

INSTITUTO FEDERAL DE MINAS GERAIS
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
ISADORA SILVA SANTOS

**PROJETO DE ELETROPOSTOS ALIMENTADOS POR MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

FORMIGA – MG
2026

ISADORA SILVA SANTOS

**PROJETO DE ELETROPOSTOS ALIMENTADOS POR MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Professor Dr. Renan Souza Moura

FORMIGA – MG

2026

S237p Santos, Isadora Silva
Projeto de eletropostos alimentados por módulos fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia / Isadora Silva Santos – Formiga : IFMG, 2026.
92 p. :il. color.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura
Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Eletropostos. 2. Veículos elétricos 3. Sistema fotovoltaico. 4. BESS. 5. Viabilidade Econômica. I. Moura, Renan Souza. II. Título.

CDD 621.312

ISADORA SILVA SANTOS

PROJETO DE ELETROPOSTOS ALIMENTADOS POR MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica do Instituto Federal de Minas
Gerais como requisito para obtenção do
Título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Avaliado em: 27 de maio de 2026
Nota: 90

BANCA EXAMINADORA

Renan Souza Moura
Prof. Dr. Renan Souza Moura

Gabriel Cambráia Soares
Prof. Gabriel Cambráia Soares

Felipe de Sousa Silva
Prof. Felipe de Sousa Silva

Dedico este trabalho em especial aos meus pais, que sempre me deram força para conquistar mais essa vitória em minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus e à Nossa Senhora pelas bênçãos concedidas, que foram fonte de força e sustentação ao longo de toda a elaboração deste trabalho. Pela presença constante em minha vida, auxiliando-me a superar os obstáculos e a manter a perseverança diante das dificuldades.

Aos meus pais, à minha irmã e ao meu namorado, expresso minha profunda gratidão pelo apoio, pelas orações e pelo incentivo contínuo, especialmente nos momentos mais desafiadores, em que estive sob pressão, estresse ou desânimo.

Aos meus cachorros, que estiveram ao meu lado diariamente, sobretudo durante as noites de dedicação intensa, oferecendo companhia e conforto nos períodos de maior cansaço.

Por fim, agradeço ao meu orientador, Renan Souza, pelos valiosos conselhos, orientação e suporte ao longo do desenvolvimento deste trabalho. Estendo também minha gratidão ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Formiga, instituição na qual tive a oportunidade de concretizar meus objetivos acadêmicos e que me proporcionou a base necessária para minha formação.

RESUMO

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) analisou a viabilidade econômica da implantação de um eletroposto para recarga de veículos elétricos, considerando diferentes formas de suprimento energético. A metodologia adotada baseou-se no levantamento do consumo energético do eletroposto, na simulação da demanda de recarga e no dimensionamento dos sistemas envolvidos, a partir de dados técnicos e referências da literatura. Foram avaliados três cenários: suprimento exclusivamente pela rede elétrica, suprimento pela rede elétrica associado à geração fotovoltaica e suprimento integrado à rede elétrica, geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em baterias (BESS). Para cada cenário, foram estimados os custos de investimento e operação, sendo aplicada a análise de viabilidade econômica por meio dos indicadores *Payback*, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Retorno sobre o investimento (ROI). Os resultados indicaram que o cenário com suprimento exclusivo pela rede elétrica apresentou o melhor desempenho econômico, com maior rentabilidade e menor tempo de retorno. O cenário com geração fotovoltaica mostrou-se viável, porém com menor atratividade financeira, enquanto o cenário com BESS apresentou inviabilidade econômica devido ao elevado custo de implantação.

Palavras-chave: Eletropostos; Veículos Elétricos; Sistema Fotovoltaico; BESS; Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

This undergraduate thesis (TCC) analyzed the economic feasibility of implementing an electric vehicle charging station, considering different energy supply configurations. The adopted methodology was based on estimating the energy consumption of the charging station, simulating the charging demand, and sizing the involved systems, using technical data and references from the literature. Three scenarios were evaluated: supply exclusively from the electrical grid, supply from the electrical grid combined with photovoltaic generation, and integrated supply from the electrical grid, photovoltaic generation, and a battery energy storage system (BESS). For each scenario, investment and operating costs were estimated, and economic feasibility was assessed using the Payback, Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Return on Investment (ROI) indicators. The results indicated that the scenario with exclusive supply from the electrical grid presented the best economic performance, with higher profitability and shorter payback period. The scenario with photovoltaic generation proved to be viable, although with lower financial attractiveness, while the scenario with BESS showed economic unfeasibility due to the high implementation cost.

Keywords: Charging stations; Electric Vehicles; Photovoltaic System; BESS; Economic Feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Matriz Elétrica Brasileira.	20
Figura 2 – Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.....	21
Figura 3 – Evolução da venda de VE's.....	25
Figura 4 – Sistema Híbrido conectado à rede elétrica.....	32
Figura 5 – Curva característica de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico.	33
Figura 6 – Curva característica de potência e tensão de um módulo fotovoltaico.....	34
Figura 7 – Influência da temperatura no painel fotovoltaico.	35
Figura 8 - Inversor Híbrido.....	37
Figura 9 - Sistema de armazenamento de energia por baterias.....	38
Figura 10 – Consumo de energia mensal/ano.....	40
Figura 11 – Veículo Elétrico Híbrido.....	50
Figura 12 – Veículo Elétrico Híbrido Plug-in.....	51
Figura 13 – Veículo Elétrico a Bateria.	52
Figura 14 – Veículo Elétrico a Célula de Combustível.	53
Figura 15 – Modos de Recarga.	54
Figura 16 - Tipos de Conectores.....	55
Figura 17 - Localização escolhida.....	62
Figura 18 - Layout módulos fotovoltaicos.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Eficiência das células fotovoltaicas.	30
Tabela 2 - Tecnologias dos Modos de Recarga.	55
Tabela 3 - Especificações técnicas do modelo WEMOB-S-150-W-E-4G-R-H-1T2-1CCS-1CH.	62
Tabela 4 - Modelos BEVs da BYD mais vendidos no Brasil em 2025 e capacidade das baterias.	63
Tabela 5 – Tarifa verde do subgrupo A4	66
Tabela 6 - Investimento 1º cenário.	68
Tabela 7 - Investimento 2º cenário.	72
Tabela 8 - Investimento 3º cenário.	75
Tabela 9 - Análise comparativa.	80

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Produto da tensão pela corrente.....	35
Equação 2 - Cálculo da Energia média mensal.....	40
Equação 3 - Cálculo da Energia média diária.	41
Equação 4 - Potência total do sistema.	42
Equação 5 - Número de Módulos Fotovoltaicos.....	42
Equação 6 - Tensão de circuito aberto corrigida.	42
Equação 7 - Número de módulos.....	43
Equação 8 - Número Mínimo de Baterias	44
Equação 9 - Número Mínimo de Baterias considerando a potência requerida.	44
Equação 10 - Tensão Mínima para injeção de potência reativa.....	45
Equação 11 - Número de baterias conectadas em série.....	45
Equação 12 - Número de baterias conectadas em paralelo.....	45
Equação 13 - Número total de baterias.	46
Equação 14 - Perdas no banco de baterias.	46
Equação 15 - Custo de armazenamento do banco de baterias.....	46
Equação 16 - Índice de armazenamento.....	47
Equação 17 - Payback simples.	57
Equação 18 - Valor Presente Líquido.....	58
Equação 19 - Taxa Interna de Retorno	58
Equação 20 - Retorno sobre o investimento.	59
Equação 21 -Capacidade das baterias.	64
Equação 22 - Tempo de recarga.....	64
Equação 23 - Energia diária.....	65
Equação 24 - Energia mensal.	67
Equação 25 - Custo mensal de energia.	67
Equação 26 - Custo mensal de demanda.	67
Equação 27 - Custo total mensal.	67
Equação 28 - Potência de pico SF.....	69
Equação 29 - Número de módulos.....	69
Equação 30 - Tensão de circuito aberta mínima e máxima.	70
Equação 31 - Número de módulos em série dentro da faixa MPPT.....	70
Equação 32 - Módulos Distribuídos.....	70

Equação 33 - Altura do módulo inclinado.....	71
Equação 34 - Área ocupada pelo módulo inclinado.	71
Equação 35 - Menor distância entre as fileiras.....	71
Equação 36 - Distância total entre as fileiras.	71
Equação 37 - Cálculo do custo de consumo com SF.....	72
Equação 38 - Número mínimo de bateria Huawei LUNA2000-215-2S10.....	73
Equação 39 - Número mínimo de bateria pelo critério de potência.....	73
Equação 40 - Associação em série e paralelo do sistema.	74
Equação 41 - Perdas no sistema.	74
Equação 42 - Cálculo do custo e índice de armazenamento.	74
Equação 43 - Payback simples - 1º cenário.	76
Equação 44 - VPL - 1º cenário.	76
Equação 45 - Taxa TIR - 1º cenário.	77
Equação 46 - Payback simples - 2º cenário.	78
Equação 47 - VPL - 2º cenário.	78
Equação 48 - Taxa TIR - 2º cenário.	78
Equação 49 - Payback simples - 3º cenário.	79
Equação 50 - VPL - 3º cenário.	79
Equação 51 - Taxa TIR - 3º cenário.	79

ABREVIATURAS, SIGLAS E CONVENÇÕES

CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
MW	Megawatts
GW	Gigawatts
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
VE's	Veículos Elétricos
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEA	Agência Internacional de Energia
ABVE	Associação Brasileira do Veículo Elétrico
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
SF's	Sistemas Fotovoltaicos
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
SHCR	Sistema Híbrido Conectado à Rede Elétrica
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
kWh	Quilowatt-hora
HSP	Horas de Sol Pleno
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
DPS	Dispositivos de Proteção Contra Surtos
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
PE	Condutor de Proteção
HEVs	Veículos Elétricos Híbridos
PHEVs	Veículos Elétricos Híbridos Plug-in
BEVs	Veículos Elétricos a Bateria
FCEVs	Veículos Elétricos a Célula de Combustível
ROI	Retorno Sobre o Investimento

LISTA DE SÍMBOLOS

W	Watt
P	Potência (W)
V	Tensão (V)
I	Corrente (A)
EMM	Energia média mensal em (kWh/mês)
EMD	Energia média diária em (kWh/dia)
P_{pico}	Potência pico do sistema fotovoltaico em (kWp)
HSP	Horas de sol a pleno
$^{\circ}C$	Graus celsius
N_m	Número de módulos fotovoltaicos
P_m	Potência de módulo
P_{pico}	Potência pico do sistema fotovoltaico em (kWp)
N_{E_n}	Número mínimo de baterias
E_n	Energia nominal total que deve ser armazenada pelo BESS
E_{bat}	Energia armazenada em cada bateria individual
SOC_{max}	Limite máximo do estado de carga
SOC_{min}	Limite mínimo do estado de carga
N_{P_n}	Número mínimo de baterias, considerando a potência
P_n	Potência nominal exigida pela aplicação do BESS
$V_{bat_{min}}$	Tensão mínima de uma bateria individual, considerando o SOC_{min}
C_n	Taxa <i>C-rate</i> , que indica a relação entre corrente de descarga e capacidade da bateria
C_r	Capacidade nominal da bateria
$V_{dc_{min}}$	Tensão Mínima para injeção de potência reativa
V_g	Tensão de pico de linha
$V_{g_{max}}$	Tensão máxima da rede CA
x_{pu}	Impedância de saída equivalente do inversor

δ	Margem de segurança de tensão
N_s	Número de baterias conectadas em série
N_p	Número de baterias conectadas em paralelo
N_{min}	Número mínimo
P_{bat}	Perdas no banco de baterias
r_{bat}	Resistência interna individual de cada bateria
N_T	Número total de baterias
C	Custo de armazenamento do banco de baterias
$N_{T_{base}}$	Número total de baterias no conjunto base
N_{T_s}	Número total de baterias desejado para calcular o custo
$I_{n_{cap}}$	Índice de armazenamento
$E_{n_{Armazenada}}$	Energia armazenada pelo conjunto de baterias
$E_{n_{Gerada}}$	Energia total gerada pelo sistema
P_b	<i>Payback</i> simples
V_i	Valor do investimento
V_r	Valor da receita esperada
VP_L	Valor presente líquido
FC_j	Fluxo de caixa previsto para cada intervalo de tempo
FC_0	Fluxo de caixa verificado no momento zero (inicial)
i	Taxa de juros
j	Período em anos definido
i_r	Taxa interna de retorno
FC_j	Fluxo de caixa previsto para cada intervalo de tempo
C_b	Capacidade das baterias
T_r	Tempo de recarga
C_d	Custo mensal de demanda
C_t	Custo total mensal
M_d	Módulos Distribuídos
H	Altura do módulo
L	Largura do módulo
D	Área ocupada pelo módulo inclinado

d	Menor distância entre as fileiras
D_T	Distância total entre as fileiras
$V_{oc,prev}$	Tensão de circuito aberta prevista
$V_{MPPT,min}$	Tensão mínima da entrada MPPT
$V_{MPPT,max}$	Tensão máxima da entrada MPPT
$V_{oc,min}$	Tensão de circuito aberto em temperatura mínima
$V_{oc,max}$	Tensão de circuito aberto em temperatura máxima
G_{ob}	Ganho obtido
P_t	Período analisado
V_i	Valor investido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	19
1.1 Hipótese.....	26
1.2 Justificativa	27
1.3 Objetivo.....	27
1.3.1 Objetivo geral.....	27
1.3.2 Objetivos específicos	27
2 REFERENCIAL TEÓRICO	29
2.1 Sistema Fotovoltaico.....	29
2.1.1 Sistema Híbrido conectado à rede elétrica (SHCR).....	31
2.1.2 Equipamentos do sistema híbrido conectado à rede elétrica.....	32
2.1.2.1 Módulos Fotovoltaicos	32
2.1.2.2 Inversores Híbridos.....	36
2.1.2.3 Baterias.....	37
2.1.2.4 Outros Componentes	39
2.1.3 Dimensionamento de um sistema híbrido	40
2.1.3.1 Levantamento do consumo diário	40
2.1.3.2 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos	41
2.1.3.3 Dimensionamento dos inversores híbridos	43
2.1.3.4 Dimensionamento do BESS	44
2.1.3.5 Dimensionamento das Proteções	47
2.1.3.6 Dimensionamento do Aterramento	48
2.2 Veículos Elétricos	49
2.2.1 Tipos de VE's.....	49
2.2.1.2 Veículos elétricos híbridos plug-in (PHEVs)	51

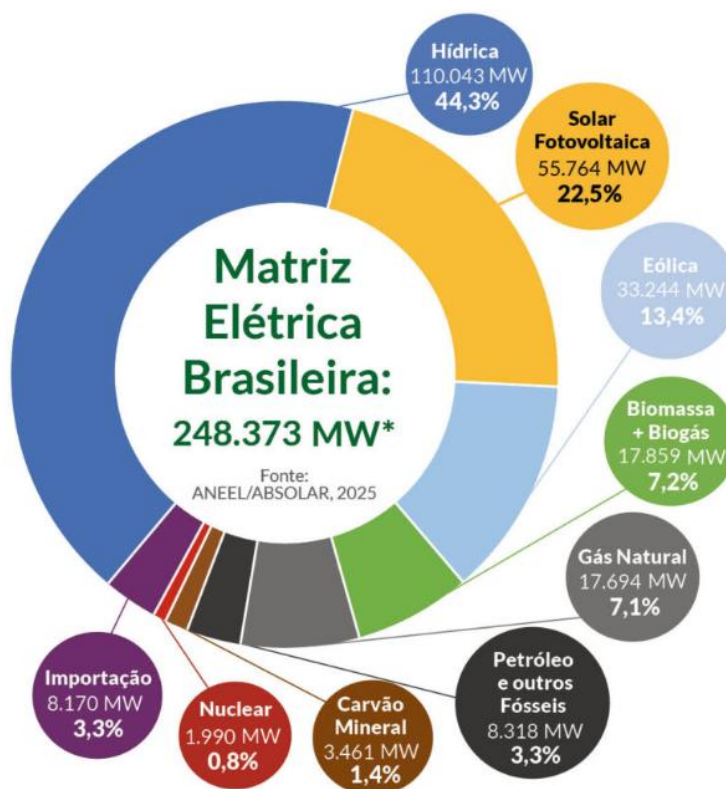
2.2.1.3 Veículos elétricos a bateria (BEVs).....	52
2.2.1.4 Veículos elétricos a célula de combustível (FCEVs).....	53
2.3 Eletropostos.....	54
2.3.1 Tipos de conectores.....	55
2.3.2 Dimensionamento de Eletropostos	56
2.4 Indicadores de viabilidade econômica	56
2.4.1 Payback.....	57
2.4.2 Valor Presente Líquido (VPL)	57
2.4.3 Taxa Interna de Retorno (TIR).....	58
2.4.4 Retorno sobre o Investimento (ROI)	59
3 METODOLOGIA.....	60
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	61
4.1 Escolha do local de instalação.....	61
4.2 Levantamento de consumo.....	62
4.2.1 Eletroposto conectado à rede elétrica.....	65
4.2.2 Eletroposto suprido pela rede elétrica e geração fotovoltaica.....	68
4.2.3 Eletroposto suprido pela rede elétrica, geração fotovoltaica e BESS	73
4.2.4 Análise de viabilidade econômica	75
4.2.4.1 Análise de viabilidade 1º cenário	75
4.2.4.2 Análise de viabilidade 2º cenário	77
4.2.4.3 Análise de viabilidade 3º cenário	78
4.2.4.4 Análise comparativa.....	79
5 CONCLUSÃO.....	82
REFERÊNCIAS.....	87

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o crescimento acelerado da atividade econômica e o consequente aumento do consumo de energia elétrica têm pressionado significativamente os sistemas energéticos em todo o mundo. Essa intensificação da demanda, associada à predominância de fontes não renováveis, como o petróleo, o carvão mineral e o gás natural, acarreta desafios ambientais consideráveis, incluindo a elevação das emissões de gases de efeito estufa e a degradação de diversos ecossistemas. Esse cenário tem impulsionado o debate sobre a sustentabilidade energética e a urgência de uma transição para matrizes mais limpas e sustentáveis.

Diante desse contexto, destaca-se a necessidade de investir em alternativas energéticas que conciliem eficiência, viabilidade econômica e responsabilidade ambiental. A energia solar fotovoltaica, por sua disponibilidade abundante e caráter renovável, tem se consolidado como uma alternativa promissora para a geração elétrica. No Brasil, país privilegiado pela alta incidência solar ao longo do ano, essa fonte representa uma oportunidade estratégica para diversificar a matriz elétrica nacional, historicamente dependente de fontes hídricas. O Brasil consolidou-se como um dos líderes globais em energia solar fotovoltaica, alcançando a 6ª posição no ranking mundial de capacidade instalada. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2025), o país atingiu 55.764 megawatts (MW) de potência instalada em março de 2025, o que corresponde a aproximadamente 22,5% da matriz elétrica nacional, conforme indicado pela Figura 1.

