{\text{BESS}}(t) \quad (4.4)$$

Figura 14 - Fluxograma do processo de decisão do algoritmo de controle do BESS.



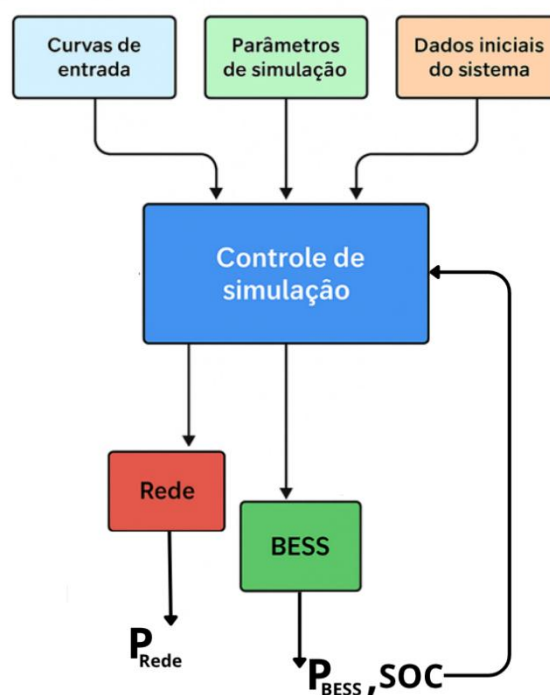
Fonte: próprio autor.

O modelo adota como premissa que não há trocas diretas entre o BESS e a rede elétrica: o armazenamento não descarrega para a rede (não injeta), tampouco recarrega através dela. Toda a energia armazenada provém da geração fotovoltaica, e toda a energia descarregada é destinada exclusivamente ao suprimento das cargas locais.

#### 4.5 Implementação computacional

O modelo foi implementado em *Python* e executado no ambiente *Google Colab*, utilizando-se das bibliotecas *NumPy*, *Pandas* e *Matplotlib* para manipulação de séries temporais, execução dos cálculos iterativos e geração dos gráficos. A estrutura modular do código permite realizar a leitura das curvas de entrada, aplicar o balanço de potência, atualizar o estado de carga conforme o modelo de armazenamento, executar a lógica de controle e registrar as séries temporais resultantes. A Figura 15 apresenta o diagrama funcional da implementação.

Figura 15 - Diagrama funcional da implementação computacional do modelo de simulação energética FV-BESS-Rede.



Fonte: próprio autor.

Os parâmetros adotados na simulação refletem a configuração real do eletroposto analisado e são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros principais da simulação.

Parâmetros principais da simulação				
Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Observação
Potência fotovoltaica instalada	$P_{inst}$	70	kWp	Geração principal (sistema FV)
Potência nominal do BESS	$P_{BESS,máx}$	100	kW	Limite de carga/descarga
Capacidade útil do BESS	$E_{BESS}$	138	kWh	Energia total armazenável
Eficiência de carga	$\eta_c$	0,95	–	Rendimento médio do sistema
Eficiência de descarga	$\eta_d$	0,95	–	Rendimento médio do sistema
Passo temporal da simulação	$\Delta t$	1	min	Resolução temporal
Estado de carga mínimo	$SOC_{mín}$	20	%	Limite inferior operacional
Estado de carga máximo	$SOC_{máx}$	80	%	Limite superior operacional
Período de análise	–	7	dias	Semana crítica de menor irradiância

Fonte: próprio autor.

O modelo produz, ao final de cada execução, arquivos contendo as séries temporais de potência e energia referentes a cada subsistema, além dos valores acumulados utilizados nos indicadores apresentados a seguir.

#### 4.6 Indicadores de desempenho energético

Os indicadores energéticos calculados com base nos resultados da simulação permitem avaliar o desempenho global do eletroposto híbrido FV–BESS–Rede e constituem o fundamento das análises apresentadas na Seção 5.2. Foram, para tanto, considerados apenas os indicadores mais relevantes para a avaliação de sistemas

híbridos dedicados ao autoconsumo, evitando métricas redundantes ou que não contribuem para a interpretação da condição operacional analisada.

A energia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo do período é obtida pela integração da potência instantânea, na equação (4.5):

$$E_{FV} = \sum_t P_{FV}(t) \Delta t \quad (4.5)$$

A energia demandada total corresponde à soma das potências consumidas pelos carregadores e pela carga auxiliar, dado em (4.6):

$$E_{Dem} = \sum_t [P_{EV}(t) + P_{Local}(t)] \Delta t \quad (4.6)$$

A energia consumida e a energia injetada na rede são determinadas pela integração separada dos valores positivos e negativos da potência da rede, como mostrado em (4.7):

$$E_{cons} = \sum_{P_{Rede} > 0} P_{Rede}(t) \Delta t, \quad E_{inj} = \sum_{P_{Rede} < 0} |P_{Rede}(t)| \Delta t \quad (4.7)$$

A energia movimentada pelo BESS é dada pela soma das potências de carga ou descarga, conforme a expressão (4.8):

$$E_{BESS} = \sum_t |P_{BESS}(t)| \Delta t \quad (4.8)$$

A eficiência global de operação do BESS é determinada pela razão entre a energia descarregada e a energia efetivamente carregada, dada pela expressão (4.9):

$$\eta_{\text{BESS}} = \frac{E_{\text{desc}}}{E_{\text{carg}}} \quad (4.9)$$

Finalmente, a autossuficiência energética, indicador central deste estudo, é definida pela expressão (4.10):

$$AS = \left(1 - \frac{E_{\text{cons}}}{E_{\text{Dem}}}\right) \times 100 \quad (4.10)$$

Esses indicadores compõem a base da interpretação apresentada no Capítulo 5

#### 4.7 Análise paramétrica tridimensional

Além da simulação da semana crítica, foi realizada uma análise paramétrica para investigar a influência da capacidade útil do BESS e de sua potência nominal no desempenho energético do eletroposto. Essa análise consiste na execução repetida da simulação para diferentes combinações dos dois parâmetros de projeto, mantendo-se constantes todas as demais condições operacionais e curvas de entrada.

