



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS

CAMPUS ITUMBIARA

BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VIVIANE DE JESUS MONTEIRO

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

ITUMBIARA-GO

2026



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Viviane de Jesus Monteiro

Matrícula: 20191040070050

Título do Trabalho: Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico com Armazenamento de Energia

Autorização - Marque uma das opções

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- () O documento está sujeito a registro de patente.
() O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
() Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 04/03/2026.
Local Data

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

VIVIANE DE JESUS MONTEIRO

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás - Campus Itumbiara/IFG, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a. Ma Thaissa de Melo Cesar

ITUMBIARA-GO

2026

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

M775a Monteiro, Viviane de Jesus

Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia. / Viviane de Jesus Monteiro. – Itumbiara, 2026.
113 p.: il.

Trabalho de conclusão do curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2026.

Orientadora: Prof.^a Ma Thaissa de Melo Cesar .

1. Sistemas de energia fotovoltaica. 2. Energia - Armazenamento. 3. Análise econômico-financeira. I. Título. II. Cesar, Thaissa de Melo. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.31

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara
Bibliotecário: Rosiane Gonçalves de Lima CRB1/1684



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

Viviane de Jesus Monteiro

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 06 de fevereiro de 2026, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Profa. Msc. Thaissa de Melo Cesar - Orientadora

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Prof. DSc. Victor Régis Bernandeli- Membro interno

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Prof. DSc. Diogo Soares Resende - membro interno

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Itumbiara – GO

2026

Documento assinado eletronicamente por:

- **Victor Regis Bernardeli**, CHEFE - CD4 - ITU-DAA, em 06/03/2026 17:04:05.
- **Diogo Soares Resende**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 06/03/2026 15:10:15.
- **Thaissa de Melo Cesar**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 06/03/2026 15:08:22.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 05/03/2026. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 752456

Código de Autenticação: 6692129d78



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

*Primeiramente a Deus por ter me dado
força e sabedoria. Aos meus pais Maria do
Rosário Pereira de Jesus e Johny Pereira
Monteiro, ao meu namorado João Pedro
Rodrigues Santos além de todos meus amigos por
todo apoio nessa jornada.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus e a Nossa Senhora, por me concederem força, saúde e perseverança ao longo desta caminhada, especialmente nos momentos mais desafiadores, permitindo que eu seguisse firme até a conclusão deste trabalho.

Agradeço à minha família, base essencial em toda a minha trajetória. Em especial, ao meu pai, Johny Pereira Monteiro, por todo apoio, incentivo, cuidado e por acreditar em mim mesmo quando eu duvidei. À minha mãe, Maria do Rosário Pereira de Jesus, minha eterna referência, que me apoiou imensamente e, embora hoje não esteja mais fisicamente entre nós, permanece viva em meu coração, em minhas lembranças e em tudo o que sou.

Agradeço ao meu namorado, João Pedro Rodrigues Santos, por toda compreensão, paciência e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho, sendo presença constante nos dias difíceis e motivo de incentivo nos momentos de cansaço. Estendo meu agradecimento à família dele, que me acolheu com carinho e me encorajou a continuar.

Agradeço à minha orientadora, Prof.^a Ma Thaissa de Melo Cesar, pela disponibilidade, atenção, contribuições técnicas, correções criteriosas e direcionamento ao longo de todo o desenvolvimento deste TCC, os quais foram fundamentais para o aprimoramento e a conclusão desta pesquisa.

Aos meus colegas, agradeço pelas trocas de conhecimento, pela parceria e pelo encorajamento durante toda a trajetória acadêmica, tornando o percurso mais leve e significativo.

Ao IFG – Câmpus Itumbiara e aos professores do curso, agradeço pelos ensinamentos, pela formação proporcionada e pelas contribuições que foram determinantes para a construção deste trabalho e para meu crescimento acadêmico e profissional.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, fizeram parte desta caminhada e contribuíram para a realização deste TCC.

RESUMO

A crescente inserção da energia solar na matriz elétrica brasileira e as mudanças nas regras de compensação de energia têm impulsionado a busca por alternativas que aumentem o aproveitamento local da geração, como o uso de sistemas de armazenamento em baterias. Nesse contexto, este trabalho avalia a viabilidade econômico-financeira da implantação de sistemas de geração solar fotovoltaica com e sem armazenamento, considerando dois enquadramentos tarifários definidos pela ANEEL: Grupo A e Grupo B. A metodologia combinou modelagem energética e análise econômico-financeira baseada em fluxo de caixa, permitindo comparar o desempenho dos dois cenários. Os resultados indicaram maior atratividade do cenário sem armazenamento, com payback de 1,8 anos (Grupo A) e 8,4 anos (Grupo B), enquanto o cenário com armazenamento apresentou payback de 7,2 anos (Grupo A) e 14,0 anos (Grupo B), refletindo o impacto do aumento do investimento associado ao banco de baterias. Conclui-se que, nas condições analisadas, a alternativa somente fotovoltaica apresenta melhor desempenho econômico para ambos os grupos, ao passo que o armazenamento tende a ser justificável sobretudo quando há objetivos adicionais, como aumento de autonomia e redução de injeção de excedentes na rede.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; armazenamento de energia; viabilidade econômica; payback; análise econômico-financeira.

ABSTRACT

The growing adoption of solar energy in Brazil and recent changes in net-metering rules have increased interest in solutions that enhance on-site PV utilization, such as battery energy storage. In this context, this study evaluates the economic feasibility of solar photovoltaic (PV) systems with and without battery storage, considering two tariff categories defined by the Brazilian regulator ANEEL: Group A and Group B. The methodology combines energy modeling with a cash-flow-based economic assessment to compare both scenarios. Results indicate higher attractiveness for the PV-only option, with payback of 1.8 years (Group A) and 8.4 years (Group B), whereas the PV-plus-storage option yields payback of 7.2 years (Group A) and 14.0 years (Group B), reflecting the additional investment required for the battery bank. Therefore, under the analyzed assumptions, the PV-only alternative achieves the best economic performance for both tariff groups, while storage is mainly justified when additional objectives are considered, such as improved autonomy and reduced export of surplus energy to the grid.

Keywords: solar photovoltaic energy; battery energy storage; economic feasibility; payback; cash flow analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Composição da matriz elétrica brasileira em 2025.	24
Figura 2 - Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica	26
Figura 3 - Princípio básico de uma célula fotovoltaica	28
Figura 4 - Esquema comparativo entre os tipos de sistemas fotovoltaicos	30
Figura 5 - Componentes de um sistema fotovoltaico.	31
Figura 6 – Adições globais de capacidade de armazenamento por baterias (2010-2022).	39
Figura 7 - Evolução dos preços das baterias de íon-lítio (US\$/kWh).	39
Figura 8 - Composição do sistema de armazenamento.....	41
Figura 9 - Estrutura de custo - sistema comercial.....	41
Figura 10 - Modalidades de transição para a Lei 14.300.....	64
Figura 11 - Escalonamento da cobrança da TUSD Fio B conforme a regra de transição da Lei 14.300/2022	64
Figura 12 - Histórico de consumo no posto ponta	77
Figura 13 - Histórico de consumo no posto fora ponta	77
Figura 14 - Curva representativa do perfil diário de demanda do Grupo A.	79
Figura 15 - Histórico de consumo mensal (kWh) da unidade residencial (Grupo B) ..	81
Figura 16 - Curva representativa do perfil diário de demanda (kW) adotada para o cenário residencial (Grupo B).....	81
Figura 17 - Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia) para Itumbiara–GO, considerando diferentes inclinações do plano.	83
Figura 18 - Irradiação solar diária média mensal no plano horizontal para a localidade de Itumbiara–GO.	83
Figura 19 - Demanda x potência fotovoltaica estimada (Grupo A) – mesma escala no eixo Y.	90
Figura 20 - Demanda x potência fotovoltaica estimada (Grupo B) – mesma escala no eixo Y.	90
Figura 21 - Simultaneidade, déficit e excedente (Grupo A).	91
Figura 22 - Simultaneidade, déficit e excedente (Grupo B).	91
Figura 23 - Grupo B: cobertura do déficit com bateria (simulação).....	96
Figura 24 - Grupo A: cobertura do déficit com bateria (simulação).	96

Figura 25 - Fluxo de caixa acumulado do cenário fotovoltaico sem armazenamento (Grupo A).	102
Figura 26 - Fluxo de caixa acumulado do sistema fotovoltaico com armazenamento (Grupo A).	103
Figura 27 - Fluxo de caixa acumulado (Grupo B).	104
Figura 28 - Fluxo de caixa acumulado do sistema fotovoltaico com armazenamento (Grupo B).	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Escolha do ângulo de inclinação do módulo.	36
Tabela 2 - Comparativo de desempenho de tecnologias de armazenamento por baterias.	47
Tabela 3 - Histórico de consumo mensal (kWh) da unidade residencial (Grupo B) e média anual.....	80
Tabela 4 - Consumo de referência para dimensionamento (média dos últimos 12 meses).	85
Tabela 5 - Configuração do arranjo fotovoltaico por inversor e MPPT (PV*SOL).....	87
Tabela 6 - Resultados energéticos da simulação com bateria (Grupo B).....	93
Tabela 7 - Resultados energéticos da simulação com bateria (Grupo B).	94
Tabela 8 - Resultados energéticos do balanço diário e do dimensionamento do banco de baterias (Grupo A).	94
Tabela 9 - Resultados energéticos da simulação operacional com bateria (Grupo A).	94
Tabela 10 - Kit do sistema de armazenamento (Grupo B).	95
Tabela 11 - Kit do sistema de armazenamento (Grupo A).	95
Tabela 12 - Resumo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico sem armazenamento (Grupo A).	101
Tabela 13 - Resumo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico com armazenamento (Grupo A).	102
Tabela 14 - Resumo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico sem armazenamento (Grupo B).	104
Tabela 15 - Resumo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico com armazenamento (Grupo B).	105

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	JUSTIFICATIVA	16
1.2	OBJETIVOS	17
1.2.1	Objetivo Geral	17
1.2.2	Objetivos Específicos	18
1.3	METODOLOGIA.....	18
1.3.1	Levantamento de dados	19
1.3.2	Modelagem financeira e simulações.....	19
1.3.3	Estudo de Caso	20
1.3.4	Análise dos resultados	20
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TÉORICA	22
2.1	BRASIL, SITUAÇÃO ENERGÉTICA.....	22
2.2	FONTES INTERMITENTES DE ENERGIA.....	24
2.2.1	Sistemas solares fotovoltaicos	25
2.2.1.1	Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas	27
2.2.1.2	Sistemas off-grid, on-grid e híbridos	28
2.2.1.2.1	Sistemas Fotovoltaicos Isolados (Off-grid)	29
2.2.1.2.2	Sistemas Fotovoltaicos Híbridos.....	29
2.2.1.2.3	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (On-grid).....	29
2.2.1.3	Principais componentes dos Sistemas Fotovoltaicos	30
2.2.1.3.1	Módulos Fotovoltaicos.....	31
2.2.1.3.2	Inversores	32
2.2.1.3.3	Controlador de Carga (utilizado em sistemas off-grid ou híbridos autônomos)	33

2.2.1.3.4	Banco de Baterias (utilizado em sistemas off-grid ou híbridos autônomos)	33
2.2.1.3.5	Componentes Auxiliares	34
2.2.2	Dimensionamento Sistema Fotovoltaico	34
2.2.2.1	Levantamento Potencial Solar	35
2.2.2.2	Dimensionamento e disposição dos módulos	36
2.2.2.3	Dimensionamento dos inversores	36
2.3	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO	37
2.3.1	Panorama Internacional do Armazenamento de Energia por Baterias	38
2.3.2	Principais Tecnologias de Armazenamento de Energia	42
2.3.2.1	Tecnologias Eletroquímicas: Baterias	43
2.3.2.1.1	Bateria de Chumbo-Ácido	44
2.3.2.1.2	Bateria de Íon-Lítio	45
2.3.3	Desempenho e Eficiência de Sistemas de Armazenamento com Baterias	46
2.3.4	Aplicações de Armazenamento de Energia com Baterias	47
2.3.5	Dimensionamento Sistema de Armazenamento	49
2.3.5.1	Dimensionamento Banco de Baterias	49
2.4	ESTRUTURA DE TARIFICAÇÃO E MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL	51
2.4.1	Tipos de consumidores	52
2.4.2	Tarificação	54
2.4.3	Grupos de Consumidores	55
2.4.3.1	Grupo A	55
2.4.3.2	Grupo B	56
2.4.4	Modalidades Tarifárias: Média e Alta Tensão	57
2.4.5	Bandeiras Tarifárias	59

2.5	LEGISLAÇÃO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E ARMAZENAMENTO	
	60	
2.5.1	Resolução Normativa	60
2.5.2	Lei 14.300.....	61
2.5.2.1	Mudanças da Lei nº 14.300 em relação à REN nº 482/2012	62
2.5.2.2	Regras de Transição Tarifária na Lei nº 14.300.....	63
2.5.2.3	Impactos da Lei nº 14.300 para Grupos A e B.....	65
2.5.2.3.1	GD II: Impactos para Grupo B.....	65
2.5.2.3.2	GD II: Impactos para o Grupo A	66
2.5.2.3.3	GD III: Impactos para o Grupo A	67
2.5.2.4	O Papel dos Sistemas de Armazenamento na Lei nº 14.300/2022	67
2.6	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	68
2.6.1	Fluxo de Caixa.....	69
2.6.2	Valor Presente Líquido.....	70
2.6.3	Taxa Interna de Retorno	71
2.6.4	Tempo de Retorno Investimento Descontado (Payback Time).....	72
2.6.5	Retorno sobre Investimento (ROI)	72
3	METODOLOGIA.....	74
3.1	ESTUDO DE CASO	74
3.2	ESTUDO DO PERFIL DO CONSUMIDOR.....	76
3.2.1	Grupo A	76
3.2.2	Grupo B	79
3.3	DIMENSIONAMENTO DOS PROJETOS	82
3.3.1	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	82
3.3.1.1	Levantamento do Potencial Solar	82
3.3.1.2	Consumo de Referência para o Dimensionamento	84
3.3.1.3	Dimensionamento/seleção de módulos e inversor	85

3.3.2	Dimensionamento do Sistema de Armazenamento	88
3.3.2.1	Construção das curvas horárias de demanda e geração fotovoltaica ..	89
3.3.2.2	Critérios de dimensionamento do sistema de armazenamento por baterias	92
3.4	Modelagem do Faturamento e Compensação de Energia (Lei nº 14.300/2022)	96
3.4.1	Grupo B (GD II): parcelas de consumo e compensação	97
3.4.2	Grupo A (GD II): inclusão da parcela de demanda	98
3.4.3	Implementação computacional e integração com a análise econômica ...	99
3.4.4	Parâmetros Econômicos e Indicadores de Viabilidade.....	100
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	101
4.1	Grupo A – Resultados Econômicos.....	101
4.1.1	Cenário 1 – Sistema fotovoltaico sem armazenamento.....	101
4.1.2	Cenário 2 – Sistema fotovoltaico com armazenamento	102
4.2	Grupo B – Resultados Econômicos.....	103
4.2.1	Cenário 1 – Sistema fotovoltaico sem armazenamento.....	103
4.2.2	Cenário 2 – Sistema fotovoltaico com armazenamento	104
4.3	DISCUSSÃO FINAL	106
4.3.1	Grupo A – Avaliação comparativa e escolha do cenário	106
4.3.2	Grupo B – Avaliação comparativa e escolha do cenário.....	107
4.3.3	Síntese dos resultados e diretrizes de decisão	107
5	CONCLUSÃO.....	108
	REFERÊNCIAS	110

1 INTRODUÇÃO

A transição para fontes de energia renováveis tem sido uma prioridade global, impulsionada pela necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e garantir segurança energética. No Brasil, a energia solar fotovoltaica tem se consolidado como uma alternativa viável, impulsionada pelo alto potencial de radiação solar e pelos avanços tecnológicos no setor. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o país recebe uma incidência solar média entre 4,5 e 6,3 kWh/m²/dia, um dos níveis mais altos do mundo, tornando a energia fotovoltaica uma solução altamente eficiente para a geração de eletricidade (EPE, 2022).