Figura 1- Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: ABSOLAR, 2025.

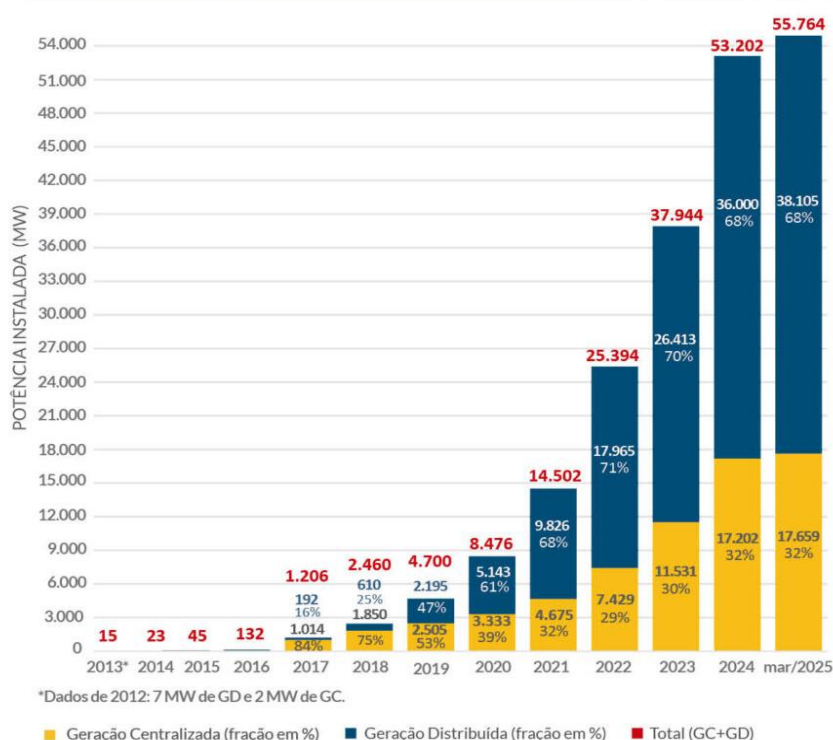
Além de reduzir a pressão sobre os reservatórios das usinas hidrelétricas, o aproveitamento da energia solar pode contribuir para a mitigação de impactos ambientais, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover maior segurança energética. A crescente inserção da tecnologia fotovoltaica demonstra seu potencial de expansão e a sua relevância no cenário da transição energética brasileira.

A Figura 2 indica dados da evolução da fonte solar fotovoltaica do tipo distribuída e centralizada no Brasil. Segundo relatório disponibilizado pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2025) em 2024, o Brasil bateu recorde de novas instalações de sistema de energia solar, pois em um único ano foram adicionados na matriz energética 14,3 gigawatts (GW).

Figura 2 – Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.

Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2025.



Fonte: ABSOLAR, 2025.

Embora tenha havido avanços significativos e uma expansão expressiva da energia solar fotovoltaica no Brasil, sua natureza intermitente, com produção restrita à presença do sol, ainda constitui um desafio para assegurar a continuidade e a estabilidade do fornecimento de energia. Nesse cenário, o desenvolvimento e a implementação de sistemas híbridos de geração com armazenamento de energia se tornam cada vez mais importantes para garantir maior confiabilidade energética.

Os sistemas híbridos são caracterizados pela combinação de mais de uma fonte de energia, como solar e eólica, solar e baterias, solar e motor a diesel, solar e hidráulica, entre outras configurações. Quando utilizados em conjunto com a rede elétrica, esses sistemas operam por meio de inversores híbridos, que possibilitam a integração entre a geração local, o armazenamento de energia e o fornecimento convencional da concessionária (SYDLE, 2025). Em 2022, a ISA Energia desenvolveu um projeto pioneiro no Brasil envolvendo a integração de sistemas de armazenamento de energia com a rede elétrica por meio de inversores híbridos. A iniciativa foi implantada na Subestação de Registro, no estado de São Paulo, com o propósito de

aumentar a estabilidade do fornecimento de energia à região litorânea. A proposta tecnológica demonstrou capacidade de resposta rápida a variações de demanda, consolidando-se como uma referência prática na aplicação de soluções híbridas no setor elétrico nacional (ISA ENERGIA, [s.d.]).

De acordo com o Portal Solar (2024), os sistemas híbridos de energia solar se dividem, principalmente, em modelos do tipo *All in One* e *Bi-modal*. O sistema *All in One* combina todos os componentes essenciais para a operação em um único dispositivo, sendo mais frequentemente usado em aplicações residenciais. Com essa configuração, é possível armazenar a energia solar produzida durante o dia para uso à noite, além de poder se conectar à rede elétrica como fonte complementar ou de emergência.

Em contrapartida, no sistema *Bi-modal*, os painéis solares atendem à demanda de energia durante o dia, enquanto a rede elétrica fornece energia à noite. Essa opção é frequentemente utilizada em contextos comerciais e industriais, graças à sua maior resistência e habilidade para fornecer cargas mais pesadas de forma contínua.

A presença de sistemas de armazenamento de energia é essencial para garantir o funcionamento eficiente dos sistemas híbridos fotovoltaicos, principalmente em condições de baixa radiação solar. Nesse cenário, sobressai-se o BESS (*Battery Energy Storage System*), ou Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias, que segundo a NeoSolar (2025), é predominantemente composto por baterias recarregáveis de íons de lítio. Essas baterias têm a capacidade de armazenar energia de várias fontes e liberá-la conforme a necessidade. Em sistemas híbridos com geração fotovoltaica, o BESS permite o uso completo da energia solar gerada, mesmo em dias nublados ou à noite, ao armazenar o excedente produzido durante o dia. O uso desses sistemas, além de assegurar a autonomia e a estabilidade energética, desempenha um papel importante na descarbonização da matriz elétrica, diminuindo a dependência de combustíveis fósseis e reduzindo as emissões de gases de efeito estufa (SIEMENS ENERGY, [s.d.]).

Os sistemas de armazenamento em bateria (BESS), além de serem cruciais para a estabilização da rede elétrica e integração das fontes renováveis, desempenham um papel significativo na maneira como gerenciamos as diversas cargas conectadas à rede. Em um sistema cada vez mais dinâmico, no qual os consumidores demandam diferentes tipos de fornecimento, é essencial compreender como essas cargas se comportam. Nesse contexto, o BESS desempenha um papel

intermediário entre a geração e o consumo, contribuindo para equilibrar a oferta de energia em períodos de alta demanda, minimizar flutuações acentuadas e possibilitar uma utilização mais eficiente dos recursos disponíveis (*PILOT ENERGY STORAGE*, 2024).

No sistema de distribuição de energia elétrica, existem diversos tipos de cargas, classificadas conforme seu comportamento e natureza de consumo. As cargas resistivas consomem energia elétrica de forma constante e estão geralmente associadas a dispositivos que a convertem em calor, como chuveiros, aquecedores e lâmpadas incandescentes. As cargas indutivas consomem energia elétrica e, simultaneamente, geram um campo magnético, sendo representadas por equipamentos como motores elétricos e transformadores. As cargas capacitivas armazenam energia na presença do campo elétrico, sendo usadas, por exemplo, em sistemas de correção de fator de potência e em componentes de equipamentos eletrônicos. As cargas eletrônicas e não lineares, como computadores, fontes chaveadas e dispositivos com controle eletrônico, podem gerar harmônicos na rede e demandam atenção quanto à qualidade da energia. Por fim, existem as cargas variáveis ou intermitentes, como aquelas encontradas em sistemas industriais automatizados, que apresentam oscilações abruptas de demanda. As cargas não lineares, em especial, exigem atenção redobrada, pois podem gerar distorções harmônicas e afetar o desempenho da instalação elétrica (FILHO, 2017).

Atualmente, os veículos elétricos (VE's) vêm sendo integrados de forma crescente aos sistemas de distribuição de energia, representando uma nova classe de carga com características específicas. Esses veículos utilizam motores elétricos alimentados por baterias recarregáveis, o que diminui drasticamente a emissão de poluentes, comparado com a emissão de veículos a combustão, reduz o nível de ruído e diminui os custos com manutenção. A recarga pode ser realizada em estações públicas ou privadas, conforme a infraestrutura disponível (PORTAL SOLAR, [s.d.]).

Conforme dados apresentados pela Agência Internacional de Energia (IEA), mencionados pelo Portal Solar, o transporte é um dos setores que mais contribuem para a emissão de gases de efeito estufa, respondendo por aproximadamente um quinto das emissões globais, índice que, no Brasil, ultrapassa os 40%. Essa realidade reforça a necessidade de alternativas menos poluentes. Os veículos elétricos se apresentam como uma opção viável nesse contexto, não apenas por sua maior

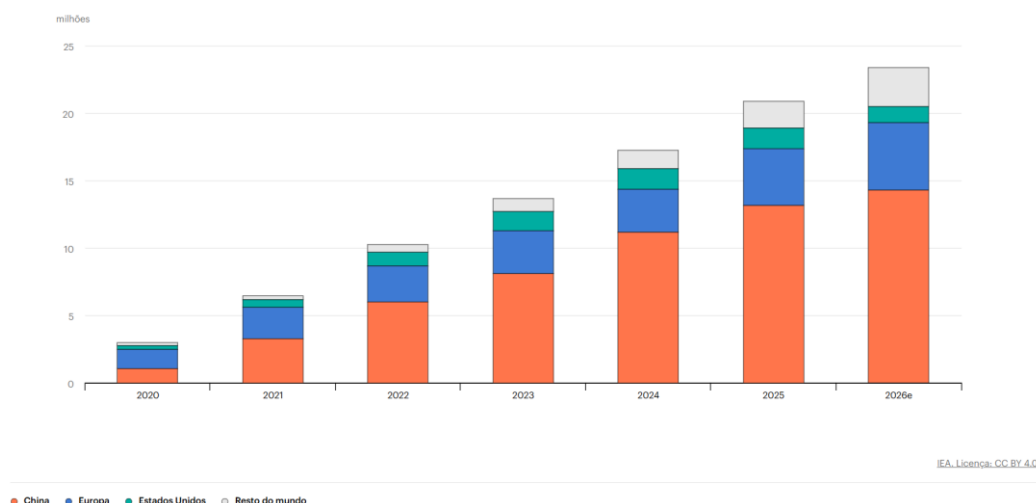
eficiência energética, mas também pela contínua redução dos custos de produção, especialmente no que diz respeito às baterias (ANEEL, 2022).

O avanço da eletromobilidade no Brasil tem se tornado cada vez mais evidente, impulsionado pelo crescimento contínuo das vendas de veículos eletrificados. Dados divulgados pela Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE) indicam que, em fevereiro de 2026, houve um aumento de 92% nos emplacamentos de veículos eletrificados em comparação ao mesmo período do ano anterior, evidenciando a expansão desse segmento no mercado nacional. Além disso, a entidade projeta que as vendas de veículos eletrificados possam ultrapassar 280 mil unidades ao longo de 2026, reforçando a tendência de crescimento e consolidação da mobilidade elétrica no país (ABVE, 2026).

Em nível global, a eletromobilidade também mantém trajetória de expansão acelerada. De acordo com o relatório Global EV Outlook 2026, publicado pela IEA, as vendas mundiais de veículos elétricos ultrapassaram 20 milhões de unidades em 2025, representando aproximadamente 25% das vendas globais de automóveis. A China permaneceu como o principal mercado mundial do setor, com mais de 13 milhões de veículos elétricos comercializados em 2025, correspondendo a cerca de 55% das vendas de automóveis novos no país. Na Europa, as vendas superaram 4 milhões de unidades, enquanto os mercados emergentes também apresentaram crescimento significativo, evidenciando a consolidação da mobilidade elétrica em escala mundial.

Na Figura 3, observa-se o crescimento da comercialização de veículos eletrificados.

Figura 3 – Evolução da venda de VE's.



Diante desse cenário, torna-se essencial a implantação de uma rede de recarga que seja tecnicamente adequada, segura e acessível, de modo a atender à demanda projetada para os próximos anos e proporcionar praticidade aos usuários. Pontos de abastecimento vêm sendo instalados em diversos contextos, como condomínios residenciais, centros comerciais, supermercados, postos de combustíveis e empresas, tanto para uso interno quanto como um diferencial oferecido a clientes e colaboradores (WEEKE, 2023).

Entretanto, a expansão dessa infraestrutura exerce influência direta sobre a rede elétrica de distribuição. No âmbito residencial, a demanda por recarga de veículos elétricos recai sobre as redes de baixa tensão (BT), que muitas vezes não foram projetadas para suportar a elevação do consumo, podendo apresentar sobrecarga ou instabilidade. Em áreas comerciais e industriais, os sistemas de recarga operam, em geral, em redes de média tensão (MT), as quais também demandam reconfiguração para absorver a nova carga com segurança e eficiência (BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO, 2022). Portanto, os impactos mais significativos são observados justamente nas redes MT e BT das concessionárias, exigindo planejamento e investimentos por parte dos agentes do setor elétrico.

Considerando a expansão paralela da geração distribuída, especialmente por meio da tecnologia fotovoltaica, observa-se a viabilidade de integração entre sistemas de recarga de veículos elétricos e fontes renováveis de energia. Tal solução contribui para a construção de um modelo energético mais sustentável, ao mesmo tempo em

que reduz a sobrecarga sobre a infraestrutura tradicional, aumenta a confiabilidade do suprimento e proporciona maior autonomia ao consumidor.

Deste modo, o presente estudo tem como objetivo analisar as tecnologias emergentes e as possíveis integrações funcionais entre a geração fotovoltaica e o fornecimento de energia em eletropostos públicos, com ênfase na viabilidade da integração de sistemas híbridos, compostos por painéis solares conectados à rede elétrica e por unidades de armazenamento de energia. A proposta visa avaliar a capacidade desses sistemas em suprir de forma eficiente e estável a demanda energética associada ao carregamento de veículos elétricos, considerando aspectos técnicos, operacionais e de viabilidade.

1.1 Hipótese

Parte-se da hipótese de que a utilização de painéis fotovoltaicos associados a sistemas de armazenamento de energia em baterias pode representar uma solução técnica e economicamente viável para o suprimento energético de eletropostos de carregamento de veículos elétricos. Para a verificação dessa hipótese, serão analisados três cenários distintos, com o objetivo de identificar aquele que apresenta maior viabilidade econômica:

- Cenário 1: eletroposto suprido exclusivamente pela rede de distribuição de energia elétrica;
- Cenário 2: eletroposto suprido pela rede de distribuição de energia elétrica em conjunto com geração fotovoltaica;
- Cenário 3: eletroposto suprido pela rede de distribuição, geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em baterias BESS.

1.2 Justificativa

O crescimento da frota de veículos elétricos no Brasil e no mundo tem impulsionado a necessidade de expansão e adequação da infraestrutura de recarga, de modo que esta seja eficiente, sustentável e economicamente viável. Nesse contexto, a utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, associados a unidades de armazenamento de energia em baterias, configura-se como uma alternativa promissora, ao permitir a redução da dependência da rede convencional, a minimização dos custos com energia e o fornecimento mesmo em condições de baixa radiação solar ou elevada demanda.

1.3 Objetivo

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo deste Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) é analisar a viabilidade econômica da implantação de eletropostos de recarga para veículos elétricos, por meio da comparação entre três cenários distintos de suprimento energético.

1.3.2 Objetivos específicos

São definidos os seguintes objetivos específicos para alcançar o objetivo geral.

- Dimensionar um sistema fotovoltaico para atender à demanda energética de um eletroposto;
- Projetar um sistema fotovoltaico acoplado a um banco de baterias (BESS) para suprir o eletroposto;

- Calcular indicadores de viabilidade econômica, tais como Valor Presente Líquido (VPL), *Payback*, Taxa Interna de Retorno (TIR) e Retorno sobre o Investimento (ROI);
- Avaliar, com base nos resultados financeiros obtidos, a viabilidade dos cenários projetados e identificar o modelo mais adequado.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo abordará os fundamentos essenciais relacionados aos sistemas fotovoltaicos (SF's), aos veículos elétricos (VE's), às infraestruturas de recarga e aos principais indicadores de viabilidade econômica.

2.1 Sistema Fotovoltaico

A energia solar representa uma das principais alternativas renováveis disponíveis para a geração de eletricidade no contexto global, caracterizando-se por seu elevado potencial de disponibilidade e pela baixa emissão de poluentes. A quantidade de radiação solar que incide diariamente sobre a superfície terrestre supera amplamente o consumo energético global, configurando-se como uma das alternativas mais promissoras para a diversificação da matriz energética e a mitigação dos impactos ambientais (VILLALVA, 2012).

Parte dessa energia pode ser convertida diretamente em eletricidade por meio da utilização de sistemas fotovoltaicos, que operam com base no efeito fotovoltaico. A conversão da radiação solar em energia elétrica ocorre de forma direta por meio de um conjunto de dispositivos interligados, tais como módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação, cabos, conectores e, em algumas configurações, sistemas de armazenamento com baterias.

O processo inicia-se com a incidência da luz solar sobre os módulos fotovoltaicos. A radiação solar, composta por fótons, interage com as células fotovoltaicas, desencadeando a liberação de elétrons nos materiais semicondutores e, assim, gerando eletricidade. Esses dispositivos constituem a unidade básica dos módulos solares e são amplamente utilizados em contextos diversos de usinas solares de grande porte a aplicações espaciais.

O silício é amplamente utilizado como material semicondutor na fabricação de células fotovoltaicas, devido à sua abundância na crosta terrestre e à eficiência na conversão da radiação solar em energia elétrica. As células solares podem ser

classificadas com base nos materiais e processos de fabricação, sendo os principais tipos: monocristalino, policristalino, filme fino e multijunção, cada qual com características técnicas específicas (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

- Silício monocristalino: apresenta alta eficiência de conversão energética, sendo indicado para instalações com espaço limitado, embora envolva custos de produção mais elevados;
- Silício policristalino: apresenta rendimento inferior ao do tipo monocristalino, mas destaca-se por sua produção simplificada e menor custo de fabricação, o que o torna uma opção viável e bastante comum em aplicações residenciais e comerciais.
- Filme fino: utiliza materiais como CdTe, a-Si e CIGS, destacando-se por sua leveza, flexibilidade e aplicabilidade em superfícies não convencionais, ainda que com menor eficiência;
- Multijunção: composta por várias camadas semicondutoras que captam diferentes comprimentos de onda da luz solar, podendo atingir eficiências superiores a 40% em condições de laboratório, embora com elevado custo e complexidade de fabricação.