Foram consideradas capacidades úteis entre 50 kWh e 250 kWh, em incrementos de 10 kWh, e potências nominais entre 20 kW e 120 kW, em incrementos de 5 kW. Para cada combinação, são recalculados os indicadores  $E_{\text{cons}}$  e  $AS$ , que são organizados em matrizes bidimensionais cujas dimensões correspondem às variações simultâneas de energia e potência do sistema de armazenamento. Os resultados numéricos e gráficos dessa análise serão apresentados e discutidos no Capítulo 5.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O presente capítulo apresenta e discute os resultados obtidos a partir da simulação energética do eletroposto híbrido proposto nas seções anteriores deste trabalho. A análise tem como propósito avaliar o comportamento energético integrado do sistema, identificando o papel do armazenamento na redução do consumo da rede, no aumento da autossuficiência e na mitigação das variações de potência ao longo do dia.

A avaliação é conduzida em três frentes complementares:

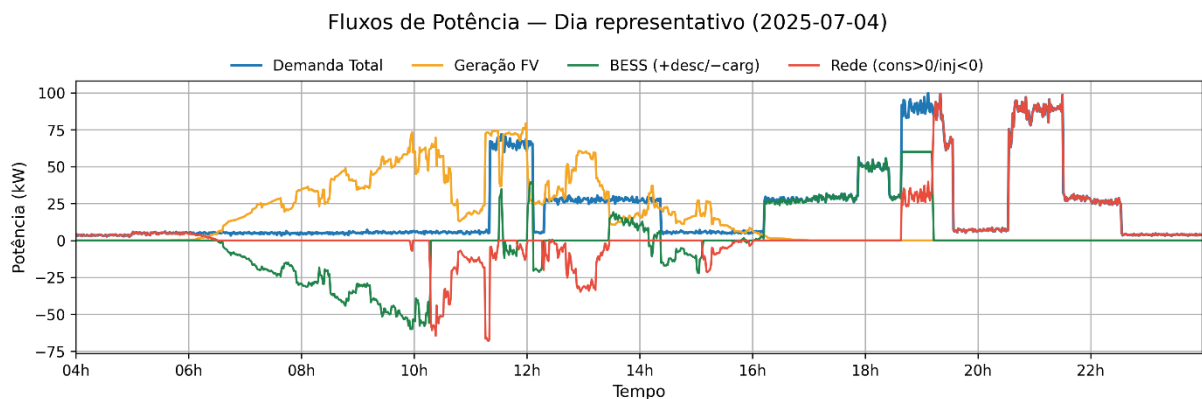
1. Desempenho na semana crítica – análise das curvas instantâneas de potência em um dia representativo da semana (Figura 16), da evolução semanal do SOC (Figura 17) e do balanço acumulado de energia (Tabela 5). Essa etapa quantifica a interação entre geração, demanda, armazenamento e rede elétrica, destacando os períodos de maior aproveitamento da energia solar e de maior dependência da rede.
2. Discussão qualitativa e consolidação dos indicadores – interpretação dos resultados da semana base, com foco nos indicadores de autossuficiência (AS), energia consumida da rede ( $E_{\text{cons}}$ ) e eficiência global do BESS ( $\eta_{\text{BESS}}$ ), permitindo compreender o impacto da coincidência temporal entre geração e consumo, bem como as limitações impostas pela potência e capacidade do armazenamento.
3. Análise paramétrica do BESS – estudo da sensibilidade dos indicadores AS e  $E_{\text{CONS}}$  às variações simultâneas da capacidade útil ( $E_{\text{BESS}}$ ) e da potência nominal ( $P_{\text{BESS,máx}}$ ) do sistema de armazenamento, apresentando superfícies tridimensionais (Figura 18 e Figura 20) e mapas bidimensionais (Figura 19 e Figura 21). Essa análise evidencia as regiões de saturação e os compromissos entre potência e energia, servindo de base para o dimensionamento ótimo do BESS.

Em termos de organização, a Seção 5.1 apresenta os resultados da semana crítica e o comportamento temporal das variáveis principais; a Seção 5.2 aprofunda a interpretação dos indicadores de desempenho; e a Seção 5.3 amplia a discussão com a análise paramétrica, correlacionando a potência e a energia de armazenamento aos ganhos de autossuficiência e redução do consumo de rede. Essa estrutura fornece uma visão integrada do desempenho do eletroposto, permitindo avaliar quantitativamente o impacto do BESS e estabelecer diretrizes para seu dimensionamento.

### 5.1 Resultados da semana crítica

A Figura 16 mostra os fluxos de potência no dia representativo, destacando as séries de geração fotovoltaica ( $P_{FV}$ ), demanda total ( $P_{Dem} = P_{EV} + P_{Local}$ ), potência do sistema de armazenamento ( $P_{BESS}$ ) e potência trocada com a rede ( $P_{Rede}$ ). Observa-se que, durante as horas centrais do dia, a geração fotovoltaica supera a demanda local, possibilitando o carregamento do BESS. À medida que o sol se aproxima de se pôr, a geração diminui e a bateria passa a descarregar, suprimindo parte da demanda e reduzindo a potência importada da rede. Por fim, a Seção 5.4 apresenta uma síntese e discussões pertinentes de tudo o que foi obtido nos resultados deste trabalho.

Figura 16 - Fluxos de potência no dia representativo da semana crítica ( $P_{FV}$ ,  $P_{Dem}$ ,  $P_{BESS}$  e  $P_{Rede}$ ).