Nos últimos anos, a capacidade instalada de energia solar no Brasil cresceu de forma exponencial. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o país atingiu mais de 20 GW de potência instalada em geração distribuída em 2023, colocando-se entre os dez países que mais investem em energia fotovoltaica no mundo (ANEEL, 2023). Esse crescimento tem sido influenciado por incentivos fiscais, linhas de financiamento e pelo aprimoramento do arcabouço regulatório, com destaque para o Marco Legal da Geração Distribuída (Lei nº 14.300/2022), que estabeleceu regras para o setor e redefiniu as condições de compensação da energia excedente (BRASIL, 2022). Ressalta-se, contudo, que a literatura e os agentes do setor apresentam diferentes interpretações sobre seus efeitos, apontando, por um lado, maior previsibilidade regulatória e segurança jurídica e, por outro, mudanças que podem reduzir a atratividade econômica de parte dos projetos ao longo do período de transição (BRASIL, 2022).

Entretanto, um dos desafios enfrentados pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*on-grid*) é a intermitência da fonte. Como a produção depende da incidência solar, a geração é reduzida durante dias nublados e inexistente à noite, forçando consumidores a utilizar eletricidade da rede convencional nesses períodos. Para solucionar esse problema, o armazenamento de energia surge como uma alternativa promissora, permitindo o aproveitamento da eletricidade gerada durante o dia para uso posterior.

Atualmente, os sistemas de armazenamento de energia, especialmente os baseados em baterias de íon-lítio, têm ganhado destaque devido à elevada eficiência e à maior durabilidade quando comparados às tecnologias tradicionais, como as baterias de chumbo-ácido (IRENA, 2023). Paralelamente, observa-se uma tendência de redução de custos ao longo dos últimos anos, associada ao aumento da capacidade produtiva, à competição industrial e à adoção de

químicas de menor custo, como a LFP. De acordo com levantamentos anuais da BloombergNEF, os preços médios globais de pacotes de baterias vêm registrando quedas recentes, atingindo valores da ordem de US\$ 108/kWh em 2025 (BLOOMBERGNEF, 2025). Ainda assim, mesmo com essa trajetória de redução, o investimento inicial permanece como um dos principais fatores limitantes para a popularização do armazenamento, podendo impactar de forma significativa o retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos com baterias.

Além dos custos, a viabilidade desses sistemas está diretamente relacionada às políticas tarifárias. Com os constantes reajustes no preço da energia elétrica no Brasil, que variam de acordo com a bandeira tarifária e a inflação do setor, consumidores buscam alternativas para reduzir sua dependência da rede (ANEEL, 2023). A possibilidade de armazenar energia gerada pelo próprio sistema fotovoltaico pode proporcionar maior independência energética e proteção contra aumentos na conta de luz.

Diante desse cenário, a análise da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico com armazenamento torna-se essencial para avaliar se essa solução é financeiramente vantajosa para consumidores residenciais, comerciais e industriais. No setor industrial, onde o consumo de eletricidade é elevado e os custos com energia representam uma parcela significativa dos gastos operacionais, a adoção de sistemas de armazenamento pode reduzir a dependência da rede nos horários de pico, minimizar impactos de oscilações tarifárias e garantir maior segurança energética. O estudo busca levantar os custos de implantação, operação e manutenção e estimar as economias ao longo da vida útil de sistemas fotovoltaicos com armazenamento, estruturando o fluxo de caixa para avaliar a viabilidade econômica para consumidores dos Grupos A e B.

1.1 JUSTIFICATIVA

A crescente demanda por energia elétrica, aliada aos constantes aumentos tarifários e à necessidade de uma matriz energética mais sustentável, reforça a importância de soluções que garantam eficiência e previsibilidade no consumo. Os sistemas fotovoltaicos com armazenamento surgem como alternativa estratégica, permitindo maior autonomia energética e redução da dependência da rede elétrica (ANEEL, 2023).

O Brasil tem enfrentado reajustes tarifários frequentes, impulsionados por crises hídricas e pela dependência de usinas termelétricas de alto custo. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o preço da eletricidade aumentou cerca de 150% nos últimos 10 anos, superando a inflação no mesmo período (ANEEL, 2023). Para consumidores residenciais, comerciais e industriais, o uso de baterias de armazenamento permite aproveitar a energia solar

gerada durante o dia nos horários de pico, reduzindo custos e protegendo contra oscilações tarifárias (EPE, 2022).

Além da economia, a segurança energética é um fator essencial. O fornecimento de eletricidade no Brasil está sujeito a falhas devido a fatores climáticos e sobrecarga da rede. Para setores industriais e críticos, como hospitais e data centers, quedas de energia podem gerar grandes prejuízos. O armazenamento da energia solar oferece uma fonte de backup, garantindo funcionamento contínuo mesmo em situações de instabilidade elétrica (IRENA, 2023).

A sustentabilidade é outro benefício relevante. Apesar da matriz energética brasileira ser majoritariamente limpa, as termelétricas ainda são acionadas em momentos críticos, aumentando a emissão de gases de efeito estufa. Estudos indicam que cada megawatt-hora (MWh) gerado por energia solar evita cerca de 0,5 toneladas de CO₂, contribuindo para a redução da pegada de carbono e o cumprimento de metas climáticas, como o Acordo de Paris (IRENA, 2023).

A redução dos custos associados às baterias de íon-lítio tem contribuído para ampliar a competitividade econômica de projetos com armazenamento, uma vez que diminui a parcela de investimento atribuída ao banco de baterias e melhora os indicadores de retorno ao longo do ciclo de vida do sistema (BLOOMBERGNEF, 2022). Isso torna o retorno sobre o investimento (ROI) mais competitivo, incentivando empresas e consumidores a adotarem essa tecnologia. Assim, analisar custos iniciais, economia ao longo do tempo e retorno financeiro se torna essencial para embasar decisões estratégicas.

Dessa forma, este estudo busca avaliar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento, considerando impactos financeiros, energéticos e ambientais. Com o avanço da tecnologia e mudanças regulatórias no setor elétrico, compreender os benefícios e desafios dessa solução pode contribuir para sua adoção em larga escala e tornar essa alternativa mais acessível para diferentes perfis de consumidores.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia no Brasil, com foco nos consumidores do Grupo A e B, considerando custos de instalação, manutenção e retorno financeiro. Esse estudo busca fornecer informações técnicas e econômicas que auxiliem grandes e pequenos consumidores de energia,

como indústrias e empresas de grande porte, na tomada de decisão sobre o investimento nessa tecnologia. Além disso, pretende-se identificar os principais desafios e oportunidades relacionados à adoção desse sistema, contribuindo para um melhor planejamento estratégico no setor energético.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Levantar os custos de implementação e operação de um sistema fotovoltaico com armazenamento, incluindo equipamentos, instalação e manutenção;
- Estimar a economia proporcionada na conta de energia elétrica ao longo dos anos, considerando variações tarifárias e diferentes perfis de consumo;
- Calcular indicadores financeiros, como payback, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), para avaliar o retorno sobre o investimento;
- Analisar o impacto da regulamentação vigente sobre a compensação de energia e possíveis incentivos governamentais que possam influenciar a decisão de investimento;
- Avaliar o impacto da variação dos custos dos componentes do sistema fotovoltaico e das baterias no tempo, analisando tendências e previsões para os próximos anos;
- Analisar estudos de caso de unidades consumidoras dos Grupos A (industrial/comercial) e B (residencial) que adotaram sistemas fotovoltaicos com armazenamento, identificando benefícios, limitações e desafios de implementação;
- Propor recomendações para otimizar a implementação de sistemas fotovoltaicos com armazenamento, de forma a maximizar os ganhos financeiros e operacionais para grandes consumidores.

1.3 METODOLOGIA

A metodologia adotada para este estudo envolve a análise quantitativa e descritiva baseada em dados secundários e cálculos financeiros. Para isso, serão consideradas as seguintes etapas:

1.3.1 Levantamento de dados

Esta etapa consiste na coleta e organização de informações necessárias para a análise do estudo. Serão consideradas diversas fontes de dados, incluindo fabricantes, órgãos reguladores e estudos acadêmicos. O levantamento será dividido nos seguintes aspectos:

- Custos de Equipamentos, Instalação e Manutenção:

Serão coletados dados sobre o preço de módulos fotovoltaicos, inversores, baterias, estruturas de fixação e demais componentes. Além disso, serão analisados os custos de instalação e manutenção ao longo da vida útil do sistema. Os dados serão obtidos por meio de pesquisas de mercado, orçamentos com fornecedores e estudos técnicos publicados.

- Análise Tarifária do Setor Elétrico:

Será realizada uma investigação sobre a evolução das tarifas de energia elétrica no Brasil, considerando consumidores dos Grupos A e B. Essa análise incluirá: estrutura tarifária aplicada a cada grupo; evolução histórica das tarifas nos últimos anos; perspectivas futuras de reajustes e mudanças regulatórias que possam impactar a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento.

1.3.2 Modelagem financeira e simulações

Nesta etapa, será feita a análise econômica dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento. Para isso, serão utilizadas ferramentas computacionais para o dimensionamento, cálculos financeiros e simulações de diferentes cenários.

- Dimensionamento dos Sistemas no Software PV*SOL: O software PV*SOL será utilizado para projetar os sistemas fotovoltaicos e modelar o desempenho energético ao longo do tempo. Esse software permite considerar variáveis como: radiação solar local; eficiência dos módulos e inversores; curva de carga do consumidor; estratégias de armazenamento e descarregamento das baterias.

A modelagem no PV*SOL garantirá que os sistemas sejam dimensionados corretamente para atender ao consumo dos consumidores dos Grupos A e B.

- Cálculo de Indicadores Financeiros:

Com os dados de geração de energia obtidos no PV*SOL, serão elaboradas planilhas para calcular os principais indicadores financeiros:

- 1) Payback Simples e Descontado: tempo necessário para que o investimento se pague.

- 2) Valor Presente Líquido (VPL): avaliação do retorno financeiro considerando o valor do dinheiro no tempo.
- 3) Taxa Interna de Retorno (TIR): taxa de rentabilidade do investimento, comparada a outras opções de aplicação financeira.

1.3.3 Estudo de Caso

Serão conduzidos estudos de caso baseados em dados reais de consumo, nos quais será realizada a modelagem e simulação computacional da implantação de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia. Os estudos de caso serão selecionados com base nos seguintes critérios:

- Diversificação dos consumidores:
 - 1) Indústrias e grandes consumidores do Grupo A;
 - 2) Residências e pequenos estabelecimentos do Grupo B.
- Identificação de desafios e benefícios:
 - 1) Barreiras regulatórias e burocráticas;
 - 2) Desempenho real das baterias e do sistema fotovoltaico, além do impacto na redução da fatura elétrica;
 - 3) Benefícios financeiros e operacionais percebidos pelos consumidores.

1.3.4 Análise dos resultados

Após a modelagem financeira e a análise dos estudos de caso, os resultados serão organizados e interpretados para gerar conclusões relevantes sobre a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento.

- Comparar com Estudos Anteriores;
- Análise da Sensibilidade dos Resultados;
- Recomendações Estratégicas.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos, conforme descrito a seguir:

- Capítulo 1 - Introdução: Apresenta o tema da pesquisa, sua relevância no contexto energético atual e os principais desafios envolvidos. Também são definidos o objetivo geral e específicos, a justificativa e a metodologia adotada para o desenvolvimento do estudo.

- Capítulo 2 - Fundamentação Teórica: Explora os conceitos essenciais para a compreensão da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia. São abordados temas como energia solar fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia, estrutura de tarifação no Brasil, métodos de análise econômica e o marco regulatório vigente.
- Capítulo 3 - Metodologia: Escreve os procedimentos metodológicos adotados, incluindo a caracterização dos cenários analisados, as premissas técnicas e econômicas consideradas, os dados de entrada utilizados, bem como o método de avaliação econômico-financeira empregado para comparar os cenários somente fotovoltaico e fotovoltaico com armazenamento.
- Capítulo 4 – Resultados e Discussões: Apresenta os resultados obtidos para os cenários estudados, contemplando as saídas da modelagem, o dimensionamento dos sistemas e a avaliação econômico-financeira por meio de indicadores e do fluxo de caixa, com interpretação dos resultados para os grupos tarifários analisados.
- Capítulo 5 - Conclusão: sintetiza as principais evidências obtidas ao longo do estudo e explicita as conclusões quanto à viabilidade econômico-financeira dos cenários analisados. Ainda, são discutidas as limitações metodológicas e de premissas que condicionam a interpretação dos resultados e, por fim, são apresentadas recomendações e diretrizes para trabalhos futuros, considerando possíveis aprimoramentos da modelagem e a avaliação de novos cenários e estratégias operacionais

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como propósito apresentar os principais fundamentos conceituais, técnicos, econômicos e normativos que subsidiam a análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos integrados ao armazenamento de energia. A fundamentação teórica constitui etapa indispensável para a compreensão do contexto em que essa tecnologia está inserida, especialmente diante da atual conjuntura de transição energética e da crescente demanda por soluções sustentáveis e descentralizadas.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica necessária para a análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento. Inicialmente, discute-se o panorama energético brasileiro, com ênfase na matriz elétrica nacional e nos desafios associados à dependência hidrológica e à diversificação por fontes renováveis, especialmente a solar fotovoltaica (EPE, 2023; MME, 2022). Em seguida, são abordados os fundamentos e as configurações dos sistemas fotovoltaicos, seus principais componentes e a integração com sistemas de armazenamento, destacando aspectos técnicos que influenciam o desempenho e a operação (CRESESB, 2022; DUARTE; LAMEU, 2020). Na sequência, analisa-se o papel do armazenamento por baterias na mitigação da intermitência e no aumento da confiabilidade, apresentando tecnologias, aplicações e tendências de mercado (IRENA, 2017; MORAIS; SOUZA, 2021). Complementarmente, discute-se a estrutura tarifária e o arcabouço de geração distribuída no Brasil, bem como os elementos regulatórios que condicionam os resultados econômicos, com destaque para a Lei nº 14.300/2022 e diretrizes da ANEEL (ANEEL, 2022; BRASIL, 2022). Por fim, são apresentados os métodos e indicadores de avaliação econômico-financeira utilizados no trabalho, como VPL, TIR e payback, aplicados a partir do fluxo de caixa do projeto (ASSAF NETO, 2014; PINDYCK; RUBINFELD, 2013).