A Tabela 1 expõe a comparação de eficiência dos materiais de células fotovoltaicas.

Tabela 1 – Eficiência das células fotovoltaicas.

Material da célula	Eficiência típica
Silício monocristalino (TOPCon/HJT/IBC)	22 - 24,8%
Silício monocristalino (PERC)	20 - 22%
Silício policristalino	15 - 18%
Silício amorfo (a-Si)	6 - 10%
CIGS	14 - 18%
Telureto de cádmio (CdTe)	18 - 20%

Fonte: Adaptado de Fraunhofer ISE (2025).

A energia originada pelas células fotovoltaicas é inicialmente produzida em corrente contínua (CC), o que torna necessária a presença de inversores para

convertê-la em corrente alternada (CA), compatível com os padrões residenciais e comerciais. A capacidade total do sistema, por sua vez, resulta diretamente da interação entre a tensão e a corrente geradas pelos módulos solares.

Atualmente, os módulos fotovoltaicos comerciais mais eficientes atingem rendimentos próximos a 30%, conforme dados de fabricantes líderes e institutos de pesquisa em energia. No entanto, essa eficiência pode ser menor em tecnologias mais acessíveis, especialmente aquelas voltadas a projetos de grande escala com menor custo por watt instalado.

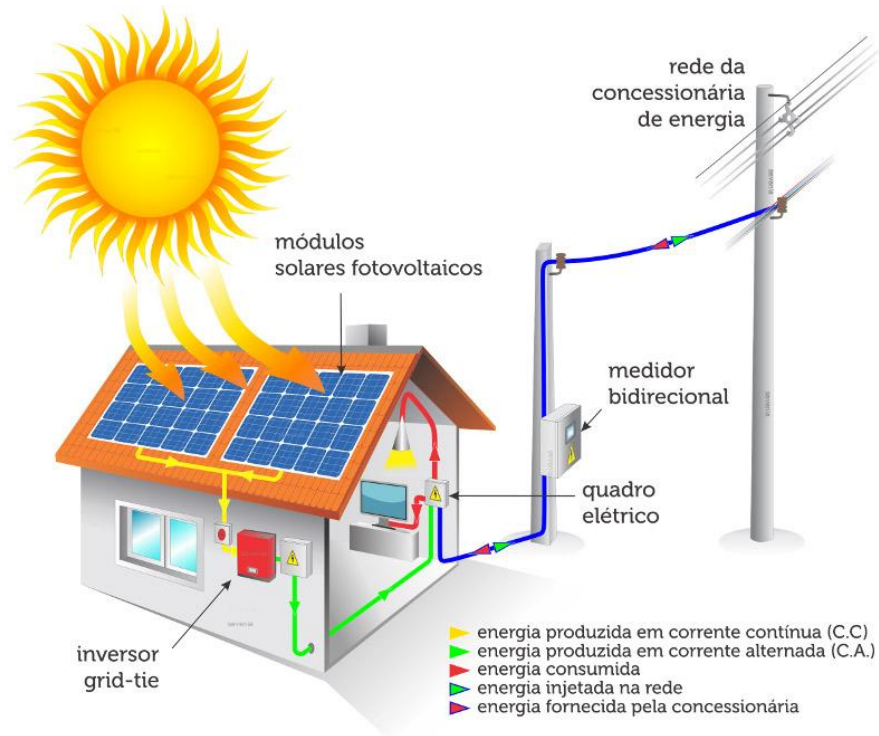
Além da geração de energia limpa, os sistemas fotovoltaicos apresentam benefícios ambientais e econômicos importantes, como a redução de gases de efeito estufa e a diminuição da dependência de fontes fósseis. Tais características contribuem para o avanço das políticas de sustentabilidade e da descarbonização do setor elétrico, objetivos amplamente defendidos por organismos internacionais como a IRENA e a IEA.

2.1.1 Sistema Híbrido conectado à rede elétrica (SHCR)

Os SHCR envolvem a combinação de múltiplas fontes energéticas, como solar e eólica, solar e baterias, solar e motor a diesel ou solar e hidráulica, entre outras, integradas por meio de inversores híbridos à rede elétrica. Essa integração viabiliza o gerenciamento simultâneo entre geração local, armazenamento e fornecimento convencional da concessionária, garantindo maior flexibilidade e confiabilidade na operação (SYDLE, [s.d.]).

Durante o dia, os módulos fotovoltaicos convertem a radiação solar em eletricidade, a qual pode ser utilizada imediatamente ou injetada na rede para geração de créditos. Quando há sistema de armazenamento, o excedente é acumulado nas baterias, que fornecem energia em períodos de menor geração, como à noite ou em dias nublados, assegurando autonomia e continuidade no suprimento energético (BV INSPIRA, 2025). A Figura 4 apresenta o funcionamento de um sistema híbrido conectado à rede elétrica.

Figura 4 – Sistema Híbrido conectado à rede elétrica.



Fonte: ENERGIA ECO, [s.d.].

Neste Trabalho de Conclusão de Curso, discute-se exclusivamente o sistema híbrido conectado à rede elétrica, composto por painéis fotovoltaicos e unidades de armazenamento em baterias.

2.1.2 Equipamentos do sistema híbrido conectado à rede elétrica

2.1.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos, também chamados de painéis solares, são responsáveis por captar a radiação proveniente do Sol e transformá-la em energia elétrica, utilizando para isso o chamado efeito fotovoltaico. Esse efeito ocorre nos materiais semicondutores das células solares, quando os fótons da luz solar incidem sobre sua superfície e estimulam os elétrons a migrarem para níveis de energia mais altos, originando uma corrente elétrica aproveitável (PORTAL SOLAR, [s.d.]).

Cada célula fotovoltaica apresenta, em média, uma tensão de saída em torno de 0,6 volts. Para alcançar níveis superiores, essas células são organizadas em série

dentro dos módulos, que podem conter de 36 até 72 unidades, a depender do projeto elétrico e da potência final desejada (VILLALVA, 2012).

A corrente elétrica gerada por um módulo está relacionada à área ativa das células e à quantidade de radiação solar recebida. Módulos com maior área de captação produzem correntes mais elevadas. Normalmente, os módulos de silício cristalino atingem correntes em torno de 8 amperes, enquanto os de filme fino geram valores inferiores, próximos de 2 amperes (VILLALVA, 2012).

É importante destacar que o processo de geração de energia não depende exclusivamente de dias ensolarados. Mesmo em condições de baixa irradiação, como em dias nublados, os módulos fotovoltaicos continuam a produzir eletricidade, embora com menor intensidade. Portanto, para otimizar a captação de energia e aumentar a eficiência do sistema, os módulos devem ser instalados em locais com máxima exposição à radiação solar.

Segundo Villalva (2012), a operação elétrica de um módulo fotovoltaico pode ser compreendida por meio de suas curvas características. A relação entre a corrente (I) e a tensão (V) geradas pelo módulo é representada graficamente pela chamada curva I-V. Essa curva permite visualizar como a corrente elétrica varia à medida que a tensão é alterada, sendo essencial para a análise do desempenho do sistema fotovoltaico. A Figura 5 ilustra a curva característica I-V de um módulo fotovoltaico, mostrando a relação entre corrente e tensão sob diferentes condições de operação.

Figura 5 – Curva característica de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico.



Fonte: VILLALVA, 2012.

Outra representação é a curva P-V, apresentada pela Figura 6, que expressa a potência elétrica gerada em função da tensão. Essa curva é obtida pela multiplicação entre os valores de corrente e tensão em cada ponto da curva I-V, possibilitando a identificação do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*).

Figura 6 – Curva característica de potência e tensão de um módulo fotovoltaico.



Fonte: VILLALVA, 2012.

As curvas I-V e P-V indicadas pelas Figuras 5 e 6, respectivamente, de um módulo fotovoltaico apresentam um ponto específico: o MPPT. Esse ponto representa a condição na qual o módulo atinge sua maior eficiência na conversão da radiação solar em energia elétrica, fornecendo a máxima potência possível.

Operar o sistema fotovoltaico nesse ponto é fundamental para otimizar o desempenho energético, pois é nesse regime que ocorre a melhor relação entre tensão e corrente, resultando na maior geração de energia. Para isso, utilizam-se controladores eletrônicos denominados rastreadores do MPPT, que ajustam constantemente a operação do sistema a fim de manter o funcionamento próximo a esse ponto ideal.

A temperatura exerce uma influência significativa no desempenho dos módulos fotovoltaicos, especialmente sobre a tensão de saída. À medida que a temperatura aumenta, a tensão de operação do módulo fotovoltaico diminui. Esse comportamento se deve à influência do calor nas propriedades dos materiais semicondutores, que afeta a diferença de potencial entre as junções e, conseqüentemente, a tensão de saída (VILLALVA, 2012).

Ainda segundo Villalva (2012), a corrente elétrica tende a se manter praticamente constante com a variação de temperatura, sofrendo apenas pequenas variações. Como a potência elétrica gerada por um módulo é o produto da tensão pela corrente, indicada pela equação 1, a redução na tensão resulta em uma queda na potência fornecida.

Equação 1 - Produto da tensão pela corrente.

$$P = V \times I \quad (1)$$

Sendo:

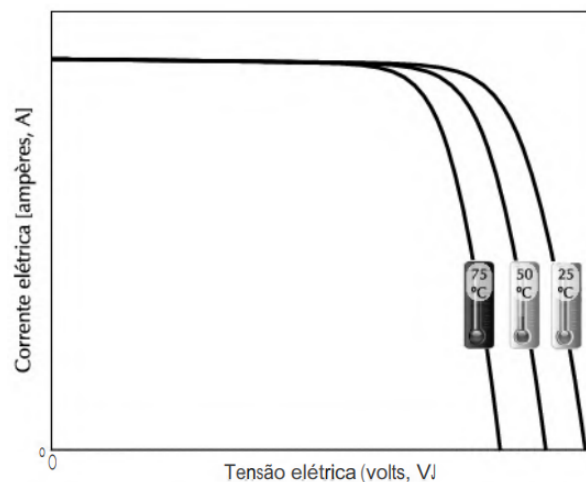
P = potência (W);

V = tensão (V);

I = corrente (A).

Na curva I–V exibida pela Figura 7, é possível perceber que, em temperaturas mais elevadas (por exemplo, 75 °C), a curva se desloca para a esquerda, indicando uma menor tensão de saída em comparação com temperaturas mais baixas (25 °C). Isso evidencia que o desempenho dos painéis é mais eficiente em condições de temperatura moderada, mesmo sob alta irradiância solar.

Figura 7 – Influência da temperatura no painel fotovoltaico.



Fonte: VILLALVA, 2012.

Para atender à demanda energética de sistemas maiores, os módulos fotovoltaicos são organizados em arranjos específicos, conforme a necessidade do projeto. Essa organização pode ser feita em série, em paralelo ou em uma combinação de ambos.

Quando os módulos são conectados em série, a tensão elétrica total do arranjo corresponde à soma das tensões de cada módulo, enquanto a corrente elétrica permanece constante em todo o circuito. Esse tipo de conexão é ideal para aplicações que exigem valores mais elevados de tensão, como em sistemas que alimentam inversores de maior porte.

Quando os módulos são ligados em paralelo, a corrente elétrica total do arranjo corresponde à soma das correntes de cada módulo, enquanto a tensão permanece igual à tensão nominal de uma única unidade. Essa configuração é recomendada para aplicações que exigem maiores níveis de corrente elétrica (VILLALVA, 2012).

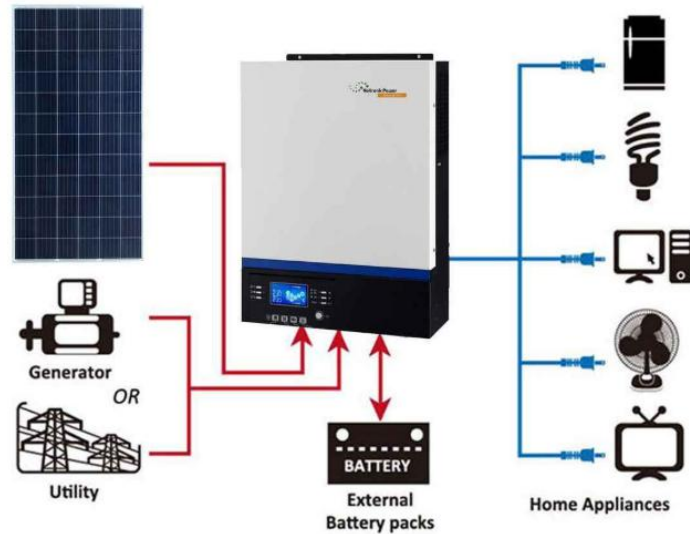
O tipo de arranjo escolhido depende das especificações técnicas do sistema, das condições de operação e das características dos dispositivos conectados à geração fotovoltaica.

2.1.2.2 Inversores Híbridos

O inversor híbrido coordena o fornecimento de energia conforme a disponibilidade e a demanda. Em situações de baixa produção solar, ele permite o suprimento de energia por meio da rede elétrica, já quando há geração excedente, direciona essa energia para o armazenamento em baterias ou envia de volta para rede elétrica (FERREIRA, 2024).

Além de atuar na gestão das fontes de energia, o inversor híbrido é responsável pela conversão da corrente contínua (CC), proveniente dos módulos fotovoltaicos ou das baterias de armazenamento, em corrente alternada (CA). Essa conversão é indispensável para a utilização da energia elétrica em equipamentos e instalações que operam em corrente alternada, padrão adotado pela maioria dos aparelhos eletrodomésticos e pela rede elétrica convencional. A Figura 8 apresenta o princípio de funcionamento de um inversor híbrido, evidenciando a integração entre os módulos fotovoltaicos, o banco de baterias, a rede elétrica e as cargas consumidoras.

Figura 8 - Inversor Híbrido.



Fonte: SOLARMAT, [s.d.].

2.1.2.3 Baterias

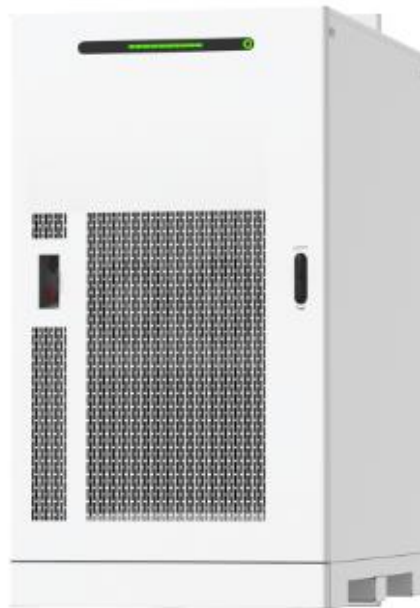
As baterias servem para guardar energia na forma química e depois transformar essa energia em eletricidade. Isso acontece quando os elétrons se movem de um lado da bateria para o outro, passando por um circuito externo (SCHIPITOSKI, 2022 apud OLIVEIRA, 2024). Em outras palavras, trata-se de um conjunto de dispositivos projetados para conservar a energia gerada e disponibilizá-la em momentos de necessidade.

Nos últimos anos, tem crescido significativamente a adoção dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria, conhecidos pela sigla BESS (*Battery Energy Storage System*). Esses sistemas consistem em conjuntos de baterias integrados a sistemas de controle, inversores e sistemas de gerenciamento, cuja principal finalidade é armazenar energia elétrica para posterior utilização, promovendo maior flexibilidade, estabilidade e eficiência ao sistema elétrico (SIEMENS ENERGY, [s.d.]).

A flexibilidade dos sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) é uma de suas principais características. Eles podem ser aplicados tanto em sistemas de menor porte quanto em grandes instalações industriais ou de uso público, contribuindo para o aumento da autonomia energética. Essa adaptabilidade faz com que os BESS se apresentem como uma alternativa eficiente para enfrentar os atuais desafios do setor elétrico, favorecendo a construção de uma rede mais segura e ambientalmente sustentável (OLIVEIRA, 2024).

Além disso, o BESS é considerado um recurso estratégico na transição para uma matriz energética mais sustentável, pois contribui para atender momentos de maior demanda por energia e contribui para integrar energias renováveis à matriz elétrica, promovendo maior sustentabilidade no setor (SIEMENS ENERGY, [s.d.]). A Figura 9 ilustra um sistema de armazenamento de energia por baterias.

Figura 9 - Sistema de armazenamento de energia por baterias.



Fonte: HUAWEI, [s.d.].

2.1.2.4 Outros Componentes

Além dos módulos fotovoltaicos, inversores híbridos e sistemas de armazenamento em baterias, há outros componentes fundamentais que devem ser considerados no dimensionamento e na implementação de um SHCR, os quais garantem segurança, eficiência e proteção do conjunto. Dentre os principais, destacam-se:

- Caixas de *strings*: utilizadas para organizar e proteger os circuitos de conexão entre diferentes *strings* de módulos fotovoltaicos. Elas abrigam dispositivos de proteção e facilitam a manutenção do sistema.
- Fusíveis: utilizados para proteção contra sobrecorrentes e curtos-circuitos nos circuitos de CC do sistema fotovoltaico. São normalmente instalados nas String Boxes para proteger os módulos fotovoltaicos e os cabos contra correntes excessivas, evitando danos aos equipamentos e aumentando a segurança da instalação.
- Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS): protegem os equipamentos do sistema contra picos de tensão causados por descargas atmosféricas indiretas ou oscilações da rede elétrica. São indispensáveis para evitar danos aos inversores e demais componentes sensíveis.
- Disjuntores: atuam como elementos de proteção contra curtos-circuitos e sobrecargas elétricas. Eles possibilitam o seccionamento seguro de partes do sistema durante manutenções ou emergências.
- Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA): também conhecido como para-raios, é responsável por proteger a instalação contra os efeitos de descargas diretas de raios, desviando a corrente para o solo e minimizando os riscos de danos estruturais e elétricos.