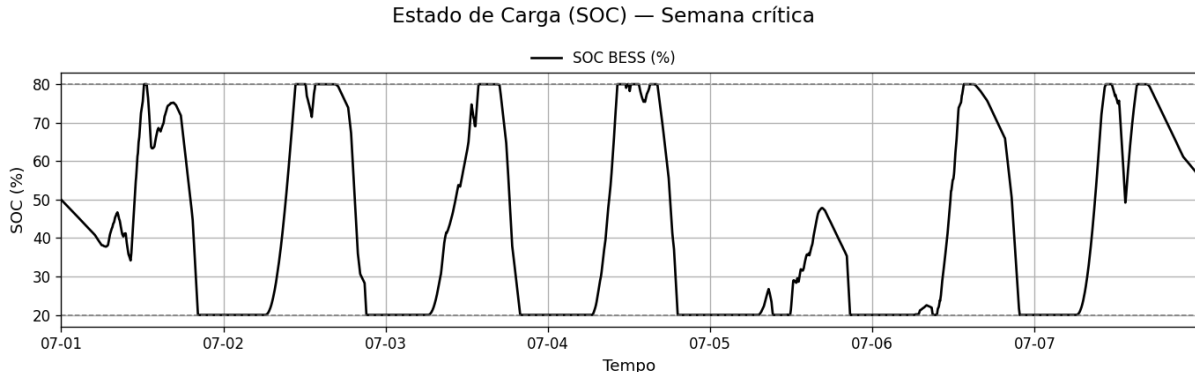
Fonte: próprio autor.



Nos períodos de transição entre manhã e tarde, em que há defasagem entre geração e consumo, ocorre importação de energia ( $P_{\text{Rede}} > 0$ ), enquanto nos instantes em que a bateria atinge seu limite superior de carga ( $\text{SOC} = 80\%$ ), o excedente fotovoltaico é injetado na rede ( $P_{\text{Rede}} > 0$ ). Esse comportamento confirma o funcionamento adequado da lógica de controle implementada, que prioriza o uso local da energia solar e impede a recarga do BESS pela rede, garantindo que os fluxos sigam o sentido de autoconsumo.

A Figura 17 apresenta o perfil do SOC ao longo da semana. Nota-se o comportamento cíclico diário característico de sistemas híbridos FV–BESS: carregamento nas horas de maior insolação e descarga nos períodos de menor geração ou de pico de demanda. O SOC mantém-se dentro dos limites operacionais ( $\text{SOC}_{\text{mín}} = 20\%$  e  $\text{SOC}_{\text{máx}} = 80\%$ ) em todo o período, demonstrando estabilidade do controle e coerência com as condições de operação estabelecidas.

Figura 17 - Evolução do SOC do BESS ao longo da semana crítica (01 – 07/Jul/2025).



Fonte: próprio autor.

Nos dias com maior irradiância, o SOC atinge com frequência a faixa superior, evidenciando excedentes de geração e potencial de injeção na rede. Já em dias parcialmente nublados, a curva se mantém mais próxima do limite inferior, refletindo maior dependência da rede para suprir a carga. A alternância entre esses regimes de carga e descarga demonstra a importância do armazenamento na suavização dos fluxos e na redução da potência instantânea importada.

Em termos qualitativos, verifica-se que a presença do BESS promove aumento da autossuficiência e redução do consumo de rede, especialmente nos horários de transição entre geração e demanda. Esses resultados confirmam que o armazenamento exerce papel fundamental na estabilização do sistema e na maximização do uso da energia fotovoltaica local.

## 5.2 Discussão qualitativa e consolidação dos indicadores

A análise dos resultados da semana crítica permite compreender de forma integrada o comportamento energético do eletroposto e a contribuição do BESS na otimização do sistema. O conjunto de gráficos e indicadores evidencia que o armazenamento atua como elo de equilíbrio entre geração e demanda, reduzindo os fluxos de importação e exportação de energia e promovendo maior autoconsumo instantâneo.

No gráfico de fluxos (Figura 16), verifica-se que o BESS suaviza as diferenças de potência entre  $P_{FV}$  e  $P_{Dem}$ , armazenando excedentes e liberando energia nos períodos de déficit. Esse mecanismo reduz a potência máxima importada da rede e, consequentemente, o custo energético associado. Além disso, minimiza o número de eventos de injeção, o que representa melhor aproveitamento local da geração solar. O perfil do SOC (Figura 17) corrobora essa atuação: o BESS cumpre seu ciclo diário de carga e descarga de forma estável, respeitando os limites operacionais e evitando saturações que possam comprometer a eficiência.

Os indicadores consolidados na Tabela 5 reforçam esse comportamento. A autossuficiência (AS) indica que uma fração expressiva da demanda foi atendida por geração local — diretamente ou por meio da energia armazenada. A energia consumida da rede ( $E_{cons}$ ), por sua vez, quantifica a parcela de dependência externa e se reduz de maneira proporcional à eficiência da gestão do BESS. Já a eficiência global do armazenamento ( $\eta_{BESS}$ ) se mantém dentro da faixa esperada para baterias de íons de lítio, com pequenas variações decorrentes da profundidade média de descarga e da frequência dos ciclos ao longo da semana.

Tabela 5 - Balanço energético e indicadores da semana crítica.

Balanço energético e indicadores da semana crítica			
Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
$E_{FV}$	Energia gerada pelo sistema FV	2.263,78	kWh
$E_{Dem}$	Energia demandada total	2.731,69	kWh
$E_{cons}$	Energia consumida da rede	754,12	kWh
$E_{inj}$	Energia injetada na rede	273,08	kWh
AS	Autossuficiência	72,39	%
$E_{carga}$	Energia carregada no BESS	880,21	kWh
$E_{desc}$	Energia descarregada pelo BESS	867,08	kWh
$\eta_{BESS}$	Eficiência global do BESS	98,51	%

Fonte: próprio autor.

Sob o ponto de vista operacional, os resultados mostram que o eletroposto híbrido apresenta comportamento energeticamente estável, com o BESS assumindo papel ativo na equalização dos fluxos e na redução da energia comprada da rede. Essa constatação fundamenta a análise paramétrica apresentada na seção seguinte, na qual são explorados os efeitos do dimensionamento do BESS sobre os indicadores de desempenho, permitindo identificar configurações mais eficientes e economicamente viáveis.