A articulação entre esses eixos temáticos oferece o suporte necessário para o desenvolvimento da análise proposta neste trabalho, permitindo uma avaliação crítica da viabilidade da implementação de sistemas fotovoltaicos com armazenamento, sob as perspectivas técnica, econômica e regulatória.

2.1 BRASIL, SITUAÇÃO ENERGÉTICA

A matriz energética brasileira apresenta características singulares no contexto global, destacando-se pelo elevado percentual de fontes renováveis em sua composição. Em 2022, aproximadamente 47,4% da matriz energética nacional era composta por fontes renováveis, enquanto a média mundial não ultrapassava 14,1%, conforme dados do Ministério de Minas e

Energia (MME, 2023). No que se refere especificamente à matriz elétrica, a participação de fontes renováveis é ainda mais expressiva, ultrapassando 80%, com destaque para a energia hidráulica, solar, eólica e biomassa.

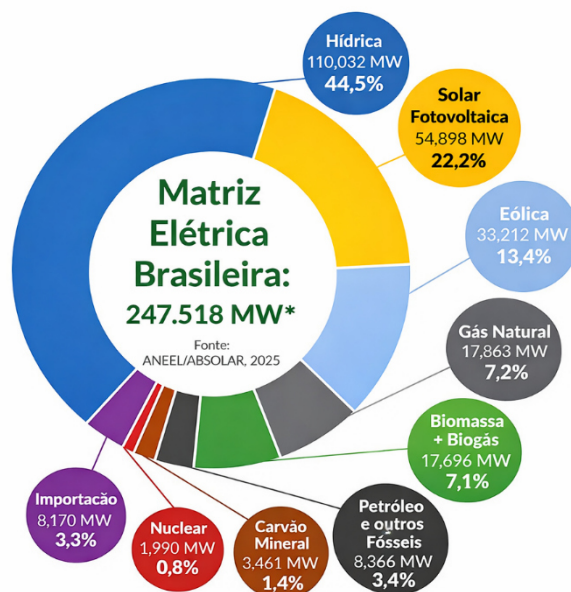
Historicamente, o Brasil tem dependido fortemente da geração hidrelétrica, que, apesar de apresentar baixos custos operacionais e baixa emissão de gases de efeito estufa, está sujeita à variabilidade hidrológica. Essa dependência tem se mostrado um desafio diante dos eventos climáticos extremos, como períodos de estiagem prolongada, que afetam diretamente a geração de energia e comprometem a segurança do sistema elétrico nacional (EPE, 2023). Diante desse cenário, tem-se intensificado o debate sobre a diversificação da matriz, com foco na ampliação da participação de fontes alternativas, especialmente a energia solar fotovoltaica e a eólica.

A energia solar fotovoltaica, em particular, tem apresentado crescimento exponencial no Brasil nos últimos anos. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023), o país superou a marca de 37 GW de potência instalada em geração solar, considerando tanto a geração centralizada quanto a distribuída. Esse avanço decorre de fatores como a abundância de radiação solar no território brasileiro, incentivos regulatórios, e a redução progressiva dos custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos (ABSOLAR, 2023).

A descentralização da geração de energia, impulsionada por políticas públicas como o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (criado pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL), também tem estimulado a adoção da geração distribuída em residências, comércios, indústrias e propriedades rurais. Essa tendência contribui não apenas para a redução das perdas no sistema de transmissão e distribuição, mas também para a democratização do acesso à energia limpa e sustentável (SANTOS; SILVA, 2020).

Conforme demonstra a Figura 1, a matriz elétrica brasileira permanece fortemente pautada em fontes renováveis, com predomínio da geração hidráulica. Nesse cenário, a energia solar fotovoltaica se destaca como fonte complementar, contribuindo para a diversificação da matriz e para a redução da dependência de condições hidrológicas, ao adicionar geração distribuída e centralizada principalmente nos períodos de maior irradiância. Essa composição reflete o potencial técnico nacional para fontes limpas e sustentáveis, mas também evidencia a necessidade de investimentos contínuos em infraestrutura, modernização da rede elétrica e tecnologias de suporte, como os sistemas de armazenamento de energia.

Figura 1 - Composição da matriz elétrica brasileira em 2025.



Fonte: ABSOLAR, 2025.

Entretanto, a consolidação desse novo paradigma energético requer soluções técnicas e regulatórias para integrar as fontes intermitentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Investimentos em redes inteligentes, armazenamento de energia e modelos de negócios sustentáveis são fundamentais para garantir a continuidade do fornecimento, a segurança energética e a estabilidade do sistema frente à crescente penetração das fontes renováveis.

2.2 FONTES INTERMITENTES DE ENERGIA

A crescente demanda global por energia, associada à urgência de mitigar os impactos ambientais oriundos da queima de combustíveis fósseis, tem impulsionado uma ampla transição para fontes energéticas renováveis e sustentáveis. Nesse cenário, destacam-se as fontes intermitentes de energia, como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica, cuja expansão é fundamental para o processo de descarbonização da matriz elétrica global (GOLDEMBERG, 2006; IEA, 2023).

As fontes intermitentes se caracterizam por apresentarem variabilidade temporal e sazonal na geração de energia, em função da dependência direta de condições ambientais, como a incidência solar e a velocidade do vento. Essa característica as diferencia de fontes convencionais despacháveis, como usinas hidrelétricas com reservatórios e termelétricas, que têm maior capacidade de controle sobre sua geração (TOLMASQUIM, 2016). Ainda assim, a adoção dessas fontes proporciona benefícios estratégicos à matriz elétrica, como a

diversificação das fontes de suprimento, redução da dependência de combustíveis fósseis e diminuição das perdas na transmissão (PEREIRA et al., 2013).

Estudos recentes apontam que, apesar da intermitência, a combinação entre tecnologias de geração renovável, sistemas de armazenamento de energia, gestão ativa da demanda, e infraestrutura de redes inteligentes (smart grids) tem permitido maior integração e confiabilidade dessas fontes no sistema elétrico (IRENA, 2020; CEMIG, 2021). Além disso, o desenvolvimento de mercados de flexibilidade, que remuneram serviços auxiliares como o controle de frequência e tensão, tem se mostrado um importante mecanismo para viabilizar a penetração das fontes intermitentes (NREL, 2018; ONS, 2022).

No Brasil, esse avanço é atribuído, em grande parte, à ampla incidência solar no território nacional e ao fortalecimento do arcabouço regulatório da geração distribuída, estruturado inicialmente pela Resolução Normativa nº 482/2012, posteriormente revisada pela Resolução Normativa nº 687/2015, e, mais recentemente, consolidado pelo Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (Lei nº 14.300/2022). Além disso, normas complementares, como a Resolução Normativa nº 1.000/2021, bem como os Procedimentos de Distribuição e regulamentações técnicas das distribuidoras, orientam critérios de acesso, conexão, proteção e operação dos sistemas de geração distribuída (ANEEL, 2012, 2015, 2021; BRASIL, 2022).

2.2.1 Sistemas solares fotovoltaicos

A energia solar fotovoltaica desponta como uma das fontes renováveis mais promissoras no contexto da transição energética global, destacando-se pelo seu caráter sustentável, modularidade e elevada disponibilidade do recurso solar. Sua expansão tem sido impulsionada por múltiplos fatores, como o progresso tecnológico, a consequente redução dos custos de implantação, a valorização ambiental e os estímulos normativos promovidos por políticas públicas em âmbito nacional e internacional (SOUZA; RÜTHER, 2017; IEA, 2023).

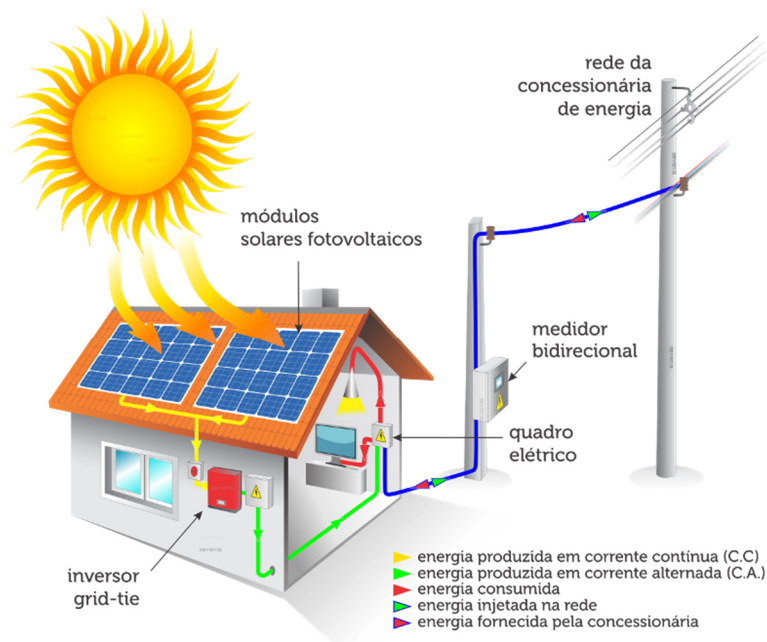
Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2023), aproximadamente 60% da nova capacidade instalada de geração renovável no ano de 2022 foi oriunda de sistemas fotovoltaicos, consolidando a liderança dessa tecnologia entre as fontes alternativas de energia. No Brasil, esse avanço é atribuído, em grande parte, à ampla incidência solar em todo o território nacional, bem como ao desenvolvimento do arcabouço legal que rege a geração distribuída, como a Resolução Normativa n.º 482/2012 da ANEEL, posteriormente substituída pela RN n.º 1.000/2021, e a Lei n.º 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída (ANEEL, 2023).

A incorporação de sistemas fotovoltaicos na matriz elétrica brasileira representa não apenas um meio de diversificação da geração de energia, mas também uma estratégia eficaz de mitigação das emissões de gases de efeito estufa, ao substituir fontes convencionais baseadas em combustíveis fósseis (BRITO et al., 2020). Além disso, possibilita a descentralização da produção energética, ampliando a segurança e a resiliência do sistema elétrico, especialmente em áreas remotas ou com infraestrutura limitada (CABRAL; MARTINS, 2021).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais: sistemas isolados da rede (off-grid), sistemas conectados à rede elétrica (on-grid) e sistemas híbridos. Dentre esses, os sistemas on-grid têm sido amplamente difundidos no Brasil em função da regulamentação vigente e da viabilidade técnica e econômica proporcionada pela compensação de energia elétrica por meio do sistema de créditos de energia.

A Figura 2 ilustra de forma esquemática a configuração típica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Observa-se a disposição dos principais componentes — módulos fotovoltaicos, inversor, quadro elétrico e medidor bidirecional — bem como o fluxo de energia entre a geração solar, o consumo interno e a rede da concessionária, evidenciando a integração do sistema ao ambiente urbano residencial.

Figura 2 - Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica



Fonte: Luz Solar, 2021.

Nesse contexto, a tecnologia fotovoltaica tem se consolidado como uma alternativa estratégica para a transição energética, contribuindo de forma significativa para a redução das

emissões de gases de efeito estufa e promovendo benefícios ambientais, econômicos e sociais alinhados aos princípios do desenvolvimento sustentável.

2.2.1.1 Princípio de funcionamento das células fotovoltaicas

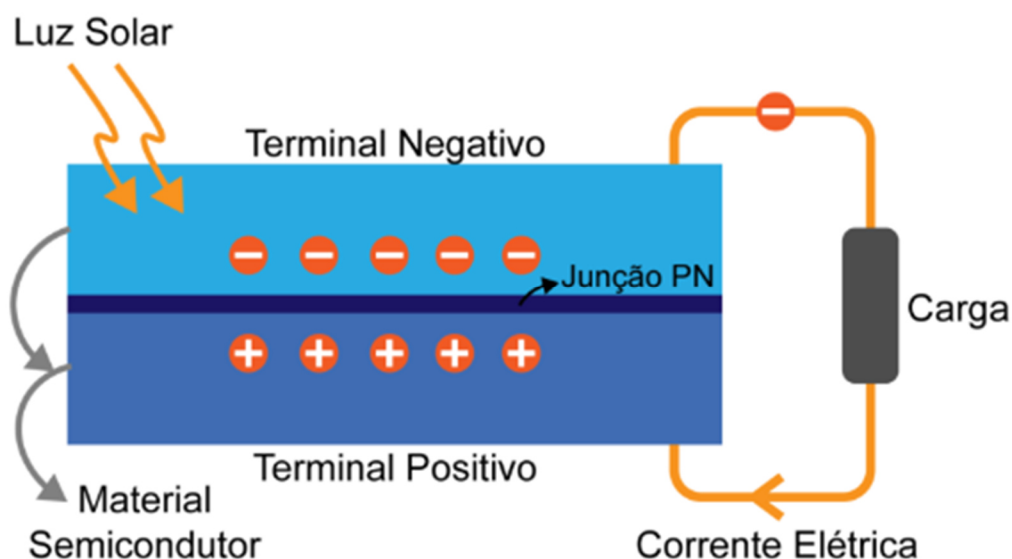
Os sistemas solares fotovoltaicos operam com base no efeito fotovoltaico, fenômeno físico no qual determinados materiais semicondutores, como o silício, ao serem expostos à radiação solar, promovem o deslocamento de elétrons em suas estruturas atômicas, gerando assim corrente elétrica contínua (BASSO e SILVA, 2020). Esse efeito foi descrito inicialmente por Alexandre Edmond Becquerel em 1839 e representa o princípio fundamental da conversão direta da luz solar em energia elétrica (SOUZA e RÜTHER, 2017).

Cada célula fotovoltaica é composta por camadas de materiais semicondutores dopados que formam uma junção do tipo p-n. Ao absorverem fótons, essas células liberam elétrons, criando uma diferença de potencial que resulta na geração de corrente contínua (CRESESB, 2021). Contudo, como a maior parte dos dispositivos elétricos utiliza corrente alternada, essa energia precisa ser convertida por um inversor fotovoltaico, que transforma a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica e os padrões convencionais de consumo (OLIVEIRA e SILVA, 2019).

Nos sistemas conectados à rede (on-grid), que são os mais comuns no contexto da micro e minigeração distribuída no Brasil, a energia gerada pode ser consumida diretamente no local ou, caso haja excedente, ser injetada na rede pública por meio de um medidor bidirecional. Esse equipamento registra tanto a energia consumida da rede quanto a energia injetada nela, possibilitando a compensação de créditos conforme a regulamentação vigente (DUARTE e PEREIRA, 2018).

A Figura 3 apresenta um esquema representativo de uma célula fotovoltaica, ilustrando o processo de conversão da luz solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico.

Figura 3 - Princípio básico de uma célula fotovoltaica



Fonte: Eletrônica de Potência, 2020.

Esse tipo de sistema destaca-se pela simplicidade operacional e pela viabilidade econômica, pois apresenta uma arquitetura mais enxuta e funcionamento predominantemente automático, geralmente composto por módulos fotovoltaicos, inversor e dispositivos de proteção, operando em paralelo à rede elétrica. Como a própria rede atua como referência e suporte nos períodos de baixa geração, o sistema dispensa, para seu funcionamento básico, o uso de banco de baterias e rotinas associadas de gerenciamento de carga e descarga, reduzindo a complexidade de operação, manutenção e o investimento inicial. Ainda assim, a integração com baterias pode ser adotada para aumentar a autonomia e a confiabilidade, bem como maximizar o autoconsumo da energia gerada, ao armazenar excedentes para uso posterior e reduzir a energia injetada na rede, além de mitigar picos de importação conforme o perfil de consumo (IEA, 2023). Dessa forma, embora o sistema on-grid seja predominante, a associação com armazenamento tem ganhado relevância, sobretudo diante de mudanças regulatórias e da busca por maior previsibilidade econômica e segurança energética.