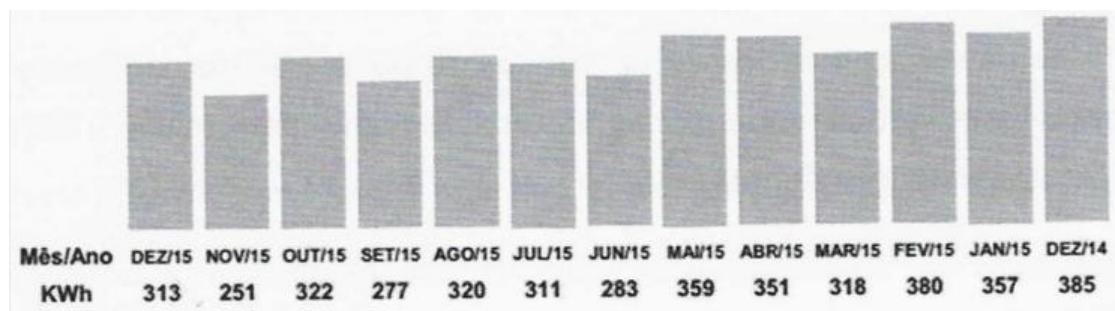
2.1.3 Dimensionamento de um sistema híbrido

2.1.3.1 Levantamento do consumo diário

O primeiro passo para o dimensionamento de um SHCR consiste na identificação da demanda energética a ser atendida. Para isso, é necessário obter uma fatura de energia elétrica e analisar o histórico de consumo, geralmente apresentado em quilowatt-hora (kWh).

Por exemplo, a Figura 10 apresenta as informações de consumo da fatura de energia elétrica. Com base nesses dados, é possível calcular a média mensal de consumo em quilowatt-hora (kWh).

Figura 10 – Consumo de energia mensal/ano.



Fonte: SENAI, 2019.

A partir desses valores, a Equação 2 permite determinar a média mensal de consumo com base nas 13 medições registradas no histórico da fatura de energia elétrica.

Equação 2 - Cálculo da Energia média mensal.

$$EMM = \frac{M1+M2+M3...+M13}{13} \quad (2)$$

Sendo:

EMM = energia média mensal em (kWh/mês).

2.1.3.2 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é uma etapa que visa garantir que os módulos solares instalados sejam capazes de atender de forma eficiente e segura à demanda energética do local, considerando fatores como o consumo médio de energia, as características da radiação solar da região e o desempenho dos equipamentos utilizados.

Para isso, com base no consumo médio mensal de energia, é possível estimar a quantidade diária que os módulos fotovoltaicos deverão gerar, conforme apresentado na Equação 3.

Equação 3 - Cálculo da Energia média diária.

$$EMD = \frac{EMM}{30} \quad (3)$$

Sendo:

EMD = energia média diária em (kWh/dia).

Embora um dia típico de verão possa apresentar cerca de 12 horas de luz solar, a produção eficiente de eletricidade pelos módulos depende da intensidade da irradiação solar. Considera-se ideal a incidência de 1000 W/m², valor que normalmente ocorre no Brasil entre as 10h e 15h. Esse intervalo varia conforme a localização geográfica e a inclinação dos painéis (SENAI, 2019).

A duração diária em que os módulos fotovoltaicos operam com maior rendimento, considerando condições ideais de irradiação solar, é expressa pelo parâmetro conhecido como Horas de Sol Pleno (HSP). As estimativas de HSP para diferentes localidades podem ser obtidas em bases de dados especializadas, como o CRESESB e o SWERA, que disponibilizam informações regionais sobre radiação solar (SENAI, 2019).

Para a determinação das HSP's, deve-se inicialmente identificar a localidade onde o sistema será instalado, informação que geralmente pode ser obtida a partir da fatura de energia elétrica. Com base na cidade da instalação, é possível determinar a orientação geográfica do local, a partir de sua latitude e longitude (SENAI, 2019).

Com essas informações geográficas e climáticas, torna-se possível identificar a inclinação dos módulos que resulta na maior média anual de HSP para a localidade em estudo. A partir dessa definição, calcula-se a potência total necessária do sistema

e, conseqüentemente, determina-se a quantidade de módulos fotovoltaicos que devem ser instalados para atender à demanda energética.

Segundo Melo (2024), deve-se considerar a aplicação de um fator de perda percentual de 75% a 80% no cálculo da potência de pico do sistema fotovoltaico, de modo a representar as condições reais de operação. Ressalta-se que esse valor representa uma aproximação amplamente utilizada no pré-dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, não correspondendo a uma modelagem detalhada das perdas específicas do sistema estudado. Tal relação é apresentada por meio da Equação 4.

Equação 4 - Potência total do sistema.

$$P_{pico} = \frac{EMD}{HSP \times PR} \quad (4)$$

Sendo:

P_{pico} = potência pico do sistema fotovoltaico em (kWp);

HSP = horas de sol a pico.

PR = *Performance Ratio*, coeficiente de desempenho.

A quantidade de módulos fotovoltaicos necessária pode ser determinada pela Equação 5, por meio da divisão entre a potência total do sistema e a potência do módulo.

Equação 5 - Número de Módulos Fotovoltaicos.

$$N_m = \frac{P_{pico}}{P_m} \quad (5)$$

Sendo:

N_m = número de módulos fotovoltaicos;

P_m = potência de módulo;

P_{pico} = potência pico do sistema fotovoltaico em (kWp).

Por fim, de acordo com Melo (2024), para a definição do arranjo fotovoltaico, torna-se necessário calcular a tensão de circuito aberto dos módulos, por meio da Equação 6, a fim de verificar a compatibilidade com os limites operacionais do inversor, especialmente no que se refere à tensão máxima admissível na entrada do equipamento.

Equação 6 - Tensão de circuito aberto corrigida.

$$V_{oc,prev.} = V_{oc} \times [1 + (\alpha V_{oc} \times \Delta T)] \quad (6)$$

Sendo:

$V_{oc,prev.}$ = Tensão de circuito aberto prevista;

V_{oc} = Tensão de circuito aberto em situação padrão;

αV_{oc} = Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto;

ΔT = Diferença de temperatura máxima e mínima entre a temperatura de célula.

Para a definição da quantidade de módulos que compõem cada *string*, é necessário avaliar os valores mínimo e máximo da tensão de circuito aberto, por meio da Equação 7. Essa análise tem como objetivo assegurar que a tensão resultante permaneça dentro da faixa MPPT. A partir dessa verificação, pode-se determinar o número adequado de módulos por *string*.

Equação 7 - Número de módulos.

$$\frac{V_{MPPT,min}}{V_{oc,min}} < N_s < \frac{V_{MPPT,max}}{V_{oc,max}} \quad (7)$$

Sendo:

$V_{MPPT,min}$ = Tensão mínima da entrada MPPT (V).

$V_{MPPT,max}$ = Tensão máxima da entrada MPPT (V);

$V_{oc,min}$ = Tensão de circuito aberto em temperatura mínima (V);

$V_{oc,max}$ = Tensão de circuito aberto em temperatura máxima (V);

N_s = Número de módulos em série.

2.1.3.3 Dimensionamento dos inversores híbridos

O dimensionamento dos inversores híbridos segue os mesmos princípios adotados para inversores fotovoltaicos convencionais. De acordo com práticas e estudos modernos, é tecnicamente viável que a potência nominal do inversor seja diferente da potência de pico (kWp) do sistema fotovoltaico, considerando que os inversores modernos possuem tolerância para operar acima de sua potência nominal durante curtos períodos.

Essa prática tem sido adotada com o objetivo de otimizar o custo-benefício do sistema. Embora nesse caso o ponto de máxima potência (MPPT) possa ser limitado em certos momentos, há um aumento no aproveitamento energético total ao longo do

tempo, especialmente em horários de baixa irradiação, o que resulta em maior geração acumulada de energia.

2.1.3.4 Dimensionamento do BESS

O dimensionamento de um BESS requer a consideração de cinco aspectos principais: a tensão do barramento CC do inversor, a capacidade total do banco de baterias, as perdas de potência envolvidas, o custo do sistema e o índice de armazenamento. O primeiro passo consiste em calcular a quantidade mínima de baterias necessária, por meio da Equação 8, a partir da análise das demandas de energia e potência da aplicação (CRUZ et al., 2024).

Equação 8 - Número Mínimo de Baterias

$$N_{E_n} = \frac{100 \times E_n}{E_{bat} \times (SOC_{max} - SOC_{min})} \quad (8)$$

Sendo:

N_{E_n} = número mínimo de baterias;

E_n = energia nominal total que deve ser armazenada pelo BESS;

E_{bat} = energia armazenada em cada bateria individual;

SOC_{max} = limite máximo do estado de carga;

SOC_{min} = limite mínimo do estado de carga;

O cálculo do número mínimo de baterias, levando em conta a potência a ser processada pelo sistema (N_{P_n}) é estabelecido de acordo com a Equação 9.

Equação 9 - Número Mínimo de Baterias considerando a potência requerida.

$$N_{P_n} = \frac{P_n}{V_{bat_{min}} \times C_n \times C_r} \quad (9)$$

Sendo:

N_{P_n} = número mínimo de baterias, considerando a potência;

P_n = potência nominal exigida pela aplicação do BESS;

$V_{bat_{min}}$ = tensão mínima de uma bateria individual, considerando o

SOC_{min} ;

C_n = taxa *C-rate*, que indica a relação entre corrente de descarga e capacidade da bateria;

C_r = capacidade nominal da bateria.

Os valores de N_{En} e N_{Pn} devem ser arredondados para o número inteiro imediatamente superior. O número mínimo de baterias corresponde ao maior desses dois resultados, assegurando que as exigências de energia e de potência sejam plenamente atendidas (CRUZ et al., 2024).

Com base no número mínimo de baterias, torna-se possível estabelecer os limites de tensão do banco. O conversor CC/CA do BESS apresenta uma faixa operacional delimitada por uma tensão mínima V_{dcmin} e uma máxima V_{dcmax} . O valor máximo corresponde à maior tensão segura para o barramento CC, já o valor mínimo é obtido por meio da Equação 10, a qual determina a tensão mínima necessária para possibilitar a injeção de potência reativa na rede.

Equação 10 - Tensão Mínima para injeção de potência reativa.

$$V_{dcmin} = 1,05V_g (1 + V_{gmax} + x_{pu}) \quad (10)$$

Sendo:

V_{dcmin} = tensão mínima para injeção de potência reativa;

V_g = tensão de pico de linha;

V_{gmax} = tensão máxima da rede CA;

x_{pu} = impedância de saída equivalente do inversor em (pu).

Na sequência, realiza-se o cálculo da associação de baterias em série e paralelo utilizando as Equações 11 e 12, respectivamente, considerando a margem de segurança entre a tensão máxima do banco e a tensão mínima do barramento CC. Neste estudo, essa margem foi adotada como 1, entretanto, valores maiores podem ser empregados a fim de assegurar um desempenho dinâmico satisfatório no controle do conversor CC/CC (CRUZ et al., 2024).

Equação 11 - Número de baterias conectadas em série.

$$N_s = \frac{V_{dc}}{V_{batmin} \times \delta} \quad (11)$$

Equação 12 - Número de baterias conectadas em paralelo.

$$N_p = \frac{N_{min}}{N_s} \quad (12)$$

Sendo:

δ = margem de segurança de tensão;
 N_s = número de baterias conectadas em série;
 N_p = número de baterias conectadas em paralelo;
 N_{min} = número mínimo.

Caso N_s ou N_p resultem em valores fracionários, estes devem ser arredondados para o próximo número inteiro, desde que não ultrapassem os limites operacionais do sistema. O total de baterias é obtido por meio da Equação 13.

Equação 13 - Número total de baterias.

$$N_T = N_s \times N_p \quad (13)$$

Sendo:

N_T = número total de baterias.

As perdas de potência no banco de baterias decorrem da resistência interna equivalente do conjunto, que gera dissipações de energia durante a operação. Para quantificá-las, considera-se a resistência interna de cada célula e a configuração série-paralelo adotada no arranjo (CRUZ et al., 2024). Dessa forma, as perdas totais podem ser determinadas pela Equação 14.

Equação 14 - Perdas no banco de baterias.

$$P_{bat} = \left(\frac{r_{bat} \times N_s}{N_p} \right) \times (C_n \times C_r)^2 \quad (14)$$

Sendo:

P_{bat} = perdas no banco de baterias;

r_{bat} = resistência interna individual de cada bateria.

Além das perdas, é fundamental analisar o custo de armazenamento do banco de baterias, pois a viabilidade econômica do sistema de armazenamento depende diretamente desse fator, cujo cálculo é apresentado na Equação 15. Para tanto, estabelece-se um conjunto de referência, correspondente ao número mínimo de baterias requerido, o qual serve de base para comparações. A partir dessa referência, torna-se possível avaliar as diferenças de custo em distintos dimensionamentos do banco, permitindo uma análise clara e objetiva dos impactos financeiros (CRUZ et al., 2024).

Equação 15 - Custo de armazenamento do banco de baterias.

$$C = \frac{N_{Ts}}{N_{Tbase}} \quad (15)$$

Sendo:

C = custo de armazenamento do banco de baterias;

$N_{T_{base}}$ = número total de baterias no conjunto base;

N_{T_s} = número total de baterias desejado para calcular o custo.

Por fim, considera-se o índice de armazenamento, apresentado pela Equação 16, que está associado ao total de baterias do sistema, o que determina a capacidade de energia que pode ser acumulada em cada configuração. Esse parâmetro deve ser considerado no dimensionamento, pois afeta diretamente a autonomia e o desempenho do BESS.

Equação 16 - Índice de armazenamento.

$$I_{n_{cap}} = \frac{E_{n_{Armazenada}}}{E_{n_{Gerada}}} \quad (16)$$

Sendo:

$I_{n_{cap}}$ = índice de armazenamento;

$E_{n_{Armazenada}}$ = energia armazenada pelo conjunto de baterias;

$E_{n_{Gerada}}$ = energia total gerada pelo sistema.

2.1.3.5 Dimensionamento das Proteções

O dimensionamento das proteções em sistemas fotovoltaicos deve ser realizado em conformidade com a ABNT NBR 16690:2019, complementada pela ABNT NBR 5410:2004. Em conjunto, essas normas estabelecem os critérios técnicos necessários para proteção contra sobrecorrentes, procedimentos de seccionamento e aplicação adequada de dispositivos de proteção contra surtos, assegurando tanto a segurança das instalações quanto a confiabilidade operacional do sistema.

De acordo com a ABNT NBR 16690:2019 (Seção 5.3.11.1), cada série fotovoltaica deve possuir proteção contra sobrecorrente dimensionada de forma que a corrente nominal do dispositivo esteja compreendida entre 1,5 e 2,4 vezes a corrente de curto-circuito do módulo, respeitando ainda o limite máximo de corrente admissível declarado pelo fabricante. Quando séries são conectadas em paralelo, admite-se a

utilização de um único dispositivo de proteção, desde que sejam atendidas simultaneamente as condições normativas para o valor da corrente nominal.

Os seccionadores em sistemas fotovoltaicos devem ser projetados para suportar a tensão máxima de circuito aberto do arranjo, garantindo a interrupção segura da corrente tanto em condições normais de operação quanto em situações de falha. A NBR 5410 (Seção 6.3.7.2) estabelece critérios específicos para o dimensionamento desses dispositivos, considerando a tensão e corrente máximas do sistema.

Já os DPS, conforme a NBR 5410:2004 (Seção 6.3.5.2.4), devem atender à norma IEC 61643-1 e ser selecionados considerando, no mínimo, o nível de proteção, a tensão máxima de operação contínua, a suportabilidade a sobretensões temporárias, a corrente nominal de descarga e/ou corrente de impulso, e a suportabilidade à corrente de curto-circuito. Quando utilizados em múltiplos pontos da instalação, em configuração em cascata, os DPS devem ser escolhidos considerando também sua coordenação. A instalação deve ser realizada o mais próximo possível do equipamento a ser protegido, levando em conta parâmetros críticos como o nível de proteção (Up), a tensão máxima de operação contínua (Uc) e a suportabilidade a correntes de impulso.

2.1.3.6 Dimensionamento do Aterramento

Para realizar o dimensionamento do sistema de aterramento deve-se utilizar a ABNT NBR 5410:2004, em conformidade com a ABNT NBR 16690:2019.

De acordo com a NBR 5410, adota-se um eletrodo de aterramento, respeitando as opções previstas na norma, bem como os requisitos de resistência mecânica e de proteção contra corrosão. Os materiais e dimensões mínimas devem atender à Tabela 51 da norma, garantindo durabilidade adequada.

O condutor de aterramento deve ser dimensionado conforme o item 6.4.3.1 da NBR 5410. Para condutores enterrados no solo, a seção não deve ser inferior às indicadas na tabela 52.

Todos os elementos metálicos do sistema fotovoltaico devem ser interligados ao condutor de proteção (PE), convergindo para o barramento principal de equipotencialização. Esse barramento deve reunir condutores de proteção, condutores de equipotencialização e o eletrodo de aterramento, assegurando a continuidade elétrica e a segurança contra choques.

A NBR 16690 reforça a obrigatoriedade de que as partes condutivas acessíveis do arranjo fotovoltaico estejam equipotencializadas e integradas ao sistema de aterramento da instalação elétrica, garantindo a conformidade do projeto. Além disso, quando houver SPDA, o aterramento fotovoltaico deve estar conectado ao mesmo sistema de aterramento da edificação, nunca separado.

2.2 Veículos Elétricos

Os veículos elétricos (VE's) são movidos por um ou mais motores elétricos e utilizam como fonte de energia baterias recarregáveis ou células a combustível baseadas em hidrogênio (LEMOS, 2018).

2.2.1 Tipos de VE's

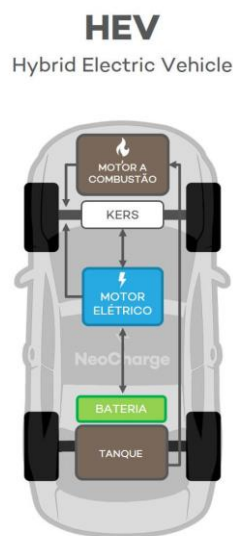
Os veículos elétricos podem ser agrupados em três tipos principais: elétricos puros, híbridos convencionais e híbridos com recarga externa.

3.2.1.1 Veículos elétricos híbridos (HEVs)

De acordo com a NeoCharge ([s.d.]), os veículos híbridos combinam um motor a combustão interna, movido por gasolina, etanol ou diesel, com um motor elétrico alimentado por uma bateria. Essa configuração proporciona maior eficiência no consumo de combustível, com redução de emissões e menores custos de abastecimento, já que o motor elétrico pode auxiliar o motor a combustão em determinadas condições de operação.

Além disso, como destaca Bermudez (2021), a bateria dos veículos híbridos pode ser recarregada tanto pelo motor a combustão quanto por meio da frenagem regenerativa, um processo que recupera uma fração da energia que, nos veículos convencionais, seria perdida como calor nos freios durante a frenagem, devido ao atrito entre pastilhas e discos. Essa energia recuperada pode ser direcionada para recarregar a bateria, alimentar componentes auxiliares e até mesmo reduzir o consumo de combustível em situações de parada do veículo (BERMUDEZ, 2021). A Figura 11 ilustra a configuração dos principais componentes de um HEV, evidenciando a integração entre o motor a combustão, o motor elétrico e o sistema de armazenamento de energia.