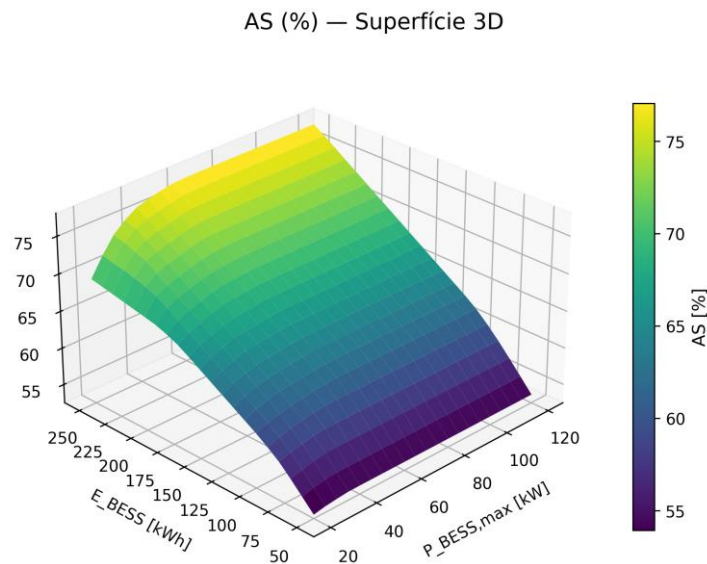
### 5.3 Análise Paramétrica do BESS (energia e potência)

Como um dos objetivos principais deste trabalho é avaliar a influência do dimensionamento do sistema de armazenamento no desempenho global do eletroposto, realizou-se uma análise paramétrica variando simultaneamente a capacidade útil de energia do BESS ( $E_{BESS}$ ) e a potência nominal máxima de conversão ( $P_{BESS,m\acute{a}x}$ ). A simulação completa da semana crítica foi repetida para cada combinação de parâmetros, preservando a mesma base de entradas e a lógica de controle descrita no Capítulo 4.

Foram considerados valores de  $E_{BESS}$  no intervalo de 50 a 250 kWh, com passo de 10 kWh, e  $P_{BESS,m\acute{a}x}$  de 20 a 120 kW, com passo de 5 kW, totalizando 441 cenários avaliados. Os indicadores analisados foram a autossuficiência (AS) e a energia consumida da rede ( $E_{cons}$ ), ambos extraídos dos balanços energéticos semanais.

A Figura 18 apresenta a superfície tridimensional de autossuficiência (AS) em função de  $E_{\text{BESS}}$  e  $P_{\text{BESS,máx}}$ . Observa-se um crescimento acentuado da AS com o aumento da capacidade de armazenamento até cerca de 150 kWh, seguido por uma zona de saturação, onde ganhos adicionais tornam-se marginais. A influência da potência é mais expressiva nas faixas inferiores de energia: sistemas com potência insuficiente ( $\leq 40$  kW) não conseguem armazenar todo o excedente fotovoltaico instantâneo, reduzindo o aproveitamento global. Na faixa intermediária (60 – 80 kW), o equilíbrio entre capacidade e potência resulta em valores próximos ao platô máximo de AS, indicando configurações energeticamente otimizadas.

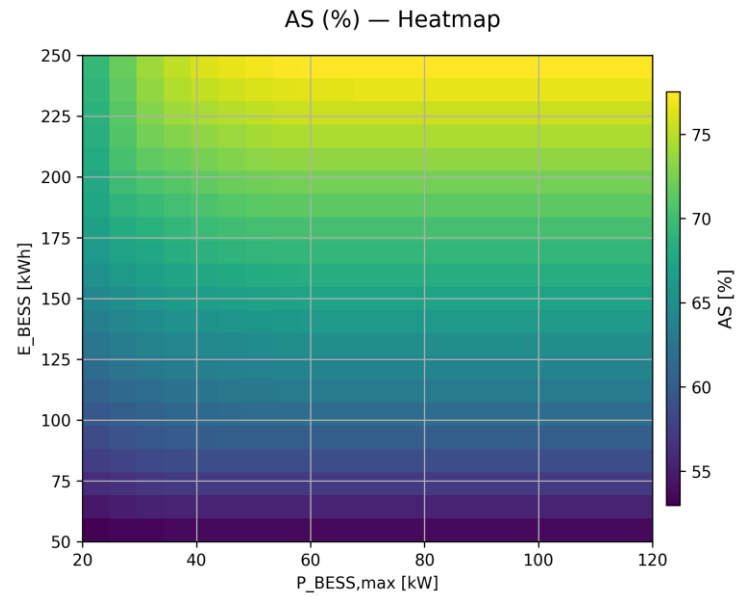
Figura 18 - Superfície 3D de autossuficiência (AS) em função de  $E_{\text{BESS}}$  e  $P_{\text{BESS,máx}}$ .



Fonte: próprio autor.

A Figura 19 mostra o mesmo comportamento em formato de *heatmap 2D*, evidenciando visualmente as regiões de maior autossuficiência. Os tons mais claros representam maiores valores de AS, concentrando-se na região superior direita do gráfico (maior energia e potência). Essa forma de apresentação facilita identificar combinações equivalentes de desempenho, permitindo, por exemplo, selecionar o menor  $E_{\text{BESS}}$  capaz de atingir uma meta de autossuficiência específica.

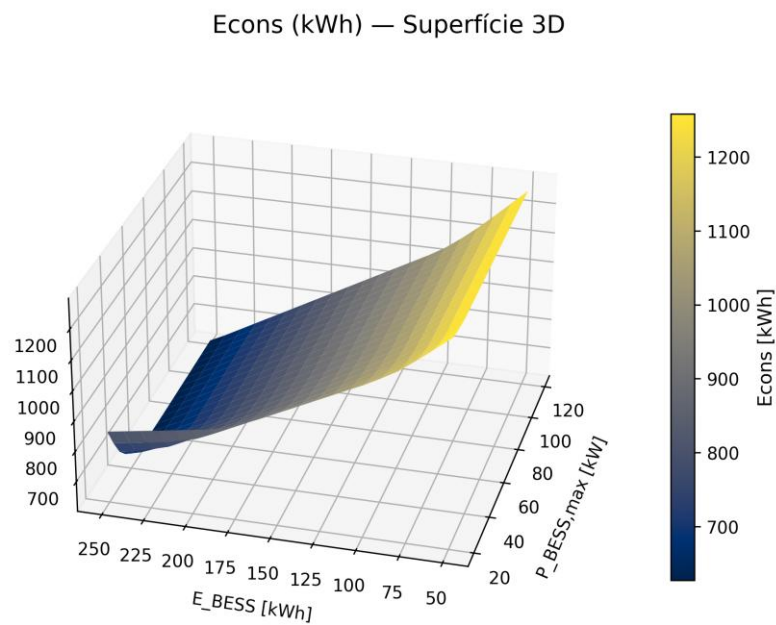
Figura 19 - Mapa 2D da autossuficiência (AS) no plano ( $E_{BESS}$ ,  $P_{BESS,max}$ ).