2.2.1.2 Sistemas off-grid, on-grid e híbridos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados conforme a forma como se conectam à rede elétrica e ao tipo de suprimento de energia envolvido. As configurações mais comuns

são: sistemas isolados (off-grid), sistemas conectados à rede (on-grid) e sistemas híbridos. Cada um desses arranjos apresenta características técnicas e operacionais específicas que os tornam mais adequados a determinados contextos de aplicação (BRAGA, 2008; REIS, 2013).

2.2.1.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Isolados (Off-grid)

Os sistemas off-grid são independentes da rede elétrica pública e, por isso, são amplamente utilizados em regiões remotas ou de difícil acesso, onde o fornecimento convencional de eletricidade é inexistente ou inviável economicamente. Essa configuração exige o uso de dispositivos de armazenamento de energia, como baterias, para garantir o suprimento em períodos noturnos ou de baixa irradiação solar (JANNUZZI et al., 2009).

Esses sistemas podem operar em corrente contínua (CC) ou alternada (CA), com ou sem armazenamento, sendo os inversores responsáveis pela conversão da energia gerada. O uso em áreas rurais, comunidades isoladas e sistemas de bombeamento de água são exemplos clássicos de aplicação dessa tecnologia (BRAGA, 2008).

2.2.1.2.2 Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

Os sistemas fotovoltaicos híbridos combinam a geração solar com outras fontes de geração elétrica e/ou com sistemas de armazenamento de energia, como baterias, além do suporte da rede elétrica e, quando aplicável, geradores a diesel, turbinas eólicas ou microturbinas hidráulicas. O objetivo é ampliar a segurança energética, garantir o abastecimento contínuo e reduzir a dependência de combustíveis fósseis (EMMENDOERFER, 2017; RAMOS; MELO FILHO, 2019).

Nessa configuração, o controlador de carga desempenha um papel essencial, regulando a operação do banco de baterias e otimizando o desempenho do sistema. Os sistemas híbridos são especialmente indicados para aplicações em que há variabilidade de recursos energéticos ou em locais onde a energia solar sozinha não atende plenamente à demanda.

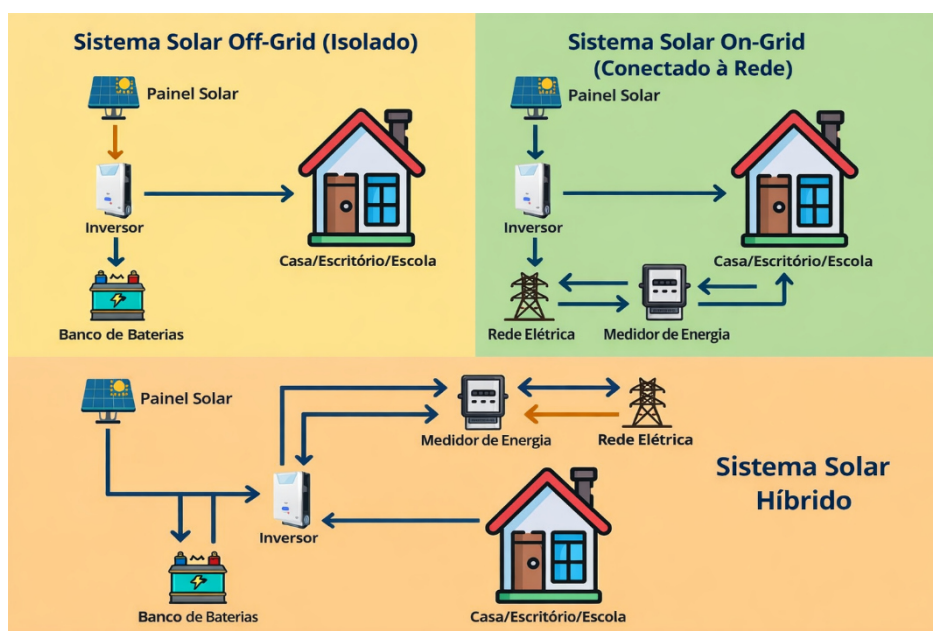
2.2.1.2.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (On-grid)

Os sistemas on-grid estão interligados à rede de distribuição elétrica convencional e operam em paralelo com ela. São compostos por módulos fotovoltaicos, inversores e medidores bidirecionais, permitindo que o excedente de energia gerado seja injetado na rede, gerando créditos energéticos conforme a regulamentação vigente (ANEEL, 2023).

Podem ser subdivididos em sistemas distribuídos, geralmente instalados em edificações residenciais, comerciais ou industriais próximas ao ponto de consumo; e sistemas centralizados, implantados em usinas de maior porte, distantes dos centros consumidores. Essa modalidade tem se expandido com rapidez no Brasil, impulsionada por políticas de incentivo e pela viabilidade econômica decorrente da redução dos custos de equipamentos (JANNUZZI et al., 2009).

A Figura 4 ilustra de maneira esquemática as principais diferenças entre os sistemas fotovoltaicos on-grid, off-grid e híbridos, evidenciando os componentes típicos e suas interações com a rede elétrica e os sistemas de armazenamento.

Figura 4 - Esquema comparativo entre os tipos de sistemas fotovoltaicos



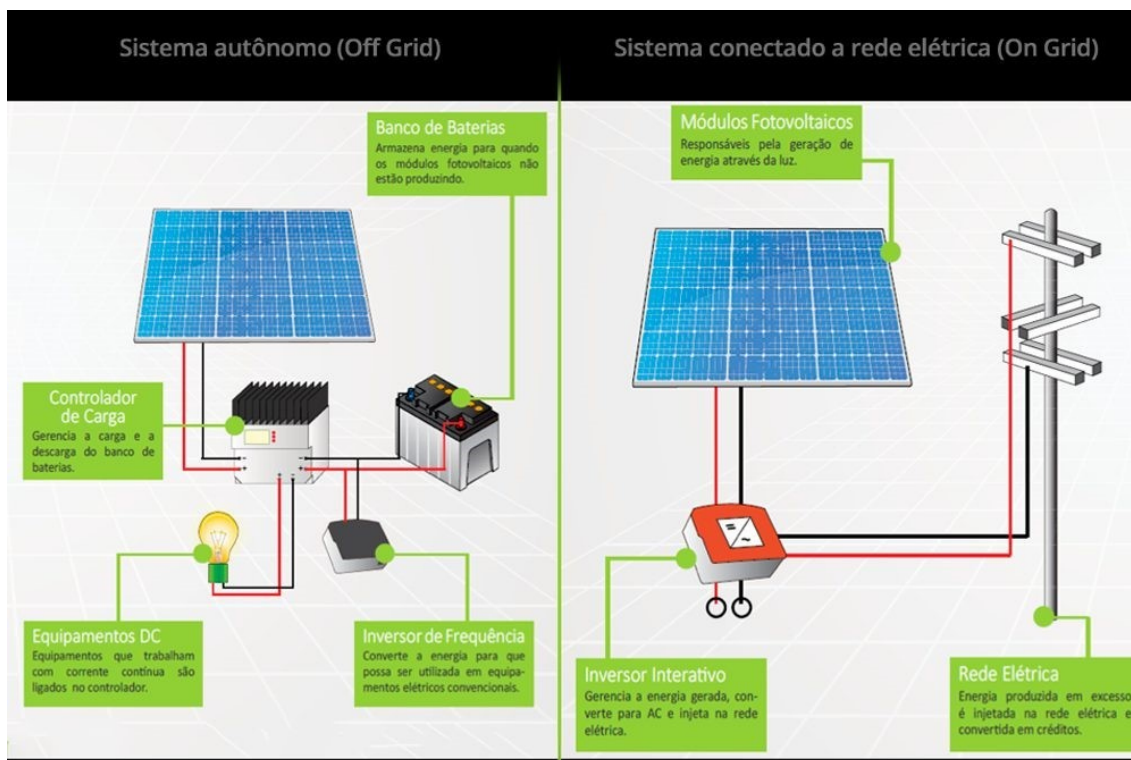
Fonte: Autora, 2025.

2.2.1.3 Principais componentes dos Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são compostos por diversos elementos que trabalham em conjunto para garantir a conversão eficiente da energia solar em energia elétrica utilizável. Os principais componentes são os módulos fotovoltaicos e os inversores, seguidos de elementos auxiliares como cabos, estruturas de fixação, dispositivos de proteção elétrica e sistemas de monitoramento. Esses componentes são projetados para operar de maneira integrada e segura, de modo a otimizar o desempenho energético da instalação (NASCIMENTO, 2019).

A Figura 5 ilustra a estrutura básica de um sistema fotovoltaico típico, destacando os principais elementos que o compõem.

Figura 5 - Componentes de um sistema fotovoltaico.



Fonte: Amara Nzero, 2022.

2.2.1.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos representam a unidade básica de captação da energia solar. São compostos por diversas células fotovoltaicas, geralmente de silício, que convertem diretamente a luz solar em corrente elétrica contínua por meio do efeito fotovoltaico. Os tipos mais comuns de módulos disponíveis no mercado são:

1. **Módulos monocristalino:** fabricados a partir de um único cristal de silício, apresentam alta eficiência (em torno de 18% a 22%) e boa performance em espaços reduzidos, sendo recomendados para áreas com limitação de espaço físico.
2. **Módulos policristalinos:** compostos por múltiplos cristais de silício, são ligeiramente menos eficientes (15% a 18%) que os monocristalino, mas apresentam boa relação custo-benefício.
3. **Módulos de filme fino:** utilizam materiais como Telureto de cádmio (CdTe) ou silício amorfo, e se destacam por sua flexibilidade e leveza, embora apresentem eficiências mais baixas (entre 10% e 12%), sendo mais utilizados em aplicações específicas, como fachadas e estruturas móveis (CRESESB, 2023; NOGUEIRA et al., 2021).

Além do tipo de célula, os módulos fotovoltaicos variam quanto à potência nominal e à durabilidade, as quais dependem do fabricante, da tecnologia empregada e das condições de operação. Em geral, observa-se vida útil média da ordem de décadas, com garantias de desempenho fornecidas pelos fabricantes, assegurando a manutenção de parte significativa da potência ao longo do tempo.

2.2.1.3.2 Inversores

Os inversores têm a função de converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), compatível com os padrões da rede elétrica. Além dessa conversão, os inversores também monitoram o desempenho do sistema e garantem a segurança da operação. Eles podem ser classificados em:

1. Inversores string (ou centralizados): conectam uma ou mais strings (séries de módulos) a uma ou mais entradas com MPPT, sendo amplamente aplicados em sistemas residenciais, comerciais e industriais. Sua aplicação é definida por critérios como potência do sistema (kWp/kW), número de strings, quantidade de MPPT e condições de sombreamento. Em geral, apresentam bom compromisso entre custo e desempenho; contudo, perdas por sombreamento, sujeira ou mismatch podem reduzir a geração da string afetada, efeito que pode ser mitigado com segmentação do arranjo em diferentes MPPT.
2. Microinversores: são instalados individualmente ou em pequenos grupos de módulos. Otimizam o desempenho de cada painel separadamente, sendo ideais para sistemas residenciais com sombreamento parcial ou orientação variável.
3. Inversores híbridos: combinam a função tradicional de conversão CC/CA com a capacidade de gerenciar sistemas de armazenamento de energia (baterias). Esses inversores permitem que o excedente de energia seja armazenado para uso posterior, aumentando a autossuficiência energética do sistema. São especialmente indicados para instalações que desejam operar parcialmente de forma autônoma ou em regiões com instabilidade na rede elétrica (GONÇALVES, 2020).

2.2.1.3.3 Controlador de Carga (utilizado em sistemas off-grid ou híbridos autônomos)

O controlador de carga atua em sistemas off-grid ou híbridos com operação isolada, sendo responsável por proteger o banco de baterias contra sobrecarga durante o carregamento e descarga excessiva, evitando danos e prolongando sua vida útil (CRESESB, 2014; EMMENDOERFER, 2017).

Existem dois principais tipos:

1. PWM (Pulse Width Modulation): mais simples e econômicos, adequados para sistemas menores.
2. MPPT (Maximum Power Point Tracking): mais eficientes, realizam o rastreamento do ponto de máxima potência dos módulos, otimizando a captação de energia solar (LUKMAN et al., 2021).

Além disso, controladores modernos incluem monitoramento digital, integração com inversores híbridos e recursos de diagnóstico em tempo real.

2.2.1.3.4 Banco de Baterias (utilizado em sistemas off-grid ou híbridos autônomos)

O banco de baterias armazena a energia gerada para uso em períodos sem irradiação solar, como à noite ou em dias nublados. Esse componente é predominantemente utilizado em sistemas off-grid e híbridos com operação isolada; entretanto, pode ser incorporado a sistemas conectados à rede para backup, aumento do autoconsumo e gestão do excedente, inclusive com limitação de injeção.

As principais tecnologias de baterias utilizadas são:

1. Chumbo-ácido: tradicional e acessível, mas com menor vida útil e eficiência. Incluem as do tipo ventilado e VRLA.
2. Íons de lítio: mais modernas, com vida útil superior a 10 anos, maior densidade energética e alta eficiência (> 95%).
3. Fluxo redox: tecnologia na qual a energia é armazenada em eletrólitos líquidos em tanques externos, que circulam por uma célula eletroquímica durante os processos de carga e descarga. Destaca-se pela alta escalabilidade de energia (kWh) por meio do aumento do volume dos tanques, pela possibilidade de descargas profundas e pela vida útil elevada em aplicações estacionárias. Em contrapartida, apresenta menor densidade energética e maior complexidade de

sistema quando comparada às baterias de íon-lítio, sendo mais indicada para aplicações de maior porte e longas durações (MEYER et al., 2022).

O dimensionamento correto do banco de baterias é fundamental para garantir a autonomia do sistema e evitar falhas de energia (RAMOS; MELO FILHO, 2019; NASCIMENTO, 2019).

2.2.1.3.5 Componentes Auxiliares

Além dos módulos e inversores, os sistemas fotovoltaicos incluem uma série de componentes auxiliares essenciais para garantir segurança, durabilidade e desempenho:

1. Cabos e conectores: transportam a energia gerada entre os módulos e os inversores, devendo suportar condições climáticas adversas.
2. Estrutura de fixação: sustenta os módulos em telhados ou solo, sendo normalmente feita de alumínio ou aço galvanizado.
3. Dispositivos de proteção elétrica: incluem disjuntores, fusíveis e dispositivos de proteção contra surtos (DPS), que previnem danos causados por curtos-circuitos e descargas atmosféricas.
4. Sistema de monitoramento: permite acompanhar em tempo real o desempenho do sistema, facilitando a detecção de falhas e a análise de eficiência energética (CRESESB, 2014; NASCIMENTO, 2019).

2.2.2 Dimensionamento Sistema Fotovoltaico

O dimensionamento adequado de sistemas fotovoltaicos constitui uma etapa decisiva para garantir sua eficiência operacional e retorno econômico. Essa atividade requer a consideração integrada de aspectos técnicos, ambientais e de demanda energética, a fim de que o sistema possa atender ao perfil de consumo da unidade consumidora com segurança e desempenho satisfatório (SILVA; RODRIGUES, 2023).