Figura 11 – Veículo Elétrico Híbrido.

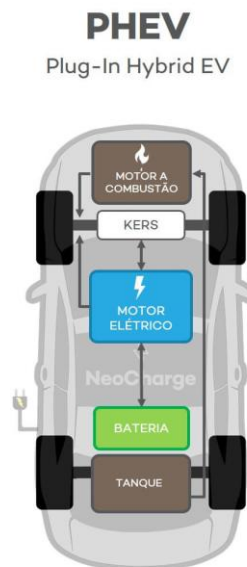


Fonte: NEOCHARGE, [s.d.].

2.2.1.2 Veículos elétricos híbridos plug-in (PHEVs)

O veículo híbrido plug-in é equipado com um motor a combustão interna, um motor elétrico e uma bateria que pode ser recarregada. Diferentemente dos híbridos convencionais, esse tipo de veículo permite o carregamento da bateria tanto pelo reaproveitamento da energia durante a frenagem, quanto por meio de ligação a uma fonte externa de energia, como a rede elétrica. Quando a bateria atinge níveis baixos de carga, o motor a combustão entra em operação e passa a impulsionar o veículo da mesma forma que em um automóvel convencional. Enquanto operam apenas com o motor elétrico, esses veículos não emitem gases poluentes, além de apresentarem maior eficiência no uso de combustíveis líquidos, já que o motor elétrico reduz a necessidade de consumo do motor a combustão (NEOCHARGE, [s.d.]). A Figura 12 apresenta um PHEV, destacando a possibilidade de recarga externa das baterias e a atuação conjunta dos sistemas de propulsão elétrica e a combustão.

Figura 12 – Veículo Elétrico Híbrido Plug-in.

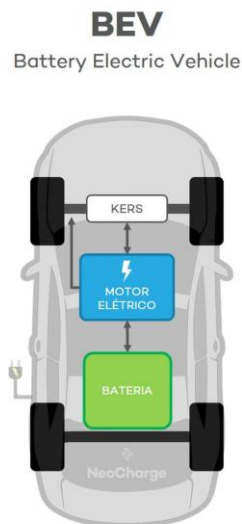


Fonte: NEOCHARGE, [s.d.].

2.2.1.3 Veículos elétricos a bateria (BEVs)

Os veículos elétricos a bateria são inteiramente movidos por eletricidade armazenada em baterias, que alimentam o motor elétrico responsável pela tração das rodas. Quando a carga da bateria se esgota, ela pode ser reabastecida por meio de frenagem regenerativa e, principalmente, por conexão com a rede elétrica, utilizando carregadores específicos ou tomadas apropriadas. Como não utilizam motor a combustão interna e não possuem sistema de escapamento, os veículos elétricos a bateria (BEV) não geram emissões diretas de poluentes atmosféricos nem de gases de efeito estufa durante sua operação. No entanto, a geração da eletricidade utilizada na recarga pode implicar emissões indiretas, a depender da matriz energética da região, especialmente se forem utilizadas fontes fósseis no processo de geração (NEOCHARGE, [s.d.]). A Figura 13 apresenta a configuração de um BEV, cuja propulsão é realizada exclusivamente por meio de um motor elétrico alimentado por um banco de baterias.

Figura 13 – Veículo Elétrico a Bateria.



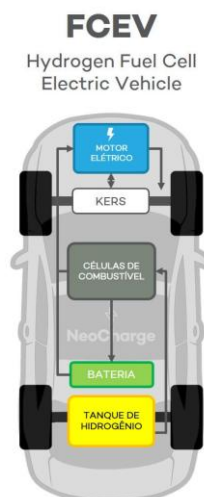
Fonte: NEOCHARGE, [s.d.].

2.2.1.4 Veículos elétricos a célula de combustível (FCEVs)

Veículos elétricos que utilizam célula a combustível empregam hidrogênio como insumo energético; ao reagir com o oxigênio do ar, esse gás produz a eletricidade que alimenta o motor de tração. Parte da energia despendida durante a frenagem é recuperada pelo sistema regenerativo e armazenada na bateria do veículo. Por operarem unicamente com propulsão elétrica, tais veículos enquadram-se na categoria de elétricos, embora conservem autonomia e tempos de reabastecimento comparáveis aos de automóveis convencionais, o que favorece sua adoção em aplicações cotidianas (NEOCHARGE, [s.d.]).

Durante a conversão do hidrogênio em energia elétrica, os únicos subprodutos gerados são vapor d'água e calor, o que significa que não há emissão direta de poluentes nesse processo. Embora a produção do hidrogênio possa envolver emissões, dependendo da tecnologia empregada, os veículos a célula de combustível ainda apresentam uma redução de aproximadamente 30% nas emissões em comparação com automóveis movidos a combustíveis fósseis (NEOCHARGE, [s.d.]). Contudo, em vez de disponibilizarem derivados de petróleo, fornecem energia elétrica que possibilita a recarga das baterias (COSTA, 2024). A Figura 14 apresenta um FCEV, destacando a utilização do hidrogênio como fonte de energia para a geração de eletricidade.

Figura 14 – Veículo Elétrico a Célula de Combustível.

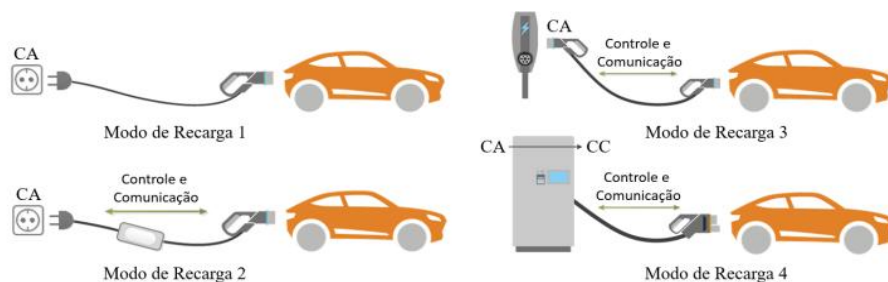


Fonte: NEOCHARGE, [s.d.].

2.3 Eletropostos

Segundo a ABNT NBR IEC 61851-1 (2021), os sistemas de recarga de VE's no Brasil devem seguir requisitos técnicos compatíveis com padrões internacionais. Essa regulamentação classifica o processo de recarga em quatro modos, representados na Figura 15, destacando suas particularidades, conexões utilizadas e diferenças de desempenho, que vão do carregamento mais lento em CA até o carregamento rápido em CC (COSTA, 2024).

Figura 15 – Modos de Recarga.



Fonte: COSTA (2024).

A Tabela 2 apresenta os modos de carregamento, no modo de recarga 1, carregamento lento, o VE é conectado a uma tomada convencional de CA, utilizando cabos e plugues simples, sem a presença de recursos adicionais. O modo 2, carregamento semirrápido, mantém a configuração básica do anterior, diferenciando-se pela adição de uma função piloto e de um sistema de proteção contra choques elétricos posicionado entre o plugue e o veículo. O modo 3, carregamento rápido, caracteriza-se pela conexão direta e permanente entre o veículo elétrico e a rede de alimentação em CA, incluindo uma função piloto responsável pela comunicação de comando entre a infraestrutura de fornecimento e o automóvel. Já o modo 4, carregamento ultrarrápido, baseia-se no uso de um sistema de alimentação em CC, ao qual o veículo é conectado a partir de uma rede em CA ou CC. Nessa modalidade, também está presente uma função piloto que garante a comunicação entre o sistema de alimentação e o veículo (ABNT, 2021).

Tabela 2 - Tecnologias dos Modos de Recarga.

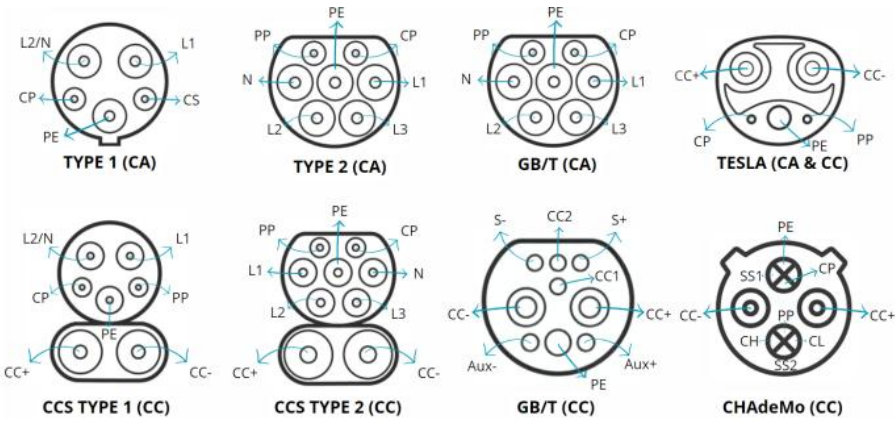
TIPO DE ELETROPOSTO	TEMPO DE CARREGAMENTO	INVESTIMENTO MÉDIO
Recarga lenta	100% da bateria entre 4h e 10h	R\$1,5 mil a R\$3 mil
Recarga semirrápida	100% da bateria em 2h	R\$7 mil a R\$50 mil
Recarga rápida	80% da bateria em 30 min	R\$90 mil a R\$150 mil
Recarga ultrarrápida	100% da bateria em 15 min	R\$350 mil a R\$500 mil

Fonte: PNME (2020).

2.3.1 Tipos de conectores

A infraestrutura de recarga no Brasil apresenta, em sua maioria, equipamentos do tipo 2 em CA, especialmente em locais como residências, supermercados e centros comerciais, devido à facilidade de instalação. Nas rodovias, contudo, prevalecem sistemas de recarga rápida em CC, que operam, principalmente, com os padrões CCS Tipo 2 e CHAdeMO (PNME, 2020). A Figura 16 apresenta os principais tipos de conectores utilizados na recarga de veículos elétricos, incluindo os padrões mais empregados em sistemas de recarga em corrente alternada e corrente contínua.

Figura 16 - Tipos de Conectores.



Fonte: COSTA (2024).

2.3.2 Dimensionamento de Eletropostos

Para o dimensionamento de um eletroposto, torna-se necessário seguir etapas bem definidas. O processo inicia-se pela estimativa da demanda de carga, a qual possibilita determinar o tempo adequado de recarga. Nessa análise, recomenda-se a adoção de carregadores lentos em locais onde os veículos permanecem estacionados por períodos prolongados e de carregadores rápidos em áreas de grande fluxo, dimensionando-se também a potência requerida pelos equipamentos.

Na sequência, deve ser elaborado o projeto elétrico da instalação, abrangendo desde o quadro de distribuição até a definição do ponto mais apropriado para a fixação do eletroposto. Outro aspecto essencial consiste na formalização de um contrato de demanda, a fim de assegurar o fornecimento de energia mesmo em horários de pico.

Além disso, é importante realizar uma avaliação dos fabricantes disponíveis, observando tanto a tecnologia embarcada nos carregadores em especial o nível de controle oferecido quanto a padronização dos conectores disponibilizados. Por fim, a infraestrutura implantada deve atender às condições mínimas exigidas para a instalação de eletropostos, contemplando os requisitos de segurança e as boas práticas estabelecidas pela regulamentação brasileira (PNME, 2020).

De acordo com o PNME (2020), a instalação de eletropostos deve observar um conjunto de normas técnicas, tendo como referência principal a ABNT NBR IEC 61851, que trata especificamente dos sistemas de recarga de veículos elétricos. Além dela, outras regulamentações são necessárias para assegurar a conformidade elétrica da infraestrutura, como: NBR 5410 (instalações de baixa tensão), NBR 14039 (instalações de alta tensão), NR-10 (segurança em instalações e serviços em eletricidade), NBR 5419 (proteção contra descargas atmosféricas) e NBR 13570 (instalações em locais de afluência de público). Também devem ser respeitadas as normas particulares da distribuidora de energia local, que regulamentam aspectos técnicos e de segurança.

2.4 Indicadores de viabilidade econômica

Para a avaliação da viabilidade econômica e a consequente identificação do modelo mais apropriado, foram empregados os métodos do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* e do Retorno sobre o Investimento (ROI).

2.4.1 *Payback*

O período de *payback* representa o tempo necessário para que o investimento realizado em um projeto seja recuperado, ou seja, quando os ganhos acumulados igualam os custos iniciais. Esse indicador permite avaliar em quanto tempo o capital investido será restituído. No método do *payback* simples, não se considera a variação do valor do dinheiro ao longo do tempo (SENAI, 2019). O cálculo do *payback* simples é apresentado na Equação 17.

Equação 17 - *Payback* simples.

$$P_b = \frac{V_i}{V_r} \quad (17)$$

Sendo:

P_b = *Payback* simples;

V_i = Valor do investimento;

V_r = Valor da receita esperada.

2.4.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do Valor Presente Líquido (VPL) consiste em calcular a diferença entre o valor presente das entradas de caixa futuras esperadas (receitas ou

benefícios) e o valor presente do desembolso inicial, que pode representar o investimento próprio, um financiamento ou um empréstimo (ASSAF NETO, 2012). O VPL pode ser determinado por meio da Equação 18.

Equação 18 - Valor Presente Líquido.

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (18)$$

Sendo:

VPL = Valor presente líquido;

FC_j = representa o fluxo de caixa previsto para cada intervalo de tempo;

FC_0 = fluxo de caixa verificado no momento zero (inicial);

i = taxa de juros;

j = período em anos definido.

2.4.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR corresponde à taxa percentual que faz com que a soma dos fluxos de caixa futuros, trazidos ao valor presente, seja equivalente ao valor inicialmente investido no projeto. A Equação 19 apresenta o cálculo da TIR, que geralmente considera como ponto de referência a data de início da operação do sistema. Nesse instante, denominado momento zero, registra-se o valor do investimento realizado, que pode ser oriundo de capital próprio ou financiamentos. Os fluxos de caixa seguintes correspondem às receitas ou despesas previstas ao longo da vida útil do projeto (ASSAF NETO, 2012).

Equação 19 - Taxa Interna de Retorno

$$FC_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (19)$$

Sendo:

i = taxa interna de retorno;

FC_j = representa o fluxo de caixa previsto para cada intervalo de tempo;

FC_0 = fluxo de caixa verificado no momento zero (inicial);

j = período em anos definido.

2.4.4 Retorno sobre o Investimento (ROI)

O ROI corresponde a quantidade de vezes que o capital investido retornou para o investidor no período a ser apurado. Dessa forma, esse indicador é utilizado para avaliar a rentabilidade do investimento, indicando quantas vezes o retorno financeiro gerado supera o valor inicialmente aplicado. O cálculo do ROI é apresentado pela Equação 20.

Equação 20 - Retorno sobre o investimento.

$$ROI = \frac{(G_{ob} \times P_a) - V_i}{V_i} \quad (20)$$

Sendo:

G_{ob} = ganho obtido;

P_a = período analisado;

V_i = valor investido.

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho consiste na análise da viabilidade econômica da implantação de um eletroposto para recarga de veículos elétricos, alimentado por diferentes formas de suprimento energético. O estudo foi desenvolvido a partir de levantamento bibliográfico e análise de dados técnicos, permitindo estimar o consumo de energia do eletroposto e os custos envolvidos na implantação do sistema.

Para a determinação da demanda energética do eletroposto, utiliza-se como referência o procedimento proposto por Costa (2024), com as devidas adaptações ao contexto deste trabalho. Esse procedimento permite estimar a energia necessária para atender às recargas realizadas no eletroposto.

A metodologia foi organizada em etapas sequenciais. Inicialmente, definiu-se o local de instalação do eletroposto e as condições de operação, como o tipo de recarga e o número de veículos atendidos. Em seguida, realizou-se a simulação do consumo energético associado às recargas, a partir da qual foram dimensionados os equipamentos do eletroposto.

Na sequência, foram analisados três cenários distintos de suprimento energético. O primeiro cenário considera o eletroposto suprido exclusivamente pela rede de distribuição de energia elétrica. O segundo cenário avalia o suprimento do eletroposto por meio da rede elétrica em conjunto com um sistema de geração fotovoltaica. O terceiro cenário contempla a integração da rede elétrica, da geração fotovoltaica e BESS.

Para cada cenário, procedeu-se ao dimensionamento dos sistemas envolvidos e à estimativa dos custos de investimento e operação. Por fim, foi realizada a análise de viabilidade econômica por meio do cálculo de indicadores financeiros, tais como Payback, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Retorno sobre o Investimento, além da avaliação dos impactos associados a cada alternativa, possibilitando a comparação entre os cenários e a identificação da solução mais adequada.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são indicados os resultados obtidos a partir da metodologia proposta, bem como a discussão dos dados encontrados. Inicialmente, são apresentadas as premissas adotadas para a caracterização do eletroposto. Em seguida, os resultados do levantamento de consumo energético e da análise dos três cenários de suprimento são demonstrados. Por fim, são avaliados os resultados da análise econômica, permitindo a comparação entre os cenários estudados.

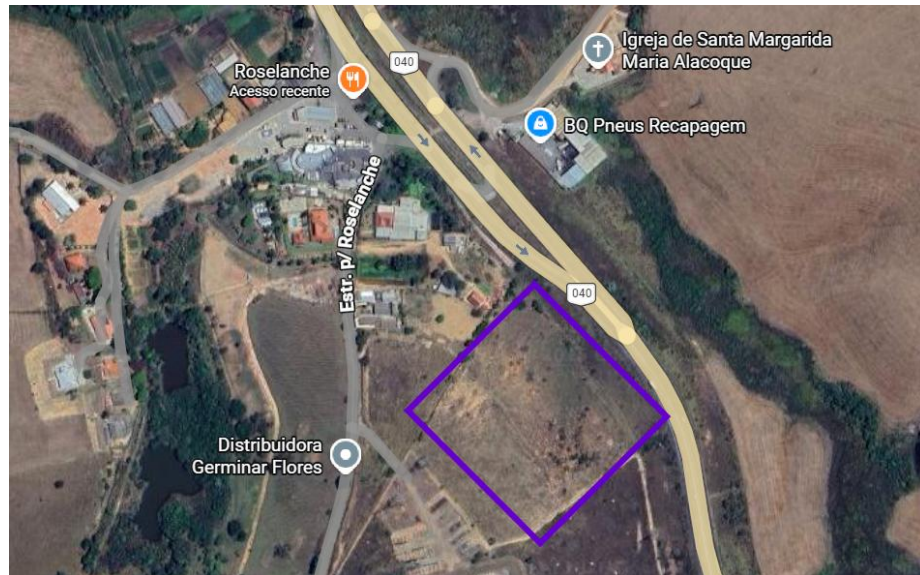
4.1 Escolha do local de instalação

Para este estudo, foi considerada a instalação do eletroposto nas proximidades da BR-040, no município de Barbacena, nas coordenadas 21°11'00.6"S e 43°45'15.5"W.