Fonte: próprio autor.

Em complemento, a Figura 20 ilustra a superfície 3D da energia consumida da rede ( $E_{cons}$ ), variável inversamente correlacionada à AS.

Figura 20 - Superfície 3D da energia consumida ( $E_{cons}$ ) em função de  $E_{BESS}$  e  $P_{BESS,max}$ .

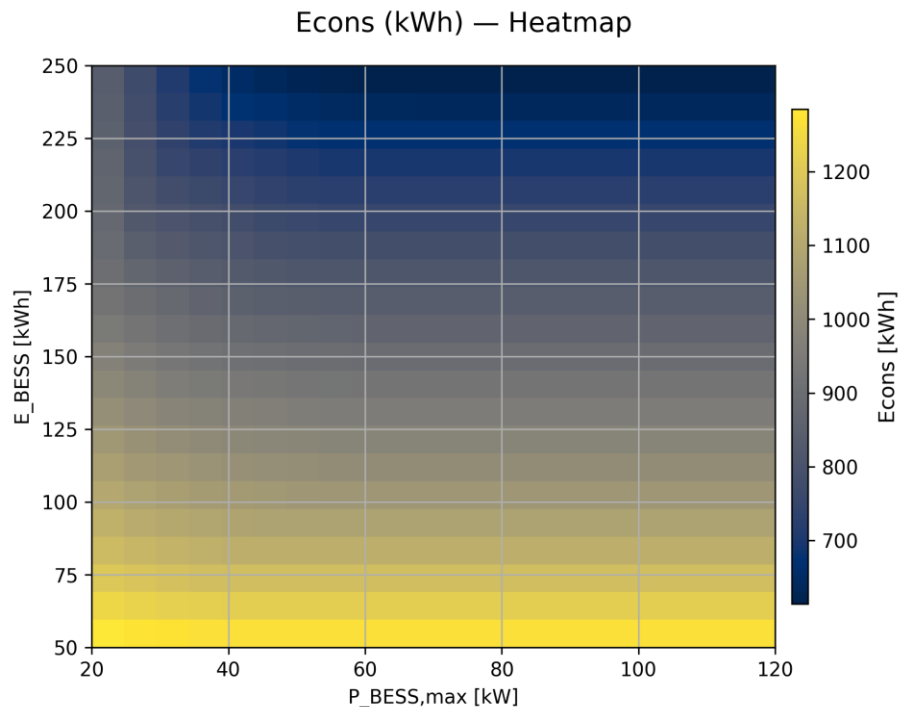


Fonte: próprio autor.

A diminuição da energia comprada da rede acompanha o aumento de  $E_{\text{BESS}}$  e  $P_{\text{BESS,máx}}$ , com reduções significativas até aproximadamente  $E \approx 150$  kWh e  $P \approx 80$  kW. Acima desses valores, a curva de desempenho se estabiliza, indicando que acréscimos de capacidade ou potência geram benefícios marginais em termos de economia energética. Esse comportamento é típico de sistemas híbridos otimizados, nos quais o armazenamento já cobre a maior parte das flutuações diárias entre geração e consumo.

Por fim, a Figura 21 apresenta o *heatmap 2D* de  $E_{\text{cons}}$ , que reforça a tendência de saturação identificada nas superfícies tridimensionais. As faixas de menor consumo concentram-se na região de alto ( $E_{\text{BESS}}$ ,  $P_{\text{BESS,máx}}$ ) enquanto o gradiente de cor se torna quase uniforme acima do ponto ótimo, confirmando o ponto de equilíbrio técnico-econômico do sistema. Essa representação 2D é particularmente útil para traçar curvas de iso-consumo, que indicam diferentes combinações de potência e capacidade que resultam em desempenhos equivalentes.

Figura 21 - Mapa 2D da energia consumida ( $E_{\text{cons}}$ ) no plano ( $E_{\text{BESS}}$ ,  $P_{\text{BESS,máx}}$ ).



Fonte: próprio autor.

De modo geral, os resultados mostram que:

A capacidade de armazenamento ( $E_{BESS}$ ) exerce influência dominante sobre o desempenho energético global; A potência nominal ( $P_{BESS,m\acute{a}x}$ ) limita a taxa de aproveitamento do excedente fotovoltaico, especialmente em períodos de pico; e há um limite prático de ganhos em torno de 150 kWh / 80 kW, além do qual o aumento do BESS oferece retorno marginal.

Essas conclusões evidenciam que o dimensionamento ótimo do BESS deve equilibrar capacidade e potência conforme o perfil de geração e demanda, garantindo alta autossuficiência com custo e complexidade mínimos. A seção seguinte sintetiza esses achados, conectando-os às conclusões gerais do trabalho.

#### 5.4 Síntese dos resultados

A partir dos resultados obtidos, é possível consolidar uma visão abrangente do desempenho energético do eletroposto híbrido FV–BESS–Rede e do papel de cada subsistema na operação integrada. O modelo de simulação implementado permitiu reproduzir de forma fiel o comportamento dinâmico das potências e energias ao longo da semana crítica, possibilitando a avaliação dos fluxos instantâneos, do estado de carga do armazenamento e dos indicadores globais de eficiência e autossuficiência.

Os resultados da semana base evidenciaram que a geração fotovoltaica atende de forma significativa à demanda diurna, com a bateria atuando como elemento de equilíbrio entre oferta e consumo. Nos períodos de maior irradiância, o BESS carrega-se a partir dos excedentes solares e reduz o número de injeções à rede; nos momentos de déficit, descarrega-se para suprir a demanda e mitigar a importação instantânea de energia. Esse comportamento é coerente com a estratégia de controle adotada, que prioriza o uso local da energia fotovoltaica e impede a recarga do BESS pela rede elétrica.