A análise começa pela caracterização do recurso solar disponível na localidade, visto que a irradiância solar exerce influência direta sobre a quantidade de energia que será convertida em eletricidade. Na sequência, é necessário selecionar e dimensionar os componentes do sistema — como módulos fotovoltaicos e inversores — considerando fatores como temperatura ambiente, orientação, inclinação dos painéis e possíveis sombreamentos (MACHADO; GOMES, 2022). A avaliação criteriosa desses elementos possibilita a redução de perdas energéticas e a maximização do rendimento do sistema ao longo de sua vida útil.

Conforme abordado por Villalva e Gazolla (2012), o conhecimento técnico sobre o funcionamento dos componentes fotovoltaicos e a interpretação precisa de suas curvas elétricas são essenciais para projetar sistemas compatíveis com a realidade de operação. O autor enfatiza a importância de considerar as perdas inerentes à conversão, ao cabeamento, à degradação dos módulos e à eficiência dos inversores, fatores que, quando desconsiderados, podem comprometer a performance e elevar o tempo de retorno do investimento.

Além disso, o processo de dimensionamento deve estar em conformidade com as normativas técnicas brasileiras e considerar ferramentas computacionais de simulação, que permite prever o comportamento energético do sistema em diferentes cenários, oferecendo suporte à tomada de decisão em projetos tanto residenciais quanto industriais (SILVA; RODRIGUES, 2023).

2.2.2.1 Levantamento Potencial Solar

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos depende diretamente da avaliação do recurso solar disponível na localidade de instalação. Conforme Villalva (2015), um dos métodos consagrados para essa estimativa é o método da irradiação solar, que requer o levantamento da energia incidente em uma superfície plana ao longo de um determinado período. A irradiação solar, medida em Wh/m^2 , representa a energia por unidade de área recebida da radiação solar e é um dos principais parâmetros para prever a produção energética de um sistema fotovoltaico.

Para essa análise, uma das principais fontes de dados no Brasil é o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), que disponibiliza informações detalhadas sobre a irradiação solar em diversas localidades do país. A base de dados do CRESESB permite o acesso a valores médios diários, mensais e anuais de irradiação global horizontal, fundamentais para o dimensionamento energético e a escolha da configuração ideal do sistema (SILVA; RODRIGUES, 2023).

A disposição física dos módulos fotovoltaicos também desempenha papel crucial no aproveitamento da energia solar. Em sistemas com estruturas fixas, a orientação e o ângulo de inclinação dos módulos devem ser cuidadosamente definidos para maximizar a captação da irradiação ao longo do ano. A orientação ideal, no hemisfério sul, é voltada para o norte geográfico, pois proporciona maior uniformidade na exposição solar ao longo do dia, com pico de radiação ao meio-dia solar (MACHADO; GOMES, 2022).

A inclinação, por sua vez, influencia diretamente a eficiência sazonal do sistema. Inclinações mais horizontais favorecem a geração no verão, enquanto inclinações mais verticais

aumentam a produção no inverno. Villalva (2015) propõe uma metodologia prática para definição desse ângulo, baseada na latitude da localidade. A Tabela 1 resume os valores recomendados conforme a faixa de latitude geográfica.

Tabela 1 - Escolha do ângulo de inclinação do módulo.

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$

Fonte: Adaptado de Villalva (2015).

A correta definição desses parâmetros garante maior previsibilidade no desempenho energético do sistema ao longo do ano, tornando o projeto mais eficiente tanto do ponto de vista técnico quanto econômico.

2.2.2.2 Dimensionamento e disposição dos módulos

A definição do gerador fotovoltaico envolve, primeiramente, a compatibilização entre a energia a ser suprida e a capacidade de geração estimada a partir do potencial solar local. Em termos de critérios, a potência instalada e a quantidade de módulos dependem da irradiância, da eficiência dos módulos e das perdas globais do sistema, de modo que o conjunto seja dimensionado para produzir a energia esperada ao longo do tempo, respeitando limitações físicas de área, orientação, inclinação e sombreamento (VILLALVA, 2015).

Do ponto de vista elétrico, a disposição dos módulos em séries e paralelos deve assegurar que os valores de tensão e corrente do arranjo permaneçam compatíveis com os limites de operação dos equipamentos de conversão, especialmente sob variações de temperatura. A topologia do arranjo fotovoltaico (número de módulos por string e número de strings em paralelo) deve garantir operação dentro da faixa de rastreamento do MPPT, respeitando os limites admissíveis de tensão e corrente por entrada, considerando as variações térmicas e operacionais do campo FV.

2.2.2.3 Dimensionamento dos inversores

O inversor desempenha um papel essencial no sistema fotovoltaico, pois realiza a conversão da energia gerada em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), adequada

ao uso residencial, comercial ou à injeção na rede elétrica. Para garantir o funcionamento eficiente e seguro, seu dimensionamento deve considerar tanto as características elétricas do gerador fotovoltaico quanto os parâmetros operacionais do equipamento.

Segundo Villalva (2015), o inversor deve ser dimensionado com base em dois critérios fundamentais: a tensão de circuito aberto da string ($V_{OC,STRING}$) e a potência total do arranjo de módulos. A tensão de circuito aberto da string não pode exceder a tensão máxima suportada pela entrada do inversor; como margem de segurança para variações de temperatura (especialmente em condições de baixa temperatura, quando a V_{OC} aumenta), recomenda-se adotar folga de projeto da ordem de 10% em relação ao limite especificado pelo fabricante.

Além da tensão, a potência nominal do inversor deve ser, no mínimo, equivalente à potência do conjunto de módulos, de forma a garantir que o equipamento consiga processar toda a energia gerada sem sobrecarga.

Segundo Souza e Almeida (2023), o dimensionamento inadequado do inversor pode resultar em perdas energéticas ou falhas operacionais, sendo imprescindível respeitar as especificações do fabricante e as condições climáticas do local de instalação.

Por fim, a escolha do inversor deve também considerar o número de rastreadores de ponto de máxima potência (MPPT), visando otimizar a geração em sistemas com diferentes orientações ou sombreamentos parciais. A conformidade com as normas técnicas brasileiras, como a NBR 16149, e a certificação pelo INMETRO são requisitos obrigatórios para garantir a segurança, eficiência e confiabilidade do sistema.

2.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

O armazenamento de energia elétrica é uma tecnologia estratégica no contexto da transição energética global, especialmente com a crescente penetração de fontes renováveis intermitentes, como a solar fotovoltaica. A capacidade de armazenar energia contribui para a confiabilidade e estabilidade dos sistemas elétricos, além de ampliar a flexibilidade operacional e o aproveitamento da geração renovável (IRENA, 2020).

Os sistemas de armazenamento viabilizam o uso da energia gerada em momentos em que a geração excede a demanda, permitindo sua utilização posterior. Essa característica é fundamental para garantir segurança energética em diferentes contextos, como em sistemas autônomos (off-grid), híbridos ou mesmo conectados à rede elétrica (on-grid), em que o armazenamento pode atuar como suporte em horários de ponta, contingência ou serviços ancilares (NREL, 2022; ABDI, 2023).

Dentre as várias tecnologias de armazenamento, destacam-se as eletroquímicas, notadamente as baterias, que representam a maior parcela dos sistemas de armazenamento em operação atualmente. Isso se deve à combinação de fatores como alta densidade energética, modularidade, eficiência e declínio contínuo dos custos associados à sua produção e manutenção (LIMA, 2021; BLOOMBERGNEF, 2022). As baterias vêm sendo amplamente adotadas tanto em aplicações de pequeno porte, como residências e comércios, quanto em soluções de larga escala, como usinas híbridas e redes inteligentes.

Além das baterias, outras tecnologias, como armazenamento térmico, ar comprimido, volantes de inércia (flywheel) e sistemas hidrelétricos reversíveis, também compõem o portfólio de soluções possíveis, cada uma com características técnicas, operacionais e econômicas próprias (EPE, 2020; ANEEL, 2022).

Portanto, torna-se evidente que os sistemas de armazenamento de energia não apenas complementam a geração fotovoltaica, como também ampliam seu potencial de aplicação, promovendo maior autonomia ao usuário, estabilidade à rede elétrica e sustentabilidade ao sistema energético como um todo (MORAES, 2021; SILVA et al., 2022).

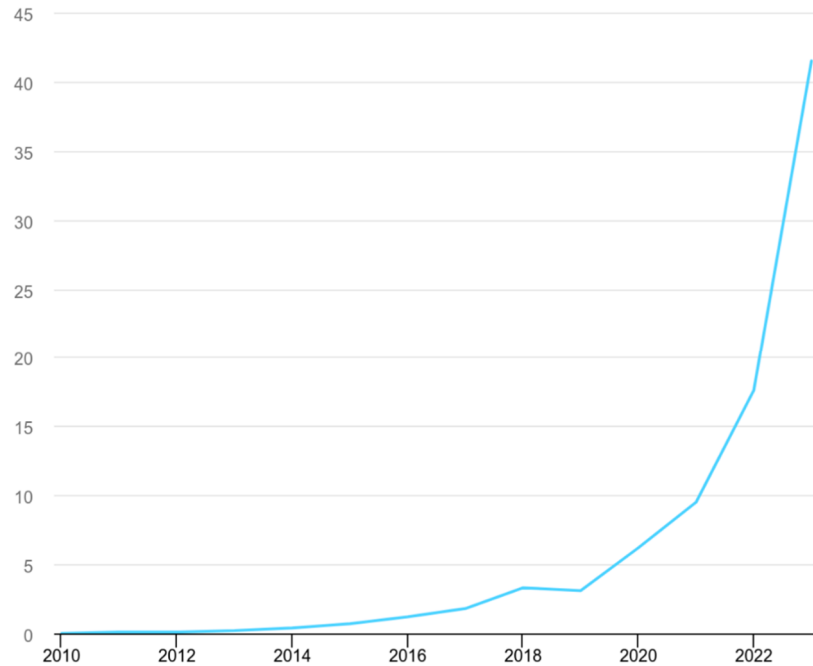
2.3.1 Panorama Internacional do Armazenamento de Energia por Baterias

Nas últimas décadas, os sistemas de armazenamento de energia, especialmente aqueles baseados em baterias, vêm ganhando destaque no cenário energético mundial. Esse crescimento está diretamente relacionado à expansão das fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica, que demandam soluções eficientes de armazenamento para garantir a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento elétrico. Dentre as diversas tecnologias de armazenamento, as baterias de íon-lítio vêm se consolidando como a principal alternativa, tanto em aplicações móveis, como nos veículos elétricos, quanto em soluções estacionárias para uso residencial, comercial e industrial.

De acordo com dados da Agência Internacional de Energia (IEA), a capacidade instalada global de armazenamento em baterias apresentou crescimento expressivo ao longo da última década. Conforme representado na Figura 6, observa-se aumento contínuo nas adições anuais de capacidade, especialmente a partir de 2015, impulsionado pela expansão das fontes renováveis e pela eletrificação da mobilidade (IEA, 2024). Paralelamente, esse avanço tem sido acompanhado por uma redução significativa dos custos das baterias, refletida na queda do custo médio por quilowatt-hora (kWh) das baterias de íon-lítio, conforme ilustrado na Figura 7. Observa-se uma diminuição expressiva desde 2010, tendência associada a avanços

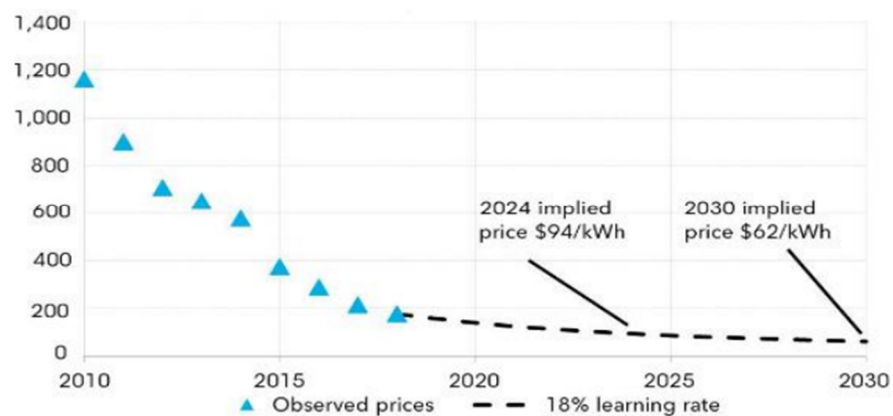
tecnológicos, ganhos de escala e ao aumento da produção, particularmente impulsionado pelo setor de veículos elétricos.

Figura 6 – Adições globais de capacidade de armazenamento por baterias (2010-2022).



Fonte: IEA, 2024.

Figura 7 - Evolução dos preços das baterias de íon-lítio (US\$/kWh).



Fonte: O Setor Elétrico, 2024.

A Figura 7 apresenta a trajetória de redução de custos dos pacotes de baterias de íon-lítio a partir de dados observados (“observed prices”), acompanhada de uma curva projetada (linha tracejada) baseada em uma taxa de aprendizado (“learning rate”). Ressalta-se que os

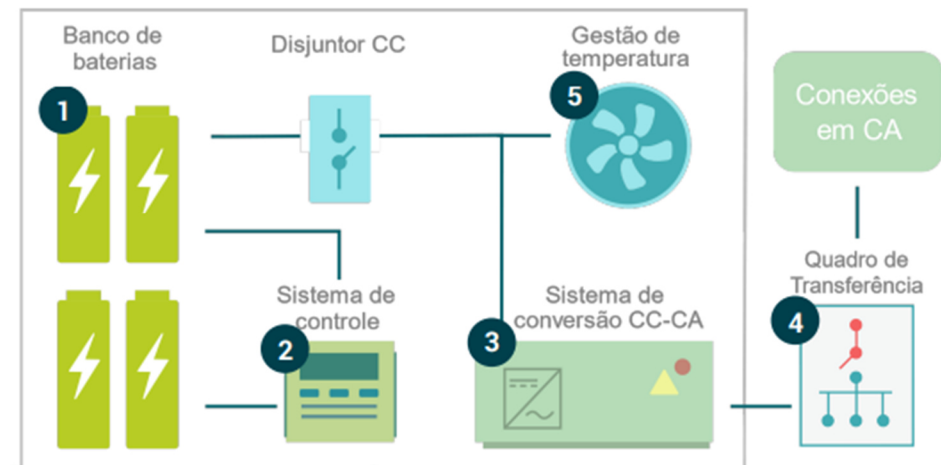
pontos históricos representados no gráfico se concentram até o período reportado na fonte (aproximadamente 2018/2019), enquanto os valores indicados para 2024 e 2030 correspondem a estimativas implícitas (projeções) e não a medições diretas. Dessa forma, a figura é utilizada neste trabalho para evidenciar a tendência estrutural de queda de custos, evitando-se extrapolações numéricas além do intervalo efetivamente observado.

Outro aspecto relevante é a sinergia entre o mercado de veículos elétricos e os sistemas de armazenamento estacionário. À medida que baterias automotivas atingem níveis de degradação que comprometem sua autonomia para a mobilidade, elas podem ser reaproveitadas em aplicações estacionárias, onde os requisitos de desempenho são menos rigorosos. Essas chamadas baterias de "segunda vida" apresentam custos mais acessíveis e ainda oferecem uma vida útil remanescente considerável, o que amplia sua atratividade econômica (EPE, 2019b).