A escolha desse local deve-se ao fato de estar inserido em um eixo de viagens de média e longa distância, caracterizado pelo alto fluxo de veículos.

Além disso, a presença de estabelecimentos nas proximidades, como o Roselanche, além de outros serviços de apoio ao usuário, possibilita aos motoristas realizarem uma parada durante o percurso enquanto seus veículos são recarregados. A localização definida para a implantação do eletroposto pode ser visualizada na Figura 17.

Figura 17 - Localização escolhida.



Fonte: Google Maps (2026), adaptado pelo autor.

4.2 Levantamento de consumo

Considerando a localização e o perfil de recarga rápida esperado, optou-se pela utilização de um carregador rápido de 150 kW, adequado para atender veículos em deslocamento rodoviário. Os dados técnicos do carregador selecionado são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Especificações técnicas do modelo WEMOB-S-150-W-E-4G-R-H-1T2-1CCS-1CH.

Parâmetro	Dados
Tensão de alimentação	380-415 V
Frequência	50/60 Hz
Corrente máxima de entrada	360 A
Fator de potência	0,9 de 25 a 50% de carga 0,98 de 50 a 100% de carga

Eficiência	95%
Potência de Saída CC	150 kW
Potência de Saída CA	43 kW
Potência Máxima consumida	≤ 213 kW
Quantidade de plugues	3 plugues com cabos fixos
Dimensões (AxLxP)	2082 x 1128 x 960 mm

Fonte: WEG (2022), adaptado pelo autor.

Para a determinação do tempo médio de recarga, utilizou-se a média ponderada calculada a partir do número de veículos vendidos. Foram considerados os modelos 100% elétricos mais vendidos da BYD no Brasil até 2025, apresentados pela Tabela 4, e as respectivas capacidades de suas baterias. A capacidade média das baterias e o tempo médio de recarga foram determinados por meio das Equações 21 e 22, respectivamente

Tabela 4 - Modelos BEVs da BYD mais vendidos no Brasil em 2025 e capacidade das baterias.

Modelo do veículo	Quantidade	Capacidade (KWh)
BYD Dolphin Mini	48.301	38,0
BYD Dolphin GS	26.916	44,9
BYD Dolphin Plus	7.400	60,48
BYD Seal	7.169	82,56
BYD Yuan Plus	4.959	60,48

Fonte: BYD Brasil (2025), adaptado pelo autor.

Equação 21 - Capacidade das baterias.

$$C_b = \frac{48.301 \times 38 + 26.916 \times 44,9 + 7.400 \times 60,48 + 7.169 \times 82,56 + 4.959 \times 60,48}{48.301 + 26.916 + 7.400 + 7.169 + 4.959} = 46,26 \text{ kWh} \quad (21)$$

Equação 22 - Tempo de recarga.

$$T_r = \frac{46,26}{50} = 0,925 \text{ h} = 55 \text{ minutos} \quad (22)$$

Com base nessa capacidade média e considerando um carregador com potência nominal de 50 kW, o tempo médio de recarga foi calculado pela relação entre energia e potência. Assim, estima-se que cada veículo leve, em média, 55 minutos para ser totalmente recarregado. Para estimar o número médio de veículos atendidos por dia, considerou-se o tempo médio de recarga e um período efetivo médio de atendimento de 12 horas diárias, embora o eletroposto possa operar 24 horas por dia. Essa consideração representa a maior concentração de recargas ao longo do período diurno.

Dividindo-se o tempo efetivo de operação pelo tempo médio de recarga, obtém-se o número teórico de atendimentos por conector, resultando em aproximadamente 13 recargas por dia para cada conector. Entretanto, considerando que a utilização não ocorre de forma contínua e que há variações naturais na demanda ao longo do dia, adotou-se uma ocupação média aproximada de 54% dessa capacidade teórica.

Dessa forma, estima-se que cada conector realize cerca de 7 recargas diárias. Considerando que a estação possui três conectores disponíveis, o número total estimado de atendimentos é de aproximadamente 21 veículos por dia.

Diferentemente de sistemas já existentes, o eletroposto analisado neste estudo não possui histórico de consumo registrado em fatura de energia elétrica. Dessa forma, a estimativa da demanda energética foi realizada a partir da simulação do número médio de recargas diárias. A energia diária requerida pelo sistema foi determinada por meio da Equação 23.

Equação 23 - Energia diária.

$$E_{md} = N \times C_b = 21 \times 46 \cong 966 \text{ kWh} \quad (23)$$

Sendo:

E_{md} = Energia média diária;

N = Número de VE's

C_b = Capacidade das baterias.

Para o dimensionamento da subestação, considerou-se que o carregador possui potência nominal de 150 kW e fator de potência de 0,95. A potência aparente requerida é de aproximadamente 158 kVA. Considerando uma margem de segurança de 20%, obteve-se uma potência de projeto de aproximadamente 190 kVA, sendo selecionado um transformador comercial de 225 kVA.

4.2.1 Eletroposto conectado à rede elétrica

O primeiro passo para o dimensionamento do projeto suprido exclusivamente pela rede elétrica é a definição da modalidade tarifária aplicável. No sistema tarifário brasileiro, os consumidores são classificados em dois grandes grupos:

- Grupo B, composto por unidades atendidas em baixa tensão, com fornecimento inferior a 2,3 kV;
- Grupo A, formado por consumidores atendidos em média ou alta tensão, com fornecimento superior a 2,3 kV.

Considerando que o projeto prevê a instalação de um transformador de 225 kVA, o eletroposto será atendido em média tensão, enquadrando-se, portanto, no Grupo A. Este é subdividido conforme o nível de tensão de atendimento:

- Subgrupo A1: tensão igual ou superior a 230 kV;
- Subgrupo A2: tensão entre 88 kV e 138 kV;
- Subgrupo A3: tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a: tensão entre 30 kV e 44 kV;
- Subgrupo A4: tensão entre 2,3 kV e 25 kV (sendo 13,8 kV a mais utilizada);

- Subgrupo AS: atendimento em sistema subterrâneo.

Para o caso deste estudo, o enquadramento ocorre no Subgrupo A4, uma vez que o fornecimento típico em média tensão urbana ocorre em 13,8 kV. Os consumidores do Grupo A podem optar por duas modalidades tarifárias: horária Azul e horária Verde. A cobrança da energia elétrica nessas modalidades é diferenciada conforme o período de utilização, denominado posto tarifário, sendo dividido em:

- Posto de Ponta (P) – período de maior demanda do sistema elétrico;
- Posto Fora de Ponta (FP) – período de menor demanda.

Para a estimativa do custo de energia elétrica, considerou-se que 100% do consumo ocorre no horário fora de ponta. Essa hipótese foi adotada devido ao fato de que o eletroposto opera ao longo de todo o dia, com maior probabilidade de utilização distribuída fora do período de ponta, que corresponde a um intervalo específico de maior demanda do sistema elétrico.

Além disso, como o objetivo do estudo é avaliar a viabilidade econômica do projeto em condições médias de operação, optou-se por utilizar a tarifa referente ao consumo fora de ponta, sob bandeira verde, vigente para o Subgrupo A4 na modalidade horária verde da CEMIG. Essa simplificação permite uma análise mais direta dos custos operacionais, sem comprometer a coerência técnica do trabalho.

Para a determinação dos custos operacionais do eletroposto, foram adotados os valores tarifários vigentes da concessionária CEMIG. A Tabela 5 apresenta os valores considerados para demanda contratada e consumo fora do horário de ponta.

Tabela 5 – Tarifa verde do subgrupo A4

Subgrupo A4 verde	Demanda (KWh)	Bandeira verde (KWh)
Demanda	R\$22,81	(*)
Demanda ultrapassada	R\$45,62	(*)
Consumo fora ponta	(*)	R\$0,45

Fonte: CEMIG (2026), adaptado pelo autor.

Com base nos valores apresentados na tabela, procede-se ao cálculo do consumo mensal estimado do eletroposto, considerando a energia diária previamente obtida e operação contínua ao longo do mês. Em seguida, são determinados os custos referentes ao consumo de energia e à demanda contratada. A energia mensal, o custo

mensal de energia, o custo de demanda e o custo total mensal foram determinados por meio das Equações 24, 25, 26 e 27, respectivamente.

Equação 24 - Energia mensal.

$$E_{mm} = E_{md} \times 30 = 966 \times 30 = 28.980 \text{ KWh} \quad (24)$$

Equação 25 - Custo mensal de energia.

$$C_m = 28.980 \times 0,45 = R\$13.041 \quad (25)$$

Equação 26 - Custo mensal de demanda.

$$C_d = 150 \times 22,81 = R\$3.421,25 \quad (26)$$

Equação 27 - Custo total mensal.

$$C_t = 3.421,25 + 13.041 = R\$16.462,50 \quad (27)$$

Considerando uma demanda contratada de 150 kW e consumo mensal estimado de 28.980 kWh, adotando tarifa fora de ponta de R\$ 0,45/kWh e tarifa de demanda de R\$ 22,81/kW, o custo mensal estimado para o Cenário 1 foi de R\$16.462,50.

Para a implantação do eletroposto, estimou-se uma área total de aproximadamente 200 m², contemplando três vagas de recarga, área de circulação de veículos, espaço para instalação do carregador e da subestação, além de margens para operação segura e possível expansão futura. Para a estimativa do custo do terreno, adotou-se o valor de R\$ 550,00/m², com base em anúncios imobiliários, levantamentos de mercado para lotes urbanos e considerando as características da área localizada nas proximidades da BR-040.

Embora terrenos às margens de rodovias apresentem, em geral, menor valorização, a proximidade com o Roselanche, confere à área um diferencial estratégico. Esse ponto atua como um polo consolidado de parada, gerando concentração de tráfego, maior visibilidade e aumento do potencial comercial.

Dessa forma, o valor adotado reflete uma condição intermediária entre terrenos rodoviários convencionais e áreas com maior valorização comercial, sendo compatível com o alto fluxo de veículos e a inserção em um eixo de viagens de média e longa distância.

O custo do transformador de 225 kVA foi estimado a partir de cotações realizadas com fornecedores de transformadores de distribuição. Com base nos valores obtidos, adotou-se o custo de R\$ 120.000,00 para um transformador trifásico

a óleo incluindo os serviços de instalação, compatível com as especificações do sistema proposto.

Para a estimativa do investimento inicial, foram considerados apenas os custos dos principais equipamentos do sistema, como o carregador e o transformador, além do valor do terreno. A Tabela 6 apresenta os custos considerados para a estimativa do investimento inicial.

Tabela 6 - Investimento 1º cenário.

Itens	Valor (R\$)
Estação + Instalação	454.374,20
Terreno	110.000,00
Subestação + Instalação	120.000,00
	684.374,20

Fonte: Próprio autor (2026).

O faturamento do eletroposto foi estimado com base na energia média diária consumida e no preço de venda da energia elétrica. Considerando uma tarifa de R\$ 2,50/kWh para recarga rápida, é previsto um faturamento mensal de aproximadamente R\$ 72.450,00. Subtraindo-se o custo mensal de energia elétrica, estimado em R\$ 16.462,50, resulta-se em um lucro bruto mensal de aproximadamente R\$ 55.987,50.

4.2.2 Eletroposto suprido pela rede elétrica e geração fotovoltaica

Para a determinação da potência de pico do SF, foi utilizada a Equação 4, considerando-se os valores médios de Horas de Sol Pleno (HSP) para a cidade de Barbacena, obtidos a partir da base de dados do CRESESB. Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi adotado o valor médio anual de 4,90 kWh/m² dia a 20°C. Com os parâmetros adotados, a potência de pico do sistema fotovoltaico foi obtida conforme apresentado na Equação 28.

Equação 28 - Potência de pico SF.

$$P_{pico} = \frac{28.980}{4,90 \times 30 \times 0,75} = 262,86 \text{ kWp} \quad (28)$$

Para o cálculo do número de módulos fotovoltaicos necessários ao atendimento da potência de pico previamente estimada, foi selecionado o módulo ODA610-33V-MHDRz, bem como inversores híbridos SUN2000-75KTL-M1. Os respectivos *datasheets* encontram-se nos Anexos A e B.

A escolha dos equipamentos foi realizada com base em dados técnicos e comerciais obtidos por meio da plataforma da Belenus Energia Solar, a qual disponibiliza especificações detalhadas dos componentes, bem como a composição e o custo estimado de kits fotovoltaicos. Essas informações foram utilizadas como referência para o dimensionamento do sistema e para a estimativa de investimento do projeto.

Aplicando-se a Equação 5 aos parâmetros adotados neste estudo, obteve-se o número de módulos apresentado na Equação 29.

Equação 29 - Número de módulos.

$$N_m = \frac{262,86 \text{ k}}{610} = 431 \text{ módulos} \quad (29)$$

Para a determinação da quantidade de inversores a serem utilizados no sistema, foi inicialmente avaliada a capacidade de potência de saída de cada inversor em relação à potência nominal dos módulos fotovoltaicos. Dessa forma, realizou-se a razão entre a potência do inversor e a potência unitária dos módulos, obtendo-se a quantidade de módulos suportada por equipamento. Com base nesse procedimento, definiu-se a utilização de três inversores no sistema.

A configuração elétrica do arranjo fotovoltaico foi definida com base nos limites de tensão e corrente do inversor, bem como nas características elétricas dos módulos fotovoltaicos especificados em seus respectivos *datasheets*.

Para a determinação do número máximo de módulos em série por string, foram consideradas as variações da tensão de circuito aberto em função da temperatura da célula, utilizando-se como referência as temperaturas mínima e máxima médias do município de Barbacena. As tensões de circuito aberto mínima e máxima foram determinadas por meio da Equação 30.

Equação 30 - Tensão de circuito aberta mínima e máxima.

$$\begin{aligned} V_{oc,min} &= 48,66 \times [1 + (-0,25\% \times (16,83 - 25))] = 49,65 \text{ V} \\ V_{oc,max} &= 48,66 \times [1 + (-0,25\% \times (23,33 - 25))] = 48,86 \text{ V} \end{aligned} \quad (30)$$

Com base nesses resultados, foi possível estabelecer o número seguro de módulos em série por *string*, garantindo que a tensão do arranjo permanecesse dentro dos limites operacionais do MPPT do inversor, assegurando o adequado funcionamento e a integridade do sistema. A Equação 31 apresenta o número de módulos em série dentro da faixa MPPT.

Equação 31 - Número de módulos em série dentro da faixa MPPT.

$$\begin{aligned} \frac{200}{49,65} &\leq N_s \leq \frac{1000}{48,86} \\ 5 &\leq N_s \leq 20 \end{aligned} \quad (31)$$

Considerando um total de 431 módulos fotovoltaicos e a adoção de 18 módulos por string, obteve-se um total de 24 *strings*. Essas foram distribuídas entre os três inversores do sistema, resultando em oito *strings* por inversor. A distribuição dos módulos fotovoltaicos no arranjo é apresentada na Equação 32.

Equação 32 - Módulos Distribuídos.

$$M_d = \frac{24}{3} = 8 \quad (32)$$

Considerando que cada inversor possui 10 rastreadores de MPPT, com duas entradas independentes por rastreador, a distribuição das *strings* foi realizada de forma a priorizar a conexão de uma única string por MPPT, evitando o paralelismo de entradas e, conseqüentemente, reduzindo perdas por desbalanceamento.

Dessa forma, para cada inversor foram alocadas oito *strings*, conectadas individualmente a oito MPPTs distintos, permanecendo dois rastreadores sem utilização. Assim, a configuração adotada distribui as *strings* de maneira uniforme entre os inversores, totalizando 24 *strings* no sistema, sendo oito por inversor.

Considerando que a corrente no ponto de máxima potência dos módulos é de 15,08 A, verifica-se que cada MPPT conectado a 1 *strings* permanecerá ao limite máximo de 26 A por MPPT especificado pelo fabricante, garantindo que o sistema opere dentro das condições de segurança e conformidade técnica estabelecidas.

Para o cálculo do espaçamento entre os módulos, adotou-se um ângulo de inclinação de 20° e as dimensões do módulo selecionado. Os parâmetros geométricos

necessários para o dimensionamento do arranjo fotovoltaico foram obtidos por meio das Equações 33, 34, 35 e 36.

Equação 33 - Altura do módulo inclinado.

$$H = L \times \sin(\alpha)$$

$$H = 2,38 \times \sin(20^\circ) = 81,4 \text{ cm} \quad (33)$$

Equação 34 - Área ocupada pelo módulo inclinado.

$$D = L \times \cos(\alpha)$$

$$D = 2,38 \times \cos(20^\circ) = 2,24 \text{ m} \quad (34)$$

Equação 35 - Menor distância entre as fileiras.

$$d = (3,5 \times H) - D$$

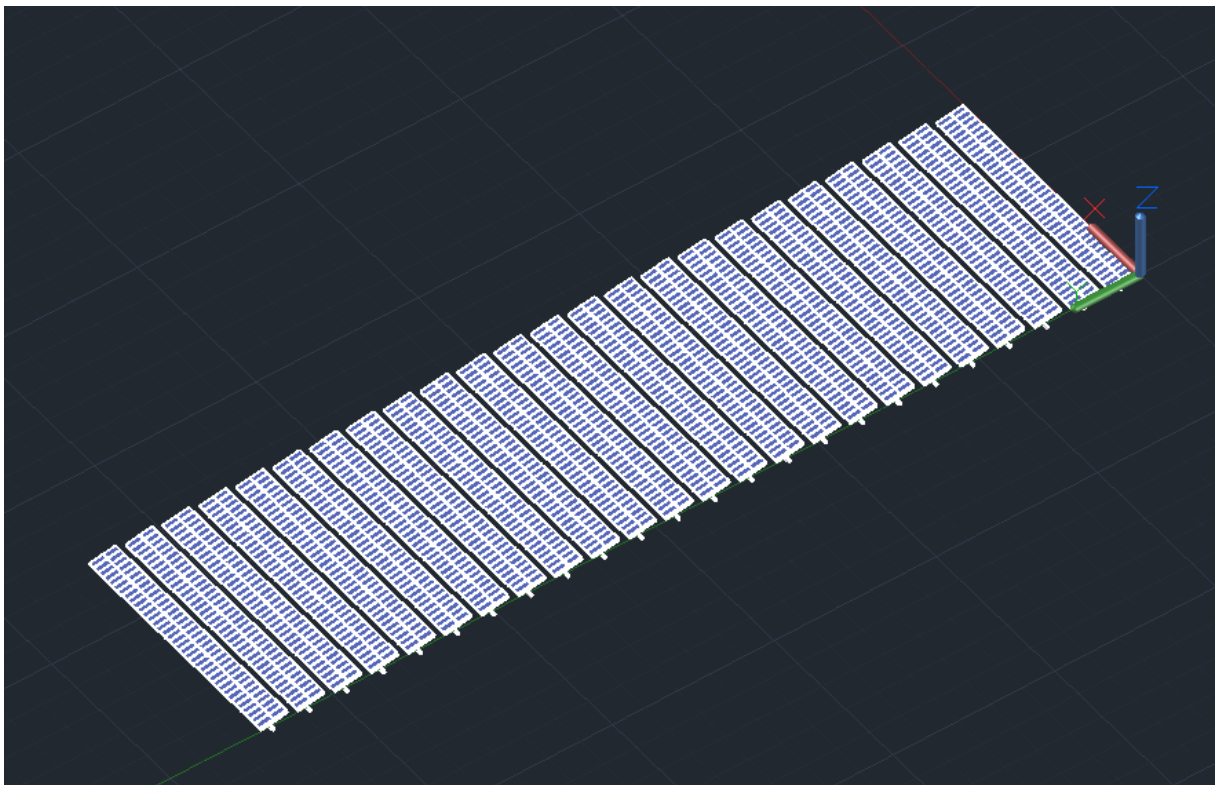
$$d = (3,5 \times 0,814) - 2,13 = 61 \text{ cm} \quad (35)$$

Equação 36 - Distância total entre as fileiras.

$$D_T = 2,24 + 0,61 = 2,85 \text{ m} \quad (36)$$

Com base nesse espaçamento, foi elaborado um layout tridimensional dos módulos utilizando o *software* AutoCAD, conforme apresentado na Figura 18, permitindo estimar uma área total de 1215m².