O balanço energético semanal confirmou o aumento da autossuficiência (AS) e a redução da energia consumida da rede ( $E_{cons}$ ) proporcionados pelo armazenamento, bem como uma eficiência global do BESS ( $\eta_{BESS}$ ) dentro da faixa típica de tecnologias comerciais de íons de lítio ( $\approx 90\text{--}95\%$ ). A eficiência global do sistema ( $\eta_{sist}$ ), que relaciona a energia demandada à soma da geração FV e da

energia importada, apresentou valores compatíveis com a natureza híbrida da instalação, refletindo a integração equilibrada entre os três subsistemas.

A análise paramétrica, por sua vez, mostrou que o desempenho do eletroposto é fortemente influenciado pela capacidade útil do BESS e, em menor grau, pela potência nominal de conversão. O aumento de  $E_{\text{BESS}}$  resulta em ganhos expressivos de AS e redução de  $E_{\text{cons}}$  até um ponto de saturação em torno de 150 kWh, acima do qual os ganhos adicionais tornam-se marginais. De modo semelhante, a variação de  $P_{\text{BESS,máx}}$  entre 60 e 80 kW representa a faixa mais eficiente para acomodar os picos de geração e demanda, assegurando bom aproveitamento energético sem sobrecarga do sistema.

Esses resultados demonstram que a dimensão ótima do BESS para o cenário analisado deve equilibrar capacidade e potência, considerando não apenas o desempenho energético, mas também o custo incremental do equipamento e as perdas associadas à operação fora da faixa ideal de carga. Em síntese, o armazenamento apresenta-se como um componente estratégico para aumentar o autoconsumo, reduzir a dependência da rede e tornar o sistema mais resiliente frente à variabilidade da geração solar e da demanda de recarga.

O conjunto de análises desenvolvidas neste capítulo permite concluir que o eletroposto híbrido FV–BESS–Rede é uma solução tecnicamente viável para aplicações urbanas, desde que corretamente dimensionado e operado sob controle adequado. Os achados aqui apresentados fornecem subsídios para as considerações e propostas de aperfeiçoamento discutidas no Capítulo 6.



## 6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O estudo realizado permitiu avaliar, de forma integrada, o comportamento energético de um eletroposto híbrido alimentado por geração fotovoltaica e sistema de armazenamento, operando sob condições representativas do contexto urbano de Recife–PE. A metodologia adotada — fundamentada na modelagem computacional em resolução de um minuto, no controle sequencial dos fluxos de potência e na análise paramétrica da capacidade e da potência do BESS — forneceu subsídios consistentes para compreender o desempenho do conjunto FV–BESS–Rede em situações críticas de operação.

Os resultados da semana simulada demonstraram que a geração fotovoltaica atende parcela significativa da demanda diurna do eletroposto, enquanto o sistema de armazenamento desempenha papel essencial na compensação das variações instantâneas entre geração e consumo. O comportamento diário do estado de carga evidenciou ciclos regulares de carga e descarga, coerentes com o perfil de irradiância e com a dinâmica altamente variável da demanda dos carregadores, o que confirma a adequação da estratégia de controle adotada. Além disso, observou-se que o BESS atua de maneira eficaz na redução da energia importada e no aumento da autossuficiência, mitigando picos de potência e suavizando o uso da rede.

A consolidação dos indicadores energéticos mostrou que o eletroposto opera com elevado nível de autoconsumo, mantendo o armazenamento dentro dos limites operacionais estabelecidos e apresentando eficiência global compatível com tecnologias comerciais de íons de lítio. A análise paramétrica ampliou essa compreensão ao evidenciar a forte dependência do desempenho em relação à capacidade de energia do BESS e, em menor grau, à potência nominal de conversão. Verificou-se a existência de uma região de equilíbrio técnico em que acréscimos de capacidade ou potência passam a gerar ganhos marginais, indicando que o dimensionamento ótimo do armazenamento depende tanto do perfil de geração e demanda quanto da relação custo-benefício entre esses parâmetros.

De modo geral, o eletroposto analisado mostrou-se uma alternativa tecnicamente viável para aplicações urbanas, capaz de ampliar a autonomia energética local, reduzir o uso da rede elétrica convencional e operar de forma estável sob ciclos diários de carga. Os resultados obtidos reforçam o potencial de integração

entre geração distribuída, armazenamento e infraestrutura de recarga como solução para a mobilidade elétrica em centros urbanos de alta insolação.

## 6.1 Propostas de Continuidade

Embora o presente trabalho apresente um conjunto robusto de análises, diversas oportunidades de aprofundamento podem ampliar a compreensão do desempenho do eletroposto e contribuir para estudos futuros voltados à evolução da mobilidade elétrica e das microrredes urbanas. Entre as possibilidades, destacam-se:

(i) Avaliação tarifária e análise econômica — incorporar modelos tarifários de energia elétrica, incluindo bandeiras, TE/TUSD e possíveis incentivos à geração distribuída, de forma a estimar custos operacionais, período de retorno e impacto econômico de diferentes configurações de BESS.

(ii) Modelagem com múltiplos perfis de demanda — ampliar o estudo para diferentes padrões de uso dos carregadores, considerando variações sazonais, comportamentos de usuários, maior penetração de VE e cenários com carregamento simultâneo intenso.

(iii) Inclusão de estratégias avançadas de controle — avaliar técnicas preditivas ou baseadas em otimização, que utilizem previsões de irradiância, demanda ou preços de energia, visando maximizar autossuficiência ou reduzir custos de operação.

(iv) Integração com sistemas de resposta da demanda e microrredes — investigar a operação do eletroposto como elemento de uma microrrede inteligente, explorando serviços ancilares, gerenciamento de carga, controle coordenado com outros sistemas FV e eventuais funcionalidades V2G.

(v) Análise detalhada do ciclo de vida do BESS — incluir degradação das baterias, profundidade média de descarga, número de ciclos e impacto de diferentes estratégias de operação sobre a vida útil e sobre o custo nivelado do armazenamento.