Apesar do destaque das baterias de íon-lítio, é importante ressaltar que o mercado de armazenamento contempla diferentes tecnologias e usos específicos. Segundo Greener (2021a), é provável que uma ou duas tecnologias, como o íon-lítio, dominem o mercado como soluções “âncoras”, enquanto outras tecnologias permanecerão restritas a nichos especializados. Por exemplo, as baterias de chumbo-ácido tendem a manter seu uso em aplicações convencionais, como sistemas de backup e arranque veicular, devido ao seu custo relativamente baixo e à maturidade da tecnologia.

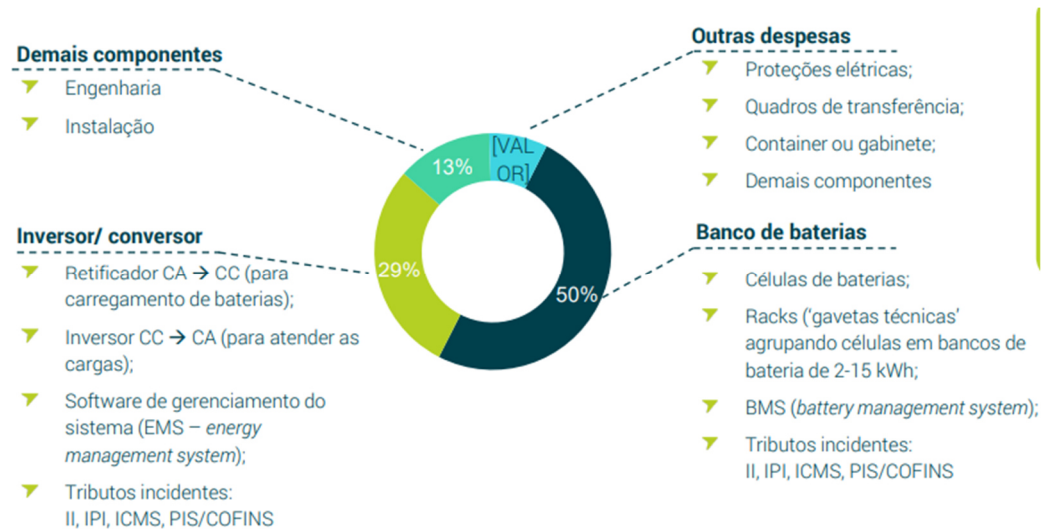
Adicionalmente, é necessário compreender que o custo total de um sistema de armazenamento vá além do valor da bateria. Como ilustrado na Figura 8, os sistemas incluem diversos componentes auxiliares, como inversores, sistemas de gerenciamento, infraestrutura de instalação e serviços técnicos especializados, cujos custos também impactam significativamente o investimento total. Contudo, conforme mostrado na Figura 9, mesmo considerando o sistema completo, as projeções indicam uma tendência contínua de redução de custos. Isso se deve ao aumento das economias de escala, ao avanço tecnológico e à chamada “taxa de aprendizagem”, conceito que Mayer (2015) aplica para descrever a redução de custos dos inversores em uma média de 18,9% entre 2014 e 2050.

Figura 8 - Composição do sistema de armazenamento.



Fonte: GREENER, 2021a.

Figura 9 - Estrutura de custo - sistema comercial.



Fonte: GREENER, 2021a.

Portanto, as tendências globais demonstram não apenas a consolidação das baterias de íon-lítio como tecnologia dominante, mas também o amadurecimento do setor de armazenamento como um todo. Essa evolução é essencial para a transição energética em curso, contribuindo para maior flexibilidade, segurança e sustentabilidade dos sistemas elétricos modernos.

2.3.2 Principais Tecnologias de Armazenamento de Energia

As tecnologias de armazenamento de energia constituem um componente estratégico para a modernização dos sistemas elétricos e a integração de fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica. Com a crescente demanda por sistemas energéticos mais resilientes e sustentáveis, os sistemas de armazenamento têm ganhado atenção significativa, permitindo maior flexibilidade operacional, estabilidade de rede e deferimento de investimentos em infraestrutura elétrica (IRENA, 2017; EPE, 2019b).

Atualmente, diversas tecnologias estão disponíveis no mercado, classificadas de acordo com o princípio físico utilizado para armazenar energia, como eletroquímico, mecânico, térmico e eletromagnético. Dentre essas, as soluções eletroquímicas, em especial as baterias, destacam-se pela ampla aplicação, escalabilidade e viabilidade técnica e econômica em múltiplos contextos. Segundo a IRENA (2020), mais de 90% da capacidade instalada de armazenamento em escala distribuída ou conectada à rede é composta por sistemas com baterias.

As tecnologias eletroquímicas envolvem a conversão direta de energia elétrica em energia química durante a carga, e a liberação da energia química como eletricidade durante a descarga. Dentre as principais tecnologias comerciais de baterias estão as de chumbo-ácido, íon-lítio, níquel-cádmio e fluxo redox. Cada uma delas apresenta vantagens e limitações específicas, relacionadas à densidade de energia, profundidade de descarga, ciclo de vida, custo e segurança (CHAGAS et al., 2021; GREENPEACE, 2018).

Além das baterias, outras tecnologias promissoras incluem os sistemas de armazenamento por ar comprimido (CAES), armazenamento térmico sensível e latente, sistemas de volante de inércia e armazenamento gravitacional. Cada uma dessas alternativas possui nichos de aplicação distintos, sendo utilizadas em maior escala para suporte à rede, regulação de frequência, resposta rápida de carga e armazenamento sazonal (DENHOLM et al., 2013; BAKER et al., 2021).

A escolha da tecnologia mais adequada para um sistema depende de diversos fatores, como o perfil de carga da instalação, tempo de resposta desejado, duração do armazenamento e recursos disponíveis. Além disso, a viabilidade econômica também está diretamente ligada ao contexto regulatório, aos incentivos fiscais e à maturidade tecnológica de cada solução (EPE, 2019b; VERSO ENERGY, 2021).

2.3.2.1 Tecnologias Eletroquímicas: Baterias

As tecnologias eletroquímicas ocupam posição central no panorama do armazenamento de energia, sendo as mais amplamente utilizadas em aplicações que demandam modularidade, rápida resposta e integração com fontes renováveis. Esses sistemas operam com base em reações redox (redução e oxidação) que ocorrem entre os eletrodos de um acumulador, permitindo o armazenamento e a liberação de energia elétrica (ZAKERI; SYRI, 2015).

A ampla gama de baterias disponíveis atualmente pode ser dividida em diversas famílias químicas, sendo as principais: baterias de chumbo-ácido, íon-lítio, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, sódio-enxofre e baterias de fluxo redox. A escolha entre essas tecnologias depende de fatores como custo, densidade de energia, vida útil, segurança, manutenção e impacto ambiental (LUND et al., 2015; IRENA, 2017).

Atualmente, as baterias de íon-lítio destacam-se como uma das principais escolhas para aplicações estacionárias e móveis, devido à elevada densidade energética, longa vida útil e bom desempenho em ciclos. Além da maturação tecnológica, levantamentos de mercado indicam a continuidade da redução de custos em nível global, com valores médios de pacotes de baterias atingindo patamares historicamente baixos nos últimos anos, o que tem ampliado a competitividade do armazenamento em projetos energéticos (BLOOMBERGNEF, 2024; 2025).

Além das baterias de íon-lítio, as baterias de chumbo-ácido ainda desempenham papel relevante em aplicações tradicionais, como sistemas de backup, iluminação de emergência e sistemas de fornecimento ininterrupto de energia (UPS). São caracterizadas por seu baixo custo inicial e maturidade tecnológica, embora apresentem menor densidade energética e ciclo de vida reduzido em comparação às tecnologias mais modernas (GREENER, 2021).

Outras tecnologias, como as baterias de fluxo redox, vêm ganhando destaque para aplicações estacionárias de larga escala. Nelas, os eletrólitos líquidos circulam entre dois tanques externos e uma célula eletroquímica, permitindo independência entre capacidade de armazenamento e potência, o que é vantajoso para aplicações em redes elétricas. Contudo, seus custos ainda são elevados e o desenvolvimento tecnológico segue em ritmo moderado (IRENA, 2019).

A avaliação da tecnologia ideal deve considerar não apenas a performance técnica, mas também aspectos como disponibilidade de matéria-prima, impactos ambientais, sustentabilidade de longo prazo e regulamentações locais. Dessa forma, espera-se que, no futuro

próximo, uma combinação de diferentes tipos de baterias atenda de forma complementar às múltiplas demandas do sistema energético global (MILLER et al., 2022).

2.3.2.1.1 Bateria de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido representam uma das tecnologias eletroquímicas mais tradicionais e amplamente utilizadas para armazenamento de energia elétrica. Seu desenvolvimento remonta ao século XIX, sendo caracterizadas por sua simplicidade construtiva, custo relativamente baixo e maturidade tecnológica. Mesmo com o avanço de outras tecnologias mais modernas, como as baterias de íon-lítio, as de chumbo-ácido ainda mantêm aplicações importantes, especialmente em sistemas de backup, no setor automotivo e em sistemas isolados com baixa demanda energética.

Essas baterias operam a partir da reação eletroquímica entre o dióxido de chumbo (PbO_2) no eletrodo positivo e o chumbo metálico (Pb) no eletrodo negativo, ambos imersos em uma solução eletrolítica de ácido sulfúrico diluído (H_2SO_4). Durante a descarga, ambos os eletrodos se convertem em sulfato de chumbo (PbSO_4), e o eletrólito sofre redução da concentração de íons sulfato, diminuindo sua densidade. O processo é reversível por meio da aplicação de corrente elétrica, permitindo sua recarga (LUND et al., 2015).

No contexto dos sistemas fotovoltaicos com armazenamento, essas baterias são consideradas uma opção economicamente acessível, sobretudo em regiões onde os incentivos financeiros e subsídios são limitados. No entanto, apresentam algumas limitações relevantes, como baixa densidade energética, número restrito de ciclos de carga e descarga e sensibilidade a profundidades elevadas de descarga (ZAKERI; SYRI, 2015). Isso impacta diretamente na vida útil do sistema, exigindo maior frequência de substituições e aumento nos custos operacionais a longo prazo.

As baterias de chumbo-ácido podem ser classificadas em duas categorias principais: as do tipo inundadas (flooded) e as seladas, sendo estas últimas subdivididas em baterias de regulação por válvula (VRLA), como as AGM (Absorbent Glass Mat) e GEL. As versões seladas são mais seguras e requerem menos manutenção, o que as torna atraentes para aplicações residenciais e comerciais de pequeno porte (IRENA, 2017).

Apesar das limitações técnicas, as baterias de chumbo-ácido continuam desempenhando papel significativo na transição energética, especialmente em aplicações de menor escala e em locais com menor infraestrutura técnica. Além disso, sua cadeia de suprimentos é bem

estabelecida e possui elevado índice de reciclagem, o que contribui para sua atratividade ambiental, mesmo diante da emergência de soluções mais avançadas.

2.3.2.1.2 Bateria de Íon-Lítio

As baterias de íon-lítio (Li-íon) representam atualmente uma das tecnologias de armazenamento de energia mais promissoras e amplamente utilizadas, tanto em aplicações estacionárias quanto em dispositivos móveis e veículos elétricos. Desenvolvidas comercialmente a partir da década de 1990, essas baterias apresentam alta densidade de energia, elevada eficiência de carga e descarga, baixa taxa de autodescarga e longa vida útil quando comparadas a tecnologias anteriores, como as de chumbo-ácido (KALHAMMER et al., 2007; TARASCON; ARMAND, 2001).

A estrutura básica das baterias de íon-lítio compreende dois eletrodos — um ânodo geralmente composto por grafite e um cátodo de óxidos metálicos de lítio, como LiCoO_2 ou LiFePO_4 — separados por um eletrólito orgânico que permite a movimentação dos íons de lítio entre os eletrodos durante os ciclos de carga e descarga. A reação eletroquímica é reversível, o que possibilita múltiplos ciclos de operação com eficiência superior a 90% (NERA; FERNANDES, 2021).

Entre as vantagens das baterias de íon-lítio, destacam-se a leveza e a alta densidade energética, características fundamentais para a mobilidade elétrica e desejáveis em aplicações estacionárias, especialmente em locais com restrições de espaço. Além disso, esse tipo de bateria apresenta boa estabilidade térmica e requer pouca manutenção, o que reduz os custos operacionais ao longo do tempo. No entanto, seus custos iniciais ainda são elevados, e há riscos associados à segurança, especialmente em casos de sobrecarga ou perfuração do invólucro, podendo ocasionar aquecimento anormal e, em casos extremos, fuga térmica e incêndio, sobretudo na ausência de sistemas de proteção. (HERNANDEZ et al., 2020).

Nos últimos anos, a tecnologia de baterias de íon-lítio consolidou-se como uma das principais opções para sistemas de armazenamento de energia, impulsionada por avanços tecnológicos e pelo aumento da produção em escala. Esse movimento, fortemente associado à cadeia produtiva da indústria automotiva, contribuiu para a maturação da tecnologia, com melhorias em desempenho, eficiência e confiabilidade, ampliando sua aplicação em sistemas híbridos, microrredes e no armazenamento associado à geração fotovoltaica. Dessa forma, espera-se que o mercado de armazenamento baseado em íon-lítio mantenha trajetória de expansão, consolidando-se como tecnologia de referência em aplicações estacionárias

2.3.3 Desempenho e Eficiência de Sistemas de Armazenamento com Baterias

O desempenho e a eficiência dos sistemas de armazenamento de energia com baterias são fatores cruciais para a expansão do uso de fontes renováveis e a modernização do setor elétrico. A eficiência desses sistemas está diretamente relacionada à capacidade de converter a energia armazenada em eletricidade utilizável, enquanto o desempenho abrange aspectos como estabilidade operacional, tempo de resposta, degradação e vida útil (IEA, 2023).

A eficiência energética de um sistema de armazenamento é definida como a razão entre a energia entregue durante a descarga e a energia consumida na carga. Sistemas com baterias de íon-lítio, por exemplo, atingem eficiências superiores a 92%, enquanto baterias de chumbo-ácido operam entre 75% e 85% (IRENA, 2022). Além da tecnologia da bateria, a eficiência é impactada por perdas térmicas, conversões de corrente (CC/CA) e pela eficiência dos sistemas auxiliares, como inversores e sistemas de gerenciamento de energia (DNV, 2023).

No que tange ao desempenho operacional, fatores como a taxa de descarga (C-rate) e a profundidade de descarga (DoD) são determinantes. Baterias projetadas para altas taxas de descarga, como as de íon-lítio fosfato (LiFePO_4), demonstram melhor estabilidade e vida útil sob regimes de descarga rápida, sendo mais adequadas para aplicações como resposta rápida de rede e controle de frequência (BLOOMBERGNEF, 2023). Em geral, baterias operadas com DoD moderada ($< 80\%$) apresentam ciclos de vida superiores, prolongando sua durabilidade e reduzindo o custo total de propriedade.

A influência da temperatura de operação é outro ponto crítico. De acordo com a IEA (2023), a operação contínua fora da faixa de temperatura ideal (geralmente entre $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $35\text{ }^{\circ}\text{C}$) acelera a degradação dos materiais ativos, reduz a capacidade da bateria e aumenta a probabilidade de falhas. Sistemas modernos incorporam controle térmico ativo para mitigar esses efeitos e manter a eficiência ao longo do tempo.