Figura 18 - Layout módulos fotovoltaicos.



Fonte: Próprio autor (2026).

Embora a área tenha sido previamente calculada, adotou-se uma área total de 1600 m², de modo a garantir espaço suficiente para a circulação e estacionamento de veículos, bem como para a instalação adequada dos inversores.

Para o cálculo do investimento do segundo cenário foram incluídos os custos referentes aos módulos fotovoltaicos e aos inversores, cujos valores foram obtidos por meio de cotação realizada junto à empresa Belenus, conforme apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 - Investimento 2º cenário.

Itens	Valor (R\$)
Kit fotovoltaico + Instalação	1.458.294,89
Estação + Instalação	454.374,20
Terreno	880.000,00
Subestação + Instalação	120.000,00
	2.912.669,09

Fonte: Próprio autor (2026).

O faturamento do eletroposto foi determinado com base na energia total fornecida aos veículos, independentemente da origem dessa energia, permanecendo em R\$ 72.450,00 mensais.

Com a inserção do sistema fotovoltaico, assume-se que aproximadamente 95% da demanda energética anual é suprida por geração própria. Dessa forma, apenas 5% da energia total, equivalente a kWh mensais, é adquirida da concessionária. A Equação 37 apresenta o cálculo do custo mensal com o SF.

Equação 37 - Cálculo do custo de consumo com SF.

$$C_m = 1.449 \times 0,45 = R\$652,05$$

$$C_t = 3.421,25 + 652,05 = 4.073,30 \quad (37)$$

Assim, como o faturamento permanece constante e os custos são reduzidos, o lucro operacional mensal do sistema aumenta, atingindo aproximadamente R\$68.376,70.

A inserção do sistema fotovoltaico reduz significativamente o custo com energia elétrica, uma vez que parte da demanda passa a ser suprida por geração própria. Nesse cenário, embora o faturamento permaneça inalterado, observa-se aumento no lucro operacional devido à redução da energia adquirida da concessionária.

4.2.3 Eletroposto suprido pela rede elétrica, geração fotovoltaica e BESS

Para o terceiro cenário do estudo, foram utilizados como base os valores obtidos no segundo projeto, acrescentando-se, a integração do BESS. Para o sistema de armazenamento de energia foi adotado um sistema comercial do tipo BESS, utilizando baterias de íons de lítio do modelo Huawei LUNA2000-215-2S10, apresentado no anexo C.

Aplicando a Equação 8 em conjunto com os parâmetros técnicos da bateria Huawei, determinou-se o número mínimo de baterias necessário para a implementação do BESS, cujo resultado é apresentado na Equação 38.

Equação 38 - Número mínimo de bateria Huawei LUNA2000-215-2S10.

$$N_{En} = \frac{100 \times 966}{262.86 \times (100 - 0)} \cong 4 \text{ baterias} \quad (38)$$

Aplicando-se a Equação 9, determinou-se o número mínimo de baterias pelo critério de potência, conforme apresentado na Equação 39.

Equação 39 - Número mínimo de bateria pelo critério de potência.

$$N_{Pn} = \frac{150k}{648 \times 0,5 \times 280} \cong 2 \text{ baterias} \quad (39)$$

Foram necessárias duas baterias para atender ao requisito de potência. Entretanto, como o dimensionamento final deve considerar o maior valor entre os critérios de energia e potência, adotou-se o valor previamente obtido pelo critério energético, resultando em quatro baterias para a composição do sistema BESS. Assim, o sistema terá capacidade instalada de 1.051 KWh.

A definição dos limites de tensão do banco de baterias está associada à faixa operacional do barramento CC do conversor do sistema BESS. De acordo com as especificações do fabricante, o conversor opera dentro de uma faixa de tensão contínua entre 648 V e 864 V.

Na etapa seguinte, realizou-se o dimensionamento da configuração do banco de baterias, considerando as associações em série e em paralelo. Aplicando-se as Equações 11 e 12, determinou-se a configuração do sistema, conforme apresentado na Equação 40. Foi considerada também uma margem de segurança unitária, obtendo-se como resultado a necessidade de apenas uma unidade em série, indicando que cada módulo do sistema já opera na faixa de tensão requerida pelo conversor.

Equação 40 - Associação em série e paralelo do sistema.

$$\begin{aligned} N_s &= \frac{648}{648 \times 1} = 1 \\ N_p &= \frac{4}{1} = 4 \end{aligned} \quad (40)$$

As perdas de potência no banco de baterias foram determinadas a partir da Equação 14, considerando a resistência interna equivalente do conjunto de baterias, cujo resultado é apresentado na Equação 41. Como o *datasheet* da bateria Huawei LUNA2000-215-2S10 da Huawei não apresenta explicitamente o valor da resistência interna das células, adotou-se um valor típico de $0,05 \, \Omega$ por bateria, conforme valores usualmente utilizados em modelagens de sistemas de armazenamento com baterias de íons de lítio. A partir desse valor e dos parâmetros do banco de baterias dimensionado, foi possível estimar as perdas de potência associadas à resistência interna do conjunto.

Equação 41 - Perdas no sistema.

$$P_{bat} = \left(\frac{0,05 \times 1}{4} \right) \times (0,5 \times 280)^2 = 245 \, \text{W} \quad (41)$$

Por fim, aplicaram-se as Equações 15 e 16 para calcular o custo de armazenamento do banco de baterias e o índice de armazenamento do sistema, respectivamente, cujos resultados são apresentados na Equação 42.

Equação 42 - Cálculo do custo e índice de armazenamento.

$$\begin{aligned} C &= \frac{4}{4} = 1 \\ I_{n\text{cap}} &= \frac{1051}{966} \cong 1,1 \end{aligned} \quad (42)$$

Os resultados indicam que a configuração adotada atende aos requisitos energéticos do eletroposto, apresentando capacidade suficiente para armazenar a energia gerada pelo sistema fotovoltaico e contribuir para o suprimento da demanda.

Para a estimativa do investimento do cenário 3, foi considerado o custo do sistema de armazenamento de energia por baterias. Os valores foram obtidos por meio de orçamento realizado junto a uma distribuidora autorizada da Huawei e estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Investimento 3º cenário.

Itens	Valor (R\$)
LUNA2000-215-2S10 + Equipamentos + Instalação	2.617.960,00
Kit fotovoltaico + Instalação	1.458.294,89
Estação + Instalação	454.374,20
Terreno	880.000,00
Subestação + Instalação	120.000,00
	5.530.629,09

Fonte: Próprio autor (2026).

Considerando a integração entre geração fotovoltaica e sistema de armazenamento em baterias, adotou-se que 100% da demanda energética do eletroposto é suprida por geração própria. Dessa forma, apenas é necessário considerar o custo mensal da demanda. Como resultado, observa-se uma redução expressiva nos custos operacionais e um aumento do lucro do eletroposto, que atinge aproximadamente R\$ 69.028,75 mensais. Entretanto, essa melhoria no desempenho econômico ocorre à custa de um acréscimo significativo no investimento inicial do sistema.

4.2.4 Análise de viabilidade econômica

4.2.4.1 Análise de viabilidade 1º cenário

Para a análise de viabilidade econômica, determinou-se o fluxo de caixa do projeto a partir da diferença entre o faturamento anual e os custos operacionais, bem como os encargos tributários incidentes. O faturamento anual foi estimado em R\$ 671.850,00, com base na operação projetada do sistema de recarga. Os encargos tributários foram considerados como 18% da receita bruta, valor compatível com o regime de lucro presumido aplicado a serviços, totalizando R\$120.933,00.

Os custos operacionais foram estimados como percentuais do investimento inicial. Para o carregador, adotou-se o valor de 2% ao ano, contemplando manutenção, seguros e custos operacionais recorrentes. Para a subestação, foi considerado o percentual de 0,5% ao ano, em função de sua menor complexidade operacional e reduzida necessidade de manutenção. Os cálculos do payback e VPL são apresentados pela Equação 43 e 44, respectivamente.

Equação 43 - Payback simples - 1º cenário.

$$P_b = \frac{684.374,20}{541.229,52} = 1,26 = 1 \text{ ano e 3 meses} \quad (43)$$

Equação 44 - VPL - 1º cenário.

$$VPL = FC \times \left(\frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \right) - FC_0$$

$$VPL = 541.229,52 \times \left(\frac{1-(1+0,15)^{-25}}{0,15} \right) - 684.374,20 = R\$2.814.214,08 \quad (44)$$

Considerando uma taxa mínima de atratividade de 15% ao ano, adotada com base no atual patamar da taxa Selic, e um período de análise de 25 anos, o VPL resultou em R\$2.814.214,08. Como o VPL é positivo, observa-se que o projeto apresenta retorno econômico ao longo do tempo, considerando as premissas adotadas.

A TIR foi obtida a partir da equação geral do VPL. Considerando que o fluxo de caixa é constante ao longo do período de análise, a equação foi simplificada para a forma de uma série uniforme, conforme apresentado na Equação 45.

Equação 45 - Taxa TIR - 1º cenário.

$$FC_0 = FC \times \left(\frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right)$$

$$684.374,20 = 541.229,52 \times \left(\frac{1 - (1 + i)^{-25}}{i} \right)$$

$$i = 79,08\% \quad (45)$$

4.2.4.2 Análise de viabilidade 2º cenário

Para a análise de viabilidade econômica do segundo cenário, determinou-se o fluxo de caixa do projeto, obtido a partir do faturamento anual de R\$ 820.520,40, da qual foram subtraídos os encargos tributários, estimados em 18% da receita bruta, bem como os custos operacionais. Estes foram considerados como percentuais do investimento inicial, sendo 2% ao ano para o carregador, 0,5% para a subestação e

1% para o sistema fotovoltaico. Os cálculos do *payback*, do VPL e da TIR são apresentados nas Equações 46, 47 e 48, respectivamente.

Equação 46 - Payback simples - 2º cenário.

$$P_b = \frac{2.912.669,09}{648.556,29} = 4,49 = 4 \text{ anos e } 5 \text{ meses} \quad (46)$$

Equação 47 - VPL - 2º cenário.

$$VPL = 648.556,29 \times \left(\frac{1 - (1 + 0,15)^{-25}}{0,15} \right) - 2.912.669,09 = R\$1.279.695,46 \quad (47)$$

Equação 48 - Taxa TIR - 2º cenário.

$$2.912.669,09 = 648.556,29 \times \left(\frac{1 - (1 + i)^{-25}}{i} \right)$$

$$i = 22,12\% \quad (48)$$

4.2.4.3 Análise de viabilidade 3º cenário

Por fim, para análise do 3º cenário foram considerados os mesmos critérios que os outros com acréscimo de 0,5% de custos operacionais do sistema de baterias. Os

cálculos do *payback*, do VPL e da TIR são apresentados nas Equações 49, 50 e 51, respectivamente.

Equação 49 - Payback simples - 3º cenário.

$$P_b = \frac{5.530.629,09}{641.882,67} = 8,616 \cong 8 \text{ anos e 7 meses} \quad (49)$$

Equação 50 - VPL - 3º cenário.

$$VPL = 641.882,67 \times \left(\frac{1 - (1 + 0,15)^{-25}}{0,15} \right) - 5.530.629,09 \cong R\$ - 1.381.403,83 \quad (50)$$

Equação 51 - Taxa TIR - 3º cenário.

$$5.530.629,09 = 641.882,67 \times \left(\frac{1 - (1 + i)^{-25}}{i} \right)$$

$$i \cong 10,69\% \quad (51)$$

4.2.4.4 Análise comparativa

A Tabela 9 apresenta uma síntese comparativa dos principais indicadores econômicos dos três cenários analisados, permitindo uma visão do desempenho de cada alternativa. Observa-se que os cenários diferem significativamente em termos de investimento inicial, retorno financeiro e viabilidade econômica ao longo do tempo, refletindo diretamente nos valores de VPL, TIR e prazo de retorno. De modo geral, verifica-se que o aumento do investimento não implica necessariamente em melhor desempenho econômico, evidenciando a importância da análise integrada dos indicadores.

Com o objetivo de verificar quantas vezes o capital investido retornou ao investidor ao longo de 25 anos, foi realizado o cálculo do ROI. Para isso, o ganho obtido foi calculado a partir do fluxo de caixa anual multiplicado pelo período de 25

anos, correspondente à vida útil mínima do sistema fotovoltaico. Dessa forma, o ROI permite avaliar a rentabilidade do investimento ao longo do tempo analisado.

Tabela 9 - Análise comparativa.

Indicador	1º Cenário	2º Cenário	3º Cenário
Investimento inicial (R\$)	684.374,20	2.912.669,09	5.530.629,09
Faturamento (R\$)	671.850,00	820.520,40	828.345,00
Fluxo de caixa (R\$)	541.229,52	648.556,29	641.882,67
Payback	1 ano e 3 meses	4 anos e 5 meses	8 anos e 7 meses
VPL (R\$)	2.814.214,08	1.279.695,46	-1.381.403,83
TIR (%)	79,08%	22,12%	10,69%
ROI	18,77	4,56	1,90

Fonte: Próprio autor (2026).

Observa-se que no primeiro cenário, no qual o suprimento energético é realizado exclusivamente pela rede elétrica, observou-se o melhor desempenho econômico entre as alternativas analisadas. O projeto apresentou *payback* simples de aproximadamente 1 ano e 3 meses, VPL de R\$ 2.814.214,08, TIR de 79,08% e ROI de 18,77, indicando elevada atratividade econômica. Esses resultados refletem o menor investimento inicial requerido aliado ao elevado retorno proporcional do capital investido, tornando essa configuração altamente viável sob a ótica estritamente financeira. Entretanto, essa alternativa permanece totalmente dependente da rede elétrica convencional, podendo contribuir para sobrecargas e instabilidades no sistema elétrico em períodos de maior demanda.

No segundo cenário, que incorpora o sistema fotovoltaico ao suprimento pela rede elétrica, verifica-se uma redução na atratividade econômica, embora o projeto ainda se mantenha viável. O aumento significativo do investimento inicial impacta diretamente os indicadores, resultando em *payback* de 4 anos e 5 meses, VPL de R\$ 1.279.695,46, TIR de 22,12% ao ano e ROI de 4,56. Apesar da menor rentabilidade proporcional indicada pelo ROI, o segundo cenário apresentou maior retorno financeiro absoluto acumulado ao longo do período analisado, em razão da maior

capacidade de geração de caixa proporcionada pelo sistema fotovoltaico. Além disso, essa alternativa destaca-se pelas vantagens estratégicas e ambientais associadas à diversificação da matriz energética, à redução da dependência da rede elétrica convencional, à mitigação dos impactos do aumento tarifário da energia elétrica e à contribuição para a sustentabilidade do empreendimento. Dessa forma, o segundo cenário apresenta-se como a solução mais equilibrada entre viabilidade econômica, segurança energética e benefícios ambientais.

Por sua vez, o terceiro cenário, que incorpora ainda o sistema de armazenamento por baterias, mostrou-se economicamente inviável nas condições analisadas. O elevado investimento inicial resulta em *payback* de 8 anos e 7 meses e VPL negativo de R\$ -1.381.403,83, TIR de 10,69% e ROI de 1,90. Embora os sistemas de baterias representem importante tecnologia para o futuro do setor elétrico, permitindo suprimento em horários de ponta e maior estabilidade, seus custos atuais ainda limitam a viabilidade econômica em projetos como o estudado, especialmente na ausência de incentivos regulatórios ou subsídios.

5 CONCLUSÃO

Considerando a análise de viabilidade econômica dos três cenários propostos para implantação do eletroposto e o impacto da inserção de tecnologias complementares, como a geração fotovoltaica e os sistemas de armazenamento, sobre os indicadores financeiros do projeto, recomenda-se a adoção do primeiro ou do segundo cenário.

O primeiro cenário apresentou melhor desempenho sob a ótica estritamente econômica, enquanto o segundo cenário mostrou-se mais equilibrado ao conciliar viabilidade financeira com benefícios ambientais e estratégicos associados ao uso da geração fotovoltaica. Além disso, embora o segundo cenário apresente ROI inferior ao do primeiro cenário, o maior fluxo de caixa e o maior retorno financeiro absoluto acumulado ao longo do período analisado evidenciam sua capacidade ampliada de geração de receita. Já o terceiro cenário, apesar das vantagens operacionais proporcionadas pelo BESS, não apresentou viabilidade econômica nas condições analisadas, principalmente em razão do elevado custo inicial da tecnologia e da forma de consumo considerada no estudo. Entretanto, com o avanço tecnológico e a tendência de redução dos custos dos sistemas de armazenamento nos próximos anos, espera-se que essa alternativa se torne progressivamente mais viável e competitiva para aplicações semelhantes.

Ressalta-se que os sistemas BESS apresentam maior potencial de aplicação em unidades consumidoras com elevado consumo em horários de ponta, onde o armazenamento de energia pode reduzir significativamente os custos relacionados à demanda e ao consumo energético nesses períodos. Entretanto, neste trabalho, a análise foi realizada considerando predominantemente consumo fora de ponta e demanda contratada convencional, fator que limitou os benefícios econômicos associados ao sistema de armazenamento.