(vi) Expansão do modelo para múltiplos eletropostos — estudar a interação energética entre diferentes unidades em ambiente urbano, avaliando efeitos sobre a rede de distribuição e possibilidades de coordenação entre postos.

(vii) Avaliação ambiental e sustentabilidade — quantificar benefícios associados à redução de emissões, substituição de combustíveis fósseis e participação da energia solar no fornecimento às estações de recarga.

Esses desdobramentos fornecem caminhos para consolidar o eletroposto fotovoltaico com armazenamento como solução estratégica no contexto da mobilidade elétrica brasileira, contribuindo para maior robustez operacional, competitividade econômica e sustentabilidade energética.

## REFERÊNCIAS

1. **INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA).** *World Energy Outlook 2024*. Paris: IEA, 2024. 397 p. Disponível em: [IEA World Energy Outlook 2024 homepage](https://www.iea.org/world-energy-outlook-2024).
2. **INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA).** *Global EV Outlook 2024: Moving towards increased affordability*. Paris: IEA, 2024. 174 p. Disponível em: [IEA Global EV Outlook 2024 homepage](https://www.iea.org/global-ev-outlook-2024).
3. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **MME discute transição energética na aviação.** *Agência Gov*, 16 ago. 2023. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202308/mme-discute-transicao-energetica-na-aviacao>. Acesso em: 16 nov. 2025.
4. UNFCCC. **The Paris Agreement.** [S.I.]: UNFCCC, [2024]. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>. Acesso em: 16 nov. 2025.
5. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE E MUDANÇA DO CLIMA (MMA). **NDC.** Brasília: MMA, [2024]. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/mudanca-do-clima/NDC>. Acesso em: 16 nov. 2025.
6. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balço Energético Nacional: Manual Metodológico BEN.** 2. ed. Brasília, DF: EPE, jun. 2022. 93 p. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 16 nov. 2025.
7. TOOLIB, S. N. et al. Factors influencing electric vehicle adoption: a conceptual paper. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM & EXHIBITION ON BUSINESS AND ACCOUNTING, 2022. **European Proceedings of Finance and Economics.** [S.I.]: European Publisher, 2023. p. 850-857. Disponível em: <https://doi.org/10.15405/epfe.23081.77>. Acesso em: 16 nov. 2025.
8. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz Energética e Elétrica.** Brasília, DF: EPE, [2025]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 16 nov. 2025.
9. PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p. Disponível em: [https://labren.ccst.inpe.br/atlas\\_2017.html](https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html). Acesso em: 16 nov. 2025.
10. PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p.
11. RAHMAN, M. M. et al. Overview of energy storage systems in distribution network protection. *International Journal of Environmental and Science Education*, v. 11, n. 18, p. 11520-11531, 2016.

12. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Caderno de Análise Eletromobilidade: Destaques, oportunidades e desafios**. Brasília, DF: EPE, ago. 2024.
13. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Eletromobilidade no Transporte Rodoviário: Caderno PDE 2034**. Brasília, DF: EPE, ago. 2024.
14. MAJEED, I. B.; NWULU, N. I. *Impact of Reverse Power Flow on Distributed Transformers in a Solar-Photovoltaic-Integrated Low-Voltage Network*. **Energies**, v. 15, n. 23, p. 9238, dez. 2022.
15. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030**. Abu Dhabi: IRENA, out. 2017.
16. AMROUCHE, S. O. et al. Overview of energy storage in renewable energy systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 41, p. 20914-20927, 2016.
17. LIU, Y.; ZHONG, Y.; TANG, C. Sizing Optimization of a Photovoltaic Hybrid Energy Storage System Based on Long Time-Series Simulation Considering Battery Life. **Applied Sciences**, v. 13, n. 15, p. 8693, jul. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/app13158693>. Acesso em: 16 nov. 2025.
18. PROMPINIT, Krisada; KHOMFOI, Surin. Battery Management System for Microgrid Applications. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL ENGINEERING/ELECTRONICS, COMPUTER, TELECOMMUNICATIONS AND INFORMATION TECHNOLOGY (ECTI-CON)*, 15., 2018, Bangkok. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2018. p. 245-248. DOI: 10.23919/ECTI-CON.2018.8619879. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8619879>. Acesso em: 16 nov. 2025.
19. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Relatório Anual da Operação**. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/relatorio-anual>. Acesso em: 16 nov. 2025.
20. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**. Brasília, DF: EPE, [2022]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. Acesso em: 16 nov. 2025.
21. PORTAL DO BIOGÁS. O setor elétrico brasileiro: como funciona?. **Portal do Biogás**, 22 ago. 2023. Disponível em: <https://portaldobiogas.com/o-setor-eletrico-brasileiro-como-funciona/>. Acesso em: 16 nov. 2025.
22. BRASIL. **Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Estabelece o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis n. 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6

de agosto de 1997, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, 14.120, de 29 de dezembro de 2020, e 14.182, de 12 de julho de 2021; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 6 jan. 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm). Acesso em: 16 nov. 2025.

23. SIQUEIRA, Arthur Mendonça Quinhones. **A geração distribuída e compartilhada em cooperativas no Estado de São Paulo**. 2023. 112 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.
24. O QUE é Geração Distribuída?. **Geração Distribuída**, 15 out. 2008. Disponível em: <https://geracaodistribuida.blogspot.com/2008/10/o-que-gerao-distribuida.html>. Acesso em: 16 nov. 2025.
25. **INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). IEEE Std 2030.7M-2017: IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers**. New York, NY: IEEE, 2018. 41 p.
26. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **InfoMercado Mensal**: Boletim de Operações de Usinas. São Paulo: CCEE, out. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/quest/dados-e-analises/publicacoes>. Acesso em: 16 nov. 2025.
27. **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. Rio de Janeiro: EPE, nov. 2019.
28. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034**. Brasília, DF: MME/EPE, 2024. 412 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: 16 nov. 2025.
29. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Programa Mensal de Operação (PMO)**: Sumário Executivo. Rio de Janeiro: ONS, nov. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/programa-mensal-de-operacao-pmo>. Acesso em: 16 nov. 2025.
30. VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações: sistemas isolados e conectados à rede**. 2. ed. São Paulo: Oficina de Texto, 2015. Disponível em: <https://www.fee.unicamp.br/livros/energia-solar-fotovoltaica-conceitos-e-aplicacoes-sistemas-isolados-e-conectados-a-rede/>. Acesso em: 16 nov. 2025.

31. PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Edição Revisada e Atualizada. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, mar. 2014.
32. SOLAR ENERGY INDUSTRIES ASSOCIATION (SEIA); WOOD MACKENZIE. **Solar Market Insight Report Q4 2023**. [S.I.]: SEIA; Wood Mackenzie, 2023. Disponível em: <https://seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-q4-2023/>. Acesso em: 16 nov. 2025.
33. SALLES, L. M.; ARRUDA, M. A. V. Desafios da transição energética no Brasil. **Estudos Avançados**, v. 37, n. 109, p. 7-26, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/s0103-4014.2023.37109.002>. Acesso em: 16 nov. 2025.
34. RIBSOL ENERGIA SOLAR. **Sistemas Fotovoltaicos**: O que são e como funcionam?. [S.I.], Disponível em: <https://ribsol.com.br/sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 16 nov. 2025.
35. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR IEC 61851-1: Sistema de carregamento condutivo para veículos elétricos - Requisitos gerais**. Rio de Janeiro: ABNT, nov. 2021.
36. SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 4, p. 614-624, 2009.
37. TOSCAN, A. F. et al. Photovoltaic solar energy in Brazil: a review. **Revista Observatorio de la Economía Latinoamericana**, v. 22, n. 7, p. 152-167, jul. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.55905/oelv22n7-152>. Acesso em: 16 nov. 2025.
38. STENCLIK, D.; DENHOLM, P.; CHALAMALA, B. R. **The Role of Energy Storage for Renewable Integration**. [S.I.]: U.S. Department of Energy, Office of Scientific and Technical Information, 2018. Disponível em: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1429811>. Acesso em: 16 nov. 2025.
39. NITTA, N.; WU, F.; LEE, J. T.; YUSHIN, G. Li-ion battery materials: present and future. **Materials Today**, v. 18, p. 252-264, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.mattod.2014.10.040>. Acesso em: 16 nov. 2025.
40. FOGAÇA, Jennifer. Pilhas e baterias de lítio. **Brasil Escola**. [S.I.]: UOL. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/quimica/pilhas-baterias-litio.htm>. Acesso em: 16 nov. 2025.
41. WINTER, M.; BRODD, R. J. What Are Batteries, Fuel Cells, and Supercapacitors? **Chemical Reviews**, v. 104, p. 4245-4270, 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/cr020730k>. Acesso em: 16 nov. 2025.

42. ESPEDAL, I. B. et al. Current Trends for State-of-Charge (SoC) Estimation in Lithium-Ion Battery Electric Vehicles. **Energies**, v. 14, n. 11, p. 3284, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en14113284>. Acesso em: 16 nov. 2025.
43. AHMAD, A.; ALAM, M. S. A Comprehensive Review of Wireless Charging Technologies for Electric Vehicles. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, [S.l.], 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TTE.2017.2771619>. Acesso em: 16 nov. 2025.
44. LI, W.; TANG, M.; ZHANG, X.; GAO, D.; WANG, J. Operation of Distributed Battery Considering Demand Response Using Deep Reinforcement Learning in Grid Edge Control. **Energies**, v. 14, n. 22, p. 7749, 2021. DOI: 10.3390/en14227749. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/22/7749>. Acesso em: 16 nov. 2025.
45. FALTA de padrão para recarga de carros elétricos ainda é entrave no Brasil. **Quatro Rodas**, 31 maio 2024. Disponível em: <https://quatorodas.abril.com.br/carros-eletricos/falta-de-padrao-para-recarga-de-carros-eletricos-ainda-e-entrave-no-brasil/>. Acesso em: 16 nov. 2025.
46. NYAMAYOKA, L. T.; MASISI, L.; DORRELL, D.; WANG, S. Techno-Economic Feasibility and Optimal Design Approach of Grid-Connected Hybrid Power Generation Systems for Electric Vehicle Battery Swapping Station. **Energies**, v. 18, n. 5, p. 1208, 2025. DOI: 10.3390/en18051208. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/5/1208>. Acesso em: 16 nov. 2025.
47. MANSOUR, H. S. E. et al. Wireless Charging Systems for Electric Vehicles: Review. **Green Energy and Intelligent Transportation**, [S.l.], [2025?]. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.geits.2025.100371>. Acesso em: 16 nov. 2025.
48. BLOOMBERGNEF. **Lithium-ion battery pack prices see largest drop since 2017, falling to \$115 per kilowatt-hour**. BloombergNEF, 10 dec. 2024. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>. Acesso em: 16 nov. 2025.
44. PORTAL DO BIOGÁS. O setor elétrico brasileiro: como funciona?. **Portal do Biogás**, 22 ago. 2023. Disponível em: <https://portaldobiogas.com/o-setor-eletrico-brasileiro-como-funciona/>. Acesso em: 16 nov. 2025.
45. O QUE é Geração Distribuída?. **Geração Distribuída**, 15 out. 2008. Disponível em: <https://geracaodistribuida.blogspot.com/2008/10/o-que-gerao-distribuida.html>. Acesso em: 16 nov. 2025.
46. RIBSOL ENERGIA SOLAR. **Sistemas Fotovoltaicos**: O que são e como funcionam?. [S.l.], Disponível em: <https://ribsol.com.br/sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 16 nov. 2025.



47. FOGAÇA, Jennifer. Pilhas e baterias de lítio. **Brasil Escola**. [S.l.]: UOL. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/quimica/pilhas-baterias-litio.htm>. Acesso em: 16 nov. 2025.
48. FALTA de padrão para recarga de carros elétricos ainda é entrave no Brasil. **Quatro Rodas**, 31 maio 2024. Disponível em: <https://quatorodas.abril.com.br/carros-eletricos/falta-de-padrao-para-recarga-de-carros-eletricos-ainda-e-entrave-no-brasil/>. Acesso em: 16 nov. 2025.