O gerenciamento inteligente de baterias (BMS – Battery Management System) desempenha papel fundamental para assegurar o desempenho ideal. Um BMS eficaz monitora a tensão, corrente e temperatura de cada célula, gerenciando o balanceamento entre células e protegendo contra sobrecarga, sobreaquecimento e descarga profunda (DNV, 2023).

Por fim, a degradação do sistema, medida pelo fenômeno conhecido como degradação de capacidade (capacity fade), que corresponde à redução progressiva da capacidade da bateria de armazenar energia em relação à capacidade nominal/inicial, é inevitável e deve ser considerada no dimensionamento e na análise de ciclo de vida dos sistemas. Estudos recentes

indicam que baterias de íon-lítio utilizadas em condições ideais podem manter até 80% de sua capacidade inicial após 10 anos de operação (IRENA, 2022).

Portanto, garantir alta eficiência e desempenho em sistemas de armazenamento requer a seleção adequada da tecnologia, práticas operacionais rigorosas, gestão térmica eficaz e um sistema de gerenciamento inteligente integrado.

Para ilustrar o desempenho e a eficiência das principais tecnologias de baterias utilizadas no armazenamento de energia, apresenta-se a Tabela 2, a qual resume parâmetros como eficiência, vida útil e aplicações recomendadas com base nas características de cada tecnologia.

Tabela 2 - Comparativo de desempenho de tecnologias de armazenamento por baterias.

Tecnologia de Bateria	Eficiência (%) *	Vida Útil (Ciclos)**	Profundidade de Descarga (DoD)	Aplicações Principais
Chumbo-ácido (VRLA)	75 – 85%	500 – 1.200	50% – 70%	Backup, nobreaks
Íon-lítio (NMC, NCA)	90 – 95%	2.000 – 7.000	80% – 90%	Veículos elétricos, residências, redes
Íon-lítio (LFP - Fosfato)	92 – 96%	4.000 – 10.000	90%	Armazenamento em larga escala
Bateria de fluxo redox (VRFB)	65 – 80%	10.000 – 20.000	100%	Sistemas estacionários, redes elétricas

Fonte: Adaptado de IRENA (2022), DNV (2023), BLOOMBERGNEF (2023).

*Eficiência referida como round-trip efficiency.

** Ciclos considerando profundidade de descarga padrão.

2.3.4 Aplicações de Armazenamento de Energia com Baterias

O armazenamento de energia com baterias apresenta um leque diversificado de aplicações no setor elétrico, desempenhando um papel essencial na modernização das redes e na otimização do consumo energético (EPE, 2023). Neste trabalho, destaca-se o enfoque nas aplicações atrás do medidor, ou seja, sistemas instalados em instalações de consumidores finais, que visam atender suas demandas específicas de energia.

No Brasil, projetos de armazenamento atrás do medidor configuram uma inovação recente, impulsionada tanto pelo avanço tecnológico quanto pela necessidade de soluções energéticas mais flexíveis (GREENER, 2023). Dependendo da estratégia adotada, os sistemas

podem operar de maneira intermitente, o que torna vantajosa a combinação de diferentes aplicações para maximizar sua viabilidade econômica e operacional.

As principais aplicações destes sistemas podem ser organizadas conforme segue:

Atendimento a cargas emergenciais e de ponta (Backup): utiliza-se o armazenamento para fornecer energia de forma emergencial durante interrupções não planejadas ou falhas de fornecimento, especialmente em horários de maior carga da rede elétrica. Essa aplicação se mostra crucial para setores que demandam alta confiabilidade, como hospitais e centros de dados (IRENA, 2023).

Redução da demanda máxima e autossuficiência: o armazenamento é empregado para reduzir os picos de demanda elétrica, possibilitando a contratação de uma demanda mais baixa junto às concessionárias e evitando penalizações por ultrapassagem. Além disso, reforça a autonomia energética dos consumidores ao assegurar fornecimento durante falhas da rede (DNV, 2023).

Associação com unidades de geração distribuída: a integração entre sistemas de armazenamento e fontes de geração renovável, como a energia solar fotovoltaica, permite otimizar o uso da energia gerada, armazenando o excedente para consumo em momentos de baixa geração, aumentando a autossuficiência energética (BLOOMBERGNEF, 2023).

Arbitragem de energia: essa estratégia consiste no armazenamento de energia durante os períodos em que as tarifas são mais baixas e no consumo da energia armazenada durante os períodos de tarifas mais elevadas, promovendo uma gestão inteligente e econômica do consumo energético (EPE, 2023).

Conforme apontado pela Greener (2023), em sistemas de média tensão no Brasil todas essas aplicações são tecnicamente viáveis. A redução do consumo no horário de ponta, em particular, é destacada como uma das aplicações mais atrativas, em razão das tarifas significativamente mais altas nesse período em comparação aos horários fora de ponta. A redução da demanda contratada também ganha relevância, principalmente para consumidores que apresentam picos curtos de carga. Finalmente, em regiões caracterizadas por alta incidência de interrupções no fornecimento, as aplicações voltadas ao backup mostram-se de grande valor estratégico.

A expectativa é que, à medida que o mercado de armazenamento se consolida no país, novas aplicações e modelos de negócios surjam, potencializando ainda mais a importância desta tecnologia para a segurança e eficiência energética (WORLD BANK, 2024).

2.3.5 Dimensionamento Sistema de Armazenamento

O dimensionamento adequado do sistema de armazenamento de energia desempenha papel essencial na eficiência e na confiabilidade de sistemas fotovoltaicos, especialmente naqueles que operam de forma isolada ou híbrida. Esse processo visa assegurar que a capacidade de armazenamento seja suficiente para atender às demandas energéticas durante os períodos em que a geração fotovoltaica não está disponível, como à noite ou em dias nublados, evitando a interrupção do fornecimento elétrico (CAMPOS; CARVALHO, 2019).

Diversos fatores influenciam o cálculo do sistema de armazenamento, entre eles o perfil de consumo da instalação, os padrões de irradiação solar da localidade, o nível de autonomia desejado e a profundidade de descarga das baterias. Além disso, aspectos como a eficiência do sistema e as perdas associadas ao processo de carga e descarga também devem ser considerados para evitar subdimensionamentos ou superdimensionamentos, que podem comprometer a viabilidade econômica do projeto (ALVES; SOUZA, 2020).

No contexto do armazenamento por baterias, é fundamental garantir o equilíbrio entre a capacidade de armazenar energia suficiente para as necessidades da carga e a minimização de custos, tanto de aquisição quanto de manutenção. A seleção dos componentes e a configuração do sistema impactam diretamente na vida útil e na performance do banco de baterias, reforçando a importância de uma abordagem criteriosa e baseada em parâmetros técnicos consolidados (FERREIRA; LIMA, 2021).

O uso de softwares especializados e metodologias normatizadas facilita a definição da capacidade ideal do banco de baterias, permitindo ajustes conforme cenários de operação específicos. Tais ferramentas contribuem para simulações mais precisas das condições reais de uso, possibilitando prever o comportamento do sistema frente a variações sazonais e picos de demanda (SANTOS et al., 2018).

Por fim, o dimensionamento do sistema de armazenamento deve ser integrado ao planejamento geral do sistema fotovoltaico, assegurando compatibilidade com os demais componentes, como inversores e controladores de carga, e promovendo uma operação segura e eficiente (BRITO; MENEZES, 2022).

2.3.5.1 Dimensionamento Banco de Baterias

O dimensionamento adequado do banco de baterias constitui uma etapa essencial para assegurar o desempenho e a longevidade de sistemas de armazenamento de energia. A definição inicial contempla a potência e a capacidade de armazenamento necessárias, considerando-se

que as baterias estão sujeitas a perdas progressivas de capacidade e eficiência ao longo do tempo, em função do processo cíclico de carga e descarga (THOMÉ, 2017). Tal degradação implica que, ao final da vida útil especificada, as baterias devem ser substituídas para garantir a continuidade do fornecimento energético.

Segundo Villalva (2015), a capacidade de armazenamento pode ser determinada a partir da energia demandada pelo sistema, somada à energia requerida para suprir os horários de ponta, conforme representado pela equação (1).

$$E_N = E_{AC} \times t + \sum_{t=1}^t E_{DP} \quad (1)$$

Onde:

E_N : energia necessária para um dia de operação do projeto [Wh];

E_{AC} : energia injetada na indústria ao longo do dia por hora [Wh];

E_{DP} : energia despachada pelo sistema no horário de ponta [Wh];

t : número de horas.

Além da determinação da energia total, é imprescindível definir a profundidade de descarga (DoD) admissível para as baterias, parâmetro que influencia diretamente a vida útil do sistema. Baterias estacionárias de ciclo profundo, por exemplo, suportam descargas de 50% a 80% sem prejuízos significativos à capacidade de recarga (VILLALVA, 2015). Recomenda-se consultar os dados técnicos fornecidos pelos fabricantes para estabelecer o limite de descarga apropriado, evitando desgastes prematuros.

O arranjo das baterias pode ser realizado em série, visando elevar a tensão total, ou em paralelo, para ampliar a capacidade em ampère-hora (Ah) ou possibilitar maior fornecimento de corrente mantendo a tensão. Com base na energia diária necessária e no número de dias de autonomia desejado, pode-se calcular a energia total a ser armazenada utilizando a equação (2).

$$E_A = E_N \times N_{dias} \quad (2)$$

Onde:

E_A : energia armazenada total [Wh];

N_{dias} : número de dias de autonomia.

A equação (3) estabelece a quantidade de baterias necessárias em configuração série, enquanto a equação (4) determina a capacidade total do banco de armazenamento. Por sua vez, a equação (5) define o número de unidades exigidas em arranjo paralelo (VILLALVA, 2015).

$$N_{BS} = \frac{V_{BB}}{V_B} \quad (3)$$

$$C_{BANCO} = \frac{1}{P_D} \left(\frac{E_A}{V_{BB}} \right) \quad (4)$$

$$N_{BP} = \frac{C_{BANCO}}{C_{BATERIA}} \quad (5)$$

Onde:

N_{BS} : número de baterias ligadas em série;

V_{BB} : tensão do banco de baterias [V];

V_B : tensão da bateria [V];

C_{BANCO} : capacidade do banco de baterias [Ah];

P_D : profundidade de descarga [%];

N_{BP} : número de baterias ligadas em paralelo;

$C_{BATERIA}$: capacidade da bateria [Ah].

O dimensionamento deve, portanto, contemplar não apenas as exigências energéticas, mas também as limitações operacionais e as condições ambientais às quais o sistema estará submetido. Adicionalmente, recomenda-se adotar uma margem de segurança no cálculo da capacidade para compensar eventuais perdas associadas a fatores externos, como temperaturas extremas ou oscilações na demanda energética (CAMPOS et al., 2022).

A escolha das baterias deve considerar tanto critérios técnicos quanto econômicos, incluindo o custo por ciclo de vida, a facilidade de manutenção e a disponibilidade de reposição no mercado. Tecnologias mais recentes, como as baterias de íon-lítio, apresentam maior densidade energética e vida útil superior em comparação às baterias de chumbo-ácido, embora impliquem um investimento inicial mais elevado (THOMÉ, 2017; VILLALVA, 2015).

Em síntese, o dimensionamento do banco de baterias demanda uma abordagem técnica rigorosa, integrada às demais etapas do projeto fotovoltaico, assegurando eficiência, confiabilidade e viabilidade econômica ao sistema.

2.4 ESTRUTURA DE TARIFICAÇÃO E MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL

A estrutura de tarifação no setor elétrico brasileiro é complexa e busca refletir os custos de geração, transmissão, distribuição e encargos setoriais. A formação das tarifas de energia elétrica é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e segue diretrizes que visam garantir a modicidade tarifária, a sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias e a qualidade do serviço prestado (ANEEL, 2023).

No Brasil, o mercado de energia elétrica é segmentado em dois ambientes principais: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, os consumidores compram energia de concessionárias de distribuição a preços estabelecidos em processos licitatórios regulados, com tarifas definidas pela ANEEL. Já no ACL, consumidores com demanda contratada superior a determinados limites podem negociar livremente as condições de preço, quantidade e prazo de fornecimento diretamente com geradores ou comercializadores de energia (CCEE, 2024).

As tarifas de energia elétrica são compostas por diversas componentes, como a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A TUSD remunera os serviços de distribuição e o uso das redes, enquanto a TE corresponde ao custo da energia propriamente dita. Além disso, são incluídos encargos setoriais e tributos como ICMS, PIS e COFINS (EPE, 2023).

O sistema tarifário brasileiro também adota o mecanismo de bandeiras tarifárias, criado para sinalizar ao consumidor os custos reais da geração de energia. As bandeiras podem ser verde (condições favoráveis de geração), amarela ou vermelha (níveis 1 e 2), indicando aumentos adicionais nas tarifas em função da necessidade de acionamento de usinas termelétricas, que possuem custos de operação mais elevados (ANEEL, 2023).

Recentemente, observa-se um movimento de modernização do mercado de energia elétrica no Brasil, com iniciativas como a abertura gradual do mercado livre para consumidores de menor porte, a regulamentação do mercado de resposta da demanda e o incentivo à geração distribuída, especialmente com fontes renováveis como solar fotovoltaica e eólica (MME, 2024). Essas mudanças têm impactos diretos no comportamento tarifário e ampliam as possibilidades de gestão energética para consumidores e empresas.

Assim, compreender a estrutura tarifária e as dinâmicas do mercado de energia no Brasil é fundamental para projetos que envolvam geração própria, armazenamento de energia e estratégias de eficiência energética. O conhecimento dessas variáveis permite a avaliação precisa da viabilidade técnica e econômica de investimentos em sistemas fotovoltaicos com baterias, tema central deste trabalho.

2.4.1 Tipos de consumidores

No contexto do setor elétrico brasileiro, os consumidores de energia elétrica são classificados em três grandes categorias: consumidores cativos, livres e especiais. Essa

distinção é fundamental para compreender as possibilidades de contratação de energia, as condições tarifárias aplicáveis e os direitos de escolha de fornecedor (ANEEL, 2023).

O consumidor cativo é aquele que adquire energia obrigatoriamente da distribuidora local responsável pela sua área de concessão. As tarifas e condições contratuais são estabelecidas e reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), não havendo possibilidade de negociação direta de preços ou condições comerciais. A maior parte dos consumidores residenciais, comerciais de pequeno porte e pequenas indústrias enquadra-se nessa categoria, em função de sua baixa demanda e do regime regulado de atendimento (ANEEL, 2023).

Em contrapartida, o consumidor livre possui o direito de escolher seu fornecedor de energia no chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa opção é regulamentada para consumidores que atendem a requisitos específicos, como demanda contratada mínima de 500 kW, conectados em alta tensão (Grupo A). Esses consumidores podem negociar livremente o preço, o prazo de fornecimento, a fonte de geração (hidrelétrica, eólica, solar ou térmica) e outras condições contratuais, favorecendo a competição e a personalização do serviço (CCEE, 2024). A abertura do mercado livre tem se expandido, e há iniciativas regulatórias que visam permitir o acesso de todos os consumidores até 2028 (MME, 2024).

Por sua vez, o consumidor especial é uma subdivisão do consumidor livre, caracterizado por ter uma demanda contratada entre 500 kW e 2 MW e estar limitado à contratação de energia proveniente de fontes incentivadas, como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas solares, eólicas ou de biomassa. Esses consumidores recebem benefícios adicionais, como descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD/TUST), conforme previsto na legislação vigente (EPE, 2023).