Como proposta para trabalhos futuros, recomenda-se a realização de estudos considerando diferentes modalidades tarifárias e estratégias de gerenciamento de demanda em horários de ponta. Sugere-se também a realização de estudos envolvendo a inserção do eletroposto no mercado livre de energia, bem como análises

comparativas entre diferentes tecnologias de carregamento e capacidades de geração fotovoltaica.

Em síntese, conclui-se que a escolha da configuração mais adequada deve considerar não apenas os indicadores financeiros tradicionais, mas também aspectos relacionados à segurança energética, sustentabilidade ambiental e perspectivas futuras de expansão da mobilidade elétrica. Nesse contexto, a integração entre eletropostos, geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento apresenta elevado potencial estratégico para contribuir com a transição energética e a descarbonização do setor elétrico.

Anexo A

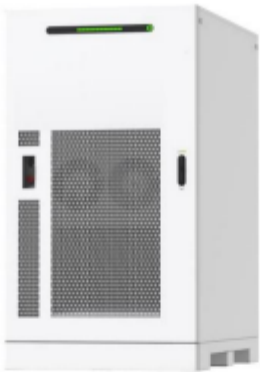
SPECIFICATION (STC)		Irradiance at 1000 W/m², Cell Temp 25°C,Air Mass AM1.5			
MODEL TYPE	ODA610-33V-MHDRz	ODA615-33V-MHDRz	ODA620-33V-MHDRz	ODA625-33V-MHDRz	ODA630-33V-MHDRz
Rated Peak Power-Pmax(Wp)	610.00	615.00	620.00	625.00	630.00
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	40.46	41.42	41.46	41.51	41.55
Maximum Power Current-Imp(A)	15.08	14.85	14.96	15.06	15.16
Open Circuit Voltage-Voc(V)	48.68±3%	48.73±3%	48.78±3%	48.83±3%	48.88±3%
Short Circuit Current-Isc(A)	15.96±3%	15.78±3%	15.89±3%	16.00±3%	16.11±3%
Module Efficiency(%)	22.60	22.77	22.96	23.14	23.32
ELECTRICAL DATA(BNPI)					
Irradiance at 1000 W/m², Back Irradiance 135 W/m², Cell Temp 25°C,Air Mass AM1.5					
Rated Peak Power-Pmax(Wp)	671.00	682.00	687.00	693.00	698.00
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	41.50	41.54	41.59	41.63	41.67
Maximum Power Current-Imp(A)	16.29	16.41	16.53	16.64	16.75
Open Circuit Voltage-Voc(V)	48.66±3%	48.88±3%	48.93±3%	48.98±3%	49.03±3%
Short Circuit Current-Isc(A)	17.50±3%	17.44±3%	17.56±3%	17.68±3%	17.80±3%
MECHANICAL CHARACTERISTICS			OPERATING PARAMETERS		
Cell Type (mm)	182*105 N-Type Mono		Maximum System Voltage		1500V
No. Of Cells	132(12*11)		Operational Temp		-40~+85 °C
Module Dimensions(mm)	2384*1134*30		Max Series Fuse Rating		35A
Weight	32.40 kg		Nominal Module Operating Temp (NMOT)		45±2°C
Bifacial Glass Front Glass(mm)	2.0mm AR Coating Tempered Glass				
Bifacial Glass Back Glass(mm)	2.0mm Glazed Glass				
Frame	Composite				
Junction Box	IP68,1500VDC, 3 Schottky Bypass Diodes				
Cables	4.0mm²,Positive(+)300mm,Negative(-)300mm, Or Customized Length				
Connector	IP68				
Snow Load/Wind Load	5400Pa/2400Pa				
Class Of Safety Protection	Class II				
IEC Component Fire Rating	Class A				
ASSEMBLY DRAWING			IV CURVE (620W)		

Anexo B

Especificação Técnica	SUN2000-75KTL-M1
Eficiência	
Eficiência Máxima	98,6% (380/400Vca)
Eficiência Europeia	98,3% (380/400Vca)
Entrada	
Máxima Tensão de Entrada ¹	1100 V
Máxima Corrente por MPPT	26 A
Máxima Corrente de Curto-Circuito	40 A
Tensão de Partida	200 V
Faixa de Tensão Operacional ²	200 V – 1000 V
Tensão Nominal de Entrada	600Vcc (380/400Vca)
Nº de Rastreadores MPPT	10
Nº de Entradas por MPPT	2
Saída	
Potência Nominal de Saída	75 kW
Potência Aparente Máxima	75 kVA
Tensão de Saída Nominal	400 / 380 Vca, 3W + N + PE
Frequência	50 / 60 Hz
Corrente Nominal de Saída	113,6 A (380 Vca), 108,6 A (400V ca)
Corrente Máxima de Saída	113,6 A (380 Vca), 108,6 A (400 Vca)
Faixa Ajustável do Fator de Potência	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Distorção Harmônica Máxima	< 3%
Proteção	
Dispositivo de Desconexão CC	Sim
Proteção Anti-Ilhamento	Sim
Proteção Contra Sobrecorrente CA	Sim
Proteção de Polaridade Reversa CC	Sim
Monitoramento de Falhas da String	Sim
Supressor de Surtos CC	Sim, Classe II de acordo com a EN/IEC 61643-11
Supressor de Surtos CA	Sim, Classe II de acordo com a EN/IEC 61643-11
Monitoramento de Isolamento CC	Sim
Monitoramento de Corrente Residual	Sim
Proteção Contra Arcos-Elétricos (AFCI)	Sim
Comunicação	
Display	Indicadores LED; Adaptador WLAN + FusionSolar APP
RS485	Sim
USB	Sim
Barramento MBUS	Sim (necessário transformador de isolamento)
Informações Gerais	
Dimensões (com suporte de fixação)	1035 x 700 x 365 mm (L * A * P)
Peso (com suporte de fixação)	90 Kg
Faixa de Operação de Temperatura	-25°C – 60°C
Método de Resfriamento	Resfriamento Inteligente
Altitude de Operação Máxima	4000 m
Umidade Relativa	0 – 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Conector a Prova D'Água + Terminal OT/DT
Grau de Proteção	IP66
Topologia	Sem Transformador
Adequação as Normas	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Normas de Conexão à Rede	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

Anexo C

LUNA2000-215-2S10
Smart String ESS



Mais energia



Operação e manutenção simples



Seguro e confiável

Parâmetros do sistema de armazenamento de energia	
Tipo de modelo	LUNA2000-215-2S10
Capacidade nominal	215,0 kWh
Taxa máxima de ciclo	0,5 CP
Eficiência máxima do ciclo	91,3%
Profundidade de carga e descarga	0~100%
Dimensões (L x P x A)	1150 mm × 1800 mm × 2100 mm
Peso	≈ 2,8 T
Faixa de temperatura operacional	-30 °C ~ 55 °C (≈50 °C Redução de temperatura)
Faixa de temperatura de armazenamento	-35 °C ~ 60 °C 0
Faixa de umidade operacional	~ 100% (sem condensação)
Altitude máxima de operação	4.000 m
Modo de controle de temperatura do sistema	Refrigeração híbrida
Modo de equilíbrio	Equilíbrio ativo
modo de calibração SOC	Automático
Modo de supressão de incêndio	Exaustão direcional de gás, Saída de explosão superior, Aerosol
Porta de alimentação auxiliar	178~264 Vca, monofásico, 95 kW
Consumo de energia em modo de espera	≈ 150 W
Porta de comunicação	Ethernet / Fibra óptica
Protocolo de comunicação	Modbus TCP
Grau de proteção	IP55
classificação de proteção EMC	Classe B
Ruído (condições nominais de operação)	65 dB(A)
Proteção contra raios	Tipo II (porta CA)
Modo de proteção	Proteção anti-furto, detecção de corrente residual, detecção de resistência de isolamento, proteção contra sobrecorrente CA e proteção de conexão de cabo CA.
Ambiente	RoHS6
Padrões de certificação	UL9540A; UN38.3; IEC 62477-1; IEC 62040-1; IEC 61000-6-1/2/3/4; IEC61727
Parâmetros da bateria (CC)	
Material celular	LFP
Capacidade nominal da bateria	280Ah
Configuração da bateria do sistema	240S1P
Número de baterias	4
Faixa de tensão operacional	648~864 V
Corrente CC nominal	140 A
Parâmetros PCS (AC)	
tipo de modelo PCS	PCS2000-108K-MB1
Potência de saída nominal	108 kW
Corrente CA nominal	164,1 A
Tensão e frequência CA	380 / 400 / 415 V (3P4W), 50 / 60 Hz
Faixa de fator de potência ajustável	-1 ... +1
Harmônicos de corrente CA THDI (condição operacional nominal)	≤1,5%

REFERÊNCIAS

- [1] ABNT. **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto**. NBR 16690, 2019. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas. Acesso em: 26 ago. 2025.
- [2] ABNT. **Instalações elétricas de baixa tensão**. NBR 5410, 2004. Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas. Acesso em: 26 ago. 2025.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Veículos elétricos**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/veiculos-eletricos>. Acesso em: 06 jun. 2025.
- [4] ASSAF NETO, A. **Matemática Financeira e Suas Aplicações**. 12 ed. São Paulo: Atlas, 2012. Acesso em: 26 ago. 2025.
- [5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Infográfico sobre o mercado de energia solar fotovoltaica**. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 07 maio 2025.
- [6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR IEC 61851-1: **Sistemas de carregamento condutivo para veículos elétricos – Parte 1: Requisitos gerais**. Rio de Janeiro: ABNT, 2021. Acesso em: 26 ago. 2025.
- [7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO VEÍCULO ELÉTRICO (ABVE). **Números de fevereiro indicam eletromobilidade em ritmo acelerado em 2026**. São Paulo, 2026. Disponível em: <https://abve.org.br/numeros-de-fevereiro-indicam-eletromobilidade-em-ritmo-acelerado-em-2026/>. Acesso em: 31 maio 2026.
- [8] BELENUS. **Escolha seu método de compra**. Vinhedo, SP: Belenus, [s.d.]. Disponível em: <https://belenus.com.br/energy/escolha-metodo>. Acesso em: 15 jul. 2026.

[9] BERMUDEZ, Rodrigo Bagatin Veleda. **Os desafios para implementação de veículos elétricos no Brasil**. Curitiba: Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2021. Monografia (Especialização em Sistemas Embarcados para Indústria Automotiva) – UTFPR.

[10] BV INSPIRA. **O que é um sistema híbrido de energia solar? Saiba mais!** Disponível em:

<https://www.bv.com.br/bv-inspira/financiamento-para-energia-solar/sistema-hibrido-de-energia-solar>. Acesso em: 25 jun. 2025.

[11] BYD Brasil. **Do sonho à realidade: BYD alcança a marca histórica de 100 mil carros 100% elétricos vendidos no Brasil em pouco mais de três anos**. 17 nov. 2025. Disponível em:

<https://www.byd.com/br/noticias-byd-brasil/do-sonho-a-realidade--byd-alcanca-a-marca-historica-de-100-mil-c>. Acesso em: 17 fev. 2026.

[12] CEMIG. **Valores de tarifas e serviços**. Disponível em:

<https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>. Acesso em: 19 fev. 2026.

[13] COSTA, Luís Felipe da. **Análise de viabilidade econômica para eletropostos com recarga rápida supridos por um sistema fotovoltaico**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, 2024. Acesso em: 01 fev. 2026

[14] COSTA, Patrícia Ramis da. **Análise da capacidade de acomodação de eletropostos de carga rápida para veículos elétricos em redes de distribuição**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/279072/001210297.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 26 ago. 2025.

[15] CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Banco de dados de irradiação solar**. Disponível em:

<https://cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 26 fev. 2026

[16] CRUZ, Rosane Laís de Souza; BARROS, Rodrigo Cássio de; DARDENGO, Victor Pellanda; AMORIM, William Caires Silva; PEREIRA, Heverton Augusto. **Dimensionamento de banco de bateria de BESS para aplicação de Peak Shaving, baseado no perfil de carga.** [S. l.: s. n.], 2024. Acesso em: 26 set. 2025.

[17] ECHEVARRIA, Carlos; WEISS, Mariana; BORGES, Talita; DEL CASTILLO, Harold; BIOSCA, Oriol; HALLACK, Michelle. **Estimando a demanda potencial de energia para veículos elétricos: um estudo de caso para o Sul do Brasil e seus possíveis desdobramentos.** Washington, DC: Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2022. (Nota Técnica, IDB-TN-02533). Acesso em: 24 jun. 2025.

[18] ENERGIA ECO. **Energia Solar fotovoltaica.** Disponível em: <https://energiaeco.com.br/energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 25 jun. 2025.

[19] FERREIRA, Daniel Pereira. **Inversor híbrido para sistemas de energia solar fotovoltaica em aplicações de autoconsumo.** 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Universidade de Coimbra, Coimbra, 2024. Acesso em: 26 jun. 2025.

[20] FILHO, João Mamede. **Instalações Elétricas Industriais.** 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

[21] FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS (ISE). **Photovoltaics Report.** Freiburg: Fraunhofer ISE, 2025. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>. Acesso em: 15 jul. 2026.

[22] HUAWEI. **LUNA2000-215 Series – Specifications.** Shenzhen: Huawei Digital Power Technologies Co., Ltd., [s.d.]. Disponível em: <https://solar.huawei.com/pt/products/LUNA2000-215-Series/specs/>. Acesso em: 15 jul. 2026.

[23] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Global EV Outlook 2026.** Paris: IEA, 2026. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2026>. Acesso em: 31 maio 2026.

[24] ISA ENERGIA. **Armazenamento de energia.** Disponível em:

<https://www.isaenergiabrasil.com.br/transicao-energetica/armazenamento-de-energia/>. Acesso em: 24 jun. 2025.

[25] LEMOS, Jussilaine Fernandes. **Análise de viabilidade de implantação de posto de recarga de veículos elétricos com abastecimento fotovoltaico**. 2018. Disponível em:

https://repositorio.ufgd.edu.br/jspui/bitstream/prefix/2834/1/JussilaineFernandesLeme_s.pdf. Acesso em: 26 jun. 2025.

[26] MELO, Alisson de. **Análise e dimensionamento de diferentes arquiteturas de sistemas fotovoltaicos**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá, Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde, Araranguá, 2024. Acesso em: 26 ago. 2025.

[27] NEOCHARGE. **Conheça os tipos de carros elétricos**. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipos-veiculos-eletricos>. Acesso em: 27 jun. 2025.

[28] NEOCHARGE. **Infográfico - Mercado Brasileiro de Carros Elétricos**. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/mercado-brasileiro-carro-eletrico-infografico>. Acesso em: 06 jun. 2025.

[29] NEOSOLAR. **Sistema BESS: o que é e como funciona o armazenamento de energia**. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/sistema-bess-armazenamento-energia>. Acesso em: 02 jun. 2025.

[30] OLIVEIRA, Humberto Koski de. **Sistema de armazenamento de energia por baterias: histórico, análise tecnológica e aplicação em redes de distribuição de energia elétrica**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Campus de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2024. Acesso em: 26 jun. 2025.

[31] PILOT ENERGY STORAGE. **Exploring the key advantages of Battery Energy Storage Systems**. Disponível em: <https://www.pilotenergystorage.com/pt/exploring-the-key-advantages-of-battery-energy-storage-systems/>. Acesso em: 06 jun. 2025.

- [32] PROGRAMA NACIONAL DE MOBILIDADE ELÉTRICA (PNME). **Guia para implantação de eletropostos - versão simples**. Brasília, 2020. 43 p. Disponível em: https://www.pnme.org.br/wp-content/uploads/2020/04/guia_promobe_eletroposto_simples_v2.pdf. Acesso em: 26 ago. 2025.
- [33] PORTAL SOLAR. **Células solares: o que são e como funcionam**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/celulas-solares>. Acesso em: 25 jun. 2025.
- [34] PORTAL SOLAR. **Carro elétrico: como funciona, vantagens e desvantagens**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/carro-eletrico>. Acesso em: 06 jun. 2025.
- [35] PORTAL SOLAR. **Mais de 20 milhões de carros elétricos devem ser vendidos no mundo em 2025**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/tecnologia/mobilidade-eletrica/mais-de-20-milhoes-de-carros-eletricos-devem-ser-vendidos-no-mundo-em-2025>. Acesso em: 06 jun. 2025.
- [36] PORTAL SOLAR. **Sistema híbrido de energia solar: o que é, como funciona e vantagens**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/sistema-hibrido-de-energia-solar>. Acesso em: 02 jun. 2025.
- [37] SENAI. **Instalação de sistema de microgeração solar fotovoltaica**. São Paulo: Editora SENAI-SP, 2019. ISBN 978-85-8393-586-5. Acesso em: 26 ago. 2025.
- [38] SIEMENS ENERGY. **Battery Energy Storage System (BESS)**. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/br/pt/home/products-services/product/battery-energy-storage.html>. Acesso em: 02 jun. 2025.
- [39] SOLARMAT. Inversores híbridos. Alicante, Espanha: Solarmat, [s.d.]. Disponível em: <https://solarmat.es/es/inversores-hibridos>. Acesso em: 15 jul. 2026.
- [40] SOLAR BATTERY MANUFACTURER. **BESS Poder: o que você precisa saber**. Disponível em: <https://solarbatterymanufacturer.com/pt/bess-poder/>. Acesso em: 06 jun. 2025.
- [41] SYDLE. **Sistemas híbridos de energia**. Disponível em:

<https://www.sydle.com/br/blog/sistemas-hibridos-66acf1caa14b052c475237f8>.

Acesso em 02 jun. 2025.

[42] VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações: Sistemas Isolados: e Conectados à Rede**. 2. ed. rev. e atual. São Paulo: Editora Erica, 2012. 225 p. Acesso em: 24 jun. 2025.

[43] WEEKE. **Como a instalação de estações e pontos de recarga de veículos elétricos deve ser feita?** Disponível em: <https://www.weeke.com.br/blog/como-a-instalacao-de-estacoes-e-pontos-de-recarga-de-veiculos-eletricos-deve-ser-feita/>.

Acesso em: 06 jun. 2025.

[44] WEG. **WEMOB Estações de recarga para veículos elétricos**. Jaraguá do Sul: WEG, 2022. Disponível em:

<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h1c/h57/WEG-estacoes-de-recarga-de-veiculos-eletricos-WEMOB-50105757-pt.pdf/WEG-estacoes-de-recarga-de-veiculos-eletricos-WEMOB-%2050105757-pt.pdf>. Acesso em: 11 fev. 2026.

.