A evolução do mercado consumidor no setor elétrico brasileiro demonstra uma tendência de ampliação do Ambiente de Contratação Livre, impulsionada pela busca por menores custos e sustentabilidade energética. Além disso, o fortalecimento de políticas públicas voltadas à energia renovável tem incentivado o crescimento da categoria de consumidores especiais, estimulando investimentos em fontes limpas (GREENER, 2024).

Essa diferenciação entre tipos de consumidores impacta diretamente o planejamento energético de projetos que envolvem geração distribuída e armazenamento de energia, considerando que cada perfil possui especificidades contratuais, tarifárias e de acesso à infraestrutura elétrica.

2.4.2 Tarifação

A tarifação de energia elétrica no Brasil é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e é composta por valores que remuneram os serviços de geração, transmissão, distribuição de energia, além de encargos setoriais e tributos (ANEEL, 2023). As tarifas aplicadas visam assegurar a continuidade e qualidade do fornecimento, ao mesmo tempo em que promovem a modicidade tarifária para os consumidores.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2017a), a estrutura tarifária incorpora tributos como o Programa de Integração Social e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (PIS/COFINS), o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e a Contribuição para Iluminação Pública (CIP), aplicados pelo governo federal, estadual e municipal, respectivamente.

Os custos assumidos pelas distribuidoras são organizados em duas parcelas principais:

Parcela A: compreende os custos não gerenciáveis, como compra de energia elétrica, serviços de transmissão e encargos setoriais;

Parcela B: refere-se aos custos gerenciáveis, relacionados à operação, manutenção e remuneração dos investimentos em infraestrutura de distribuição (ANEEL, 2017a).

A estrutura tarifária é dividida em duas componentes principais: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A TUSD refere-se aos custos de transporte da energia elétrica desde as subestações até os consumidores finais, enquanto a TE está relacionada ao valor da energia efetivamente consumida (ANEEL, 2023).

A tarifa final cobrada do consumidor, considerando a incidência dos tributos mencionados, pode ser calculada utilizando a seguinte equação (6) (GUEDES, 2011):

$$T_{cons} = \frac{T_{ANEEL}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (6)$$

Onde,

T_{cons} : tarifa cobrada do consumidor;

T_{ANEEL} : valor da energia estabelecido pela ANEEL;

PIS: taxa de tributação federal;

COFINS: tributo federal;

ICMS: tributo estadual.

As tarifas são reajustadas periodicamente através dos processos de revisão tarifária e reajuste tarifário, visando refletir as variações nos custos dos serviços e garantir o equilíbrio

econômico-financeiro das distribuidoras. Além disso, o sistema de bandeiras tarifárias introduz um adicional nas tarifas em períodos de maior custo de geração, informando o consumidor sobre o custo real da produção de energia elétrica (ANEEL, 2024).

A tarifação no Brasil também busca incentivar o uso eficiente da energia e a adesão a modalidades tarifárias que melhor se adequem ao perfil de consumo dos usuários, como a tarifa branca, que oferece preços diferenciados conforme o horário de utilização da energia elétrica (CCEE, 2024).

2.4.3 Grupos de Consumidores

No setor elétrico brasileiro, os consumidores são classificados em grupos distintos, definidos pela natureza do fornecimento e pelas características de tensão e demanda. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022), essa divisão é essencial para estabelecer regras tarifárias específicas e garantir a adequada prestação dos serviços de distribuição. A segmentação dos consumidores é feita em dois grupos, subdivididos em seus respectivos subgrupos.

2.4.3.1 Grupo A

O Grupo A é constituído por unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, por consumidores fornecidos por meio de sistemas subterrâneos de distribuição em tensão secundária (ANEEL, 2023a). Essa classificação engloba consumidores de grande porte, como indústrias, shopping centers e estabelecimentos comerciais de alta demanda energética.

A tarifação aplicada ao Grupo A é caracterizada como binômia, ou seja, composta por duas parcelas: uma relacionada ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e outra referente à demanda de potência (kW) contratada (ANEEL, 2022). A cobrança pela demanda contratada busca refletir os custos de infraestrutura do sistema, incentivando o planejamento e o uso eficiente da energia pelos consumidores.

De acordo com a atual regulamentação (ANEEL, 2023a), o Grupo A subdivide-se conforme a tensão de fornecimento:

- 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;
- Subgrupo AS: tensão inferior a 2,3 kV com atendimento subterrâneo.

Essa segmentação é necessária para adequar as condições contratuais e as modalidades tarifárias às características técnicas do fornecimento de energia. Conforme aponta a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), consumidores do Grupo A podem optar por modalidades tarifárias diferenciadas por horários de consumo, proporcionando maior flexibilidade de gestão.

As penalidades por ultrapassagem da demanda contratada e a existência de contratos de demanda mínima constituem instrumentos importantes para o equilíbrio do sistema elétrico e para a sinalização adequada dos custos de expansão da infraestrutura (ANEEL, 2022).

Assim, o enquadramento no Grupo A não apenas define aspectos tarifários, mas também impõe obrigações contratuais e operacionais que visam a eficiência do uso da energia e a estabilidade do sistema de distribuição.

2.4.3.2 Grupo B

O Grupo B é composto por unidades consumidoras atendidas em tensões inferiores a 2,3 kV, sendo, em geral, consumidores residenciais, pequenos comércios, propriedades rurais e serviços públicos de pequeno porte (ANEEL, 2023a). Trata-se de um segmento que representa a maior quantidade de unidades consumidoras no país, ainda que, proporcionalmente, contribua com uma parcela menor do consumo total de energia.

Diferentemente do Grupo A, a tarifa para os consumidores do Grupo B é monômnia, ou seja, calculada apenas com base na energia efetivamente consumida (kWh), sem cobrança separada pela demanda contratada (ANEEL, 2022). Essa estrutura tarifária simplificada facilita o entendimento da fatura para consumidores de menor porte e reduz a complexidade administrativa para as distribuidoras.

O Grupo B subdivide-se, de acordo com a classificação estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021), nas seguintes classes:

- B1 - Residencial: destinada ao atendimento de residências, com condições especiais para unidades classificadas como baixa renda.
- B2 - Rural: voltada para atividades agropecuárias, agrícolas, aquicultura e outras atividades rurais.
- B3 - Demais classes: engloba estabelecimentos comerciais, de serviços e pequenas indústrias de baixa tensão.

- B4 - Iluminação pública: para sistemas de iluminação de vias e logradouros públicos.

Cada uma dessas classes tarifárias possui critérios específicos de enquadramento e pode contar com subsídios ou políticas tarifárias diferenciadas. Por exemplo, o Programa Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) concede descontos progressivos na fatura de consumidores de baixa renda do subgrupo B1, conforme estabelecido pela legislação vigente (ANEEL, 2021).

Além disso, consumidores do Grupo B estão sujeitos às bandeiras tarifárias, que indicam variações temporárias nos custos da geração de energia, conforme condições hidrológicas e outros fatores sistêmicos (EPE, 2023).

Em síntese, a estrutura tarifária do Grupo B busca equilibrar a necessidade de universalização do acesso à energia elétrica com a sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias, promovendo tarifas que considerem a capacidade de pagamento dos consumidores e os custos de fornecimento.

2.4.4 Modalidades Tarifárias: Média e Alta Tensão

A ANEEL estabelece diferentes modalidades tarifárias destinadas aos consumidores cativos atendidos em média e alta tensão, com o objetivo de alinhar os custos tarifários à realidade do sistema elétrico e estimular o consumo racional de energia. Entre as principais modalidades, destacam-se as tarifas horosazonais verde e azul, as quais apresentam distinções relevantes quanto à cobrança da demanda e do consumo ao longo do dia e do ano, regulamentadas para os subgrupos A3a, A4 e AS (ANEEL, 2024).

A tarifa horosazonal verde caracteriza-se por apresentar um único valor de demanda contratado, válido tanto para o período seco quanto para o período úmido, sem distinção entre os horários de ponta e fora de ponta para a demanda. Contudo, o consumo de energia é tarifado de forma diferenciada, conforme o horário em que ocorre. Define-se como horário de ponta o intervalo de três horas consecutivas, determinado pela concessionária, geralmente correspondente aos momentos de maior demanda no sistema, em dias úteis, excetuando-se feriados nacionais. Já o horário fora ponta corresponde às demais 21 horas diárias, incluindo fins de semana e feriados (ANEEL, 2024). Na modalidade tarifária horosazonal verde, a parcela correspondente à demanda é obtida por meio da equação (7), ao passo que o consumo é calculado com base na equação (8), uma vez que este incorpora as variações associadas aos horários e aos períodos tarifários.

$$P_{DEMANDA} = T_D \times D_C \quad (7)$$

$$P_{CONSUMO} = (T_{CP} \times CM_P) + (T_{CFP} \times CM_{FP}) \quad (8)$$

Onde:

$P_{DEMANDA}$: parcela de demanda [R\$];

T_D : tarifa cobrada pela concessionária para demanda [R\$/kW];

D_C : demanda contratada pelo consumidor [kW];

$P_{CONSUMO}$: parcela de consumo [R\$];

T_{CP} : tarifa cobrada pela concessionária para consumo no horário de ponta [R\$/kWh];

CM_P : consumo do cliente na ponta [kWh];

T_{CFP} : tarifa cobrada pela concessionária para consumo no horário fora ponta [R\$/kWh];

CM_{FP} : consumo do cliente fora ponta [kWh].

Nesta modalidade, caso a demanda medida ultrapasse em 10% o valor contratado, incide uma cobrança adicional sobre o excedente, denominada parcela de ultrapassagem, que é calculada pela equação (9). Essa cobrança ocorre apenas sobre o excedente que supera o limite de tolerância (ANEEL, 2024).

$$P_U = T_U \times (D_M - D_C) \quad (9)$$

Onde:

P_U : parcela de ultrapassagem [R\$];

T_U : tarifa cobrada pela concessionária para ultrapassagem de demanda [R\$/kW];

D_M : demanda medida pela concessionária [kW].

Por sua vez, a tarifa horosazonal azul possibilita ao consumidor contratar valores distintos de demanda para os horários de ponta e fora de ponta, permitindo maior flexibilidade na gestão do consumo elétrico. Tanto a demanda quanto o consumo são tarifados separadamente de acordo com o período do ano, sendo as tarifas mais elevadas durante o período seco (GOVERNO DO BRASIL, 2023). Na tarifa horosazonal azul o cálculo da parcela consumo segue a mesma equação 8 utilizada na modalidade verde. A principal distinção é no cálculo da parcela de demanda presente na equação (10), pois considera tarifas diferenciadas para os horários de ponta e fora de ponta.

$$P_{DEMANDA} = (T_{DP} \times D_{CP}) + (T_{DFP} \times D_{CFP}) \quad (10)$$

Onde:

T_{DP} : tarifa cobrada pela concessionária para demanda contratada no horário de ponta [R\$/kW];

D_{CP} : demanda contratada no horário de ponta pelo consumidor [kW];

T_{DFP} : tarifa cobrada pela concessionária para demanda contratada no horário fora ponta [R\$/kW];

D_{CFP} : demanda contratada no horário fora ponta pelo consumidor [kW].

A cobrança da parcela de ultrapassagem na modalidade tarifária azul é aplicada sempre que a demanda medida excede os limites de tolerância estabelecidos — definidos em 5% para os subgrupos A1, A2 e A3, e em 10% para os demais subgrupos. O valor dessa parcela é determinado pela equação (11):

$$P_U = [T_{UP} \times (D_{MP} - D_{CP})] + [T_{UFP} \times (D_{MFP} - D_{CFP})] \quad (11)$$

Onde:

T_{UP} : tarifa cobrada pela concessionária para ultrapassagem de demanda no horário de ponta [R\$/kW];

D_{MP} : demanda medida pela concessionária no horário de ponta [kW];

T_{UFP} : tarifa cobrada pela concessionária para ultrapassagem de demanda no horário fora ponta [R\$/kW];

D_{MFP} : demanda medida pela concessionária no horário fora ponta [kW].

As tarifas de ultrapassagem apresentam valores mais elevados no horário de ponta, refletindo os maiores custos relacionados à geração e à distribuição de energia elétrica nesse período (ANEEL, 2024).

2.4.5 Bandeiras Tarifárias

Segundo a ANEEL (2015), desde 2015, o setor elétrico brasileiro adota o sistema de bandeiras tarifárias, que funciona como um indicador mensal das condições de geração de energia no país. Esse mecanismo visa repassar aos consumidores os custos variáveis relacionados à geração, refletindo, de forma transparente, os desafios operacionais enfrentados pelo sistema elétrico nacional.

O sistema de bandeiras tarifárias compreende quatro faixas: bandeira verde, que indica condições favoráveis de geração, sem acréscimos na tarifa; bandeira amarela, que sinaliza condições menos favoráveis, com acréscimo de R\$ 0,01885 por kWh; bandeira vermelha – patamar 1, associada a custos mais elevados, com acréscimo de R\$ 0,04463 por kWh; e bandeira vermelha – patamar 2, relacionada a condições mais onerosas, com acréscimo de R\$ 0,07877 por kWh. Ressalta-se que tais adicionais são periodicamente atualizados por atos regulatórios da ANEEL, e os valores apresentados correspondem aos vigentes na época da publicação (ANEEL, 2024).

A definição mensal da bandeira tarifária vigente baseia-se em critérios técnicos que incluem o monitoramento do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, os custos de acionamento das termelétricas e as condições hidrológicas. Nos últimos anos, o Brasil registrou prevalência da bandeira verde, refletindo um cenário favorável de geração, impulsionado por volumes adequados de chuvas e recuperação do armazenamento hídrico (AGÊNCIA BRASIL, 2024).

2.5 LEGISLAÇÃO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E ARMAZENAMENTO

O crescimento da geração distribuída no Brasil exigiu o desenvolvimento de um arcabouço regulatório específico, capaz de disciplinar a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica e o uso de tecnologias de armazenamento. Nesse contexto, tanto as resoluções normativas emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) quanto a promulgação da Lei nº 14.300/2022, conhecida como o novo Marco Legal da Geração Distribuída, assumem papel central. Esses instrumentos normativos têm como objetivo proporcionar segurança jurídica, estabilidade regulatória e incentivo ao desenvolvimento sustentável por meio de fontes limpas.

2.5.1 Resolução Normativa

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desempenha um papel fundamental na regulamentação do setor elétrico brasileiro, especialmente no que diz respeito à microgeração e minigeração distribuída. A partir de 2012, com a publicação da Resolução Normativa nº 482, foram estabelecidas as bases legais para que consumidores de energia pudessem produzir sua própria eletricidade a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica, e injetar o excedente na rede de distribuição, obtendo créditos por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Essa normativa representou um marco regulatório importante ao permitir o acesso à geração distribuída e fomentar o uso de tecnologias limpas e descentralizadas. Ela definiu critérios técnicos, procedimentos de conexão, exigências de segurança e os direitos e deveres das unidades consumidoras com sistemas próprios de geração. Além disso, estabeleceu a isenção de encargos e tarifas para a energia compensada, o que incentivou a expansão do setor nos anos seguintes.

Com a ampliação da participação da geração distribuída no mercado energético, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 687/2015, que revisou e aprimorou a norma

original. Essa atualização aumentou os limites de potência permitidos para micro e minigeração, reconheceu modalidades como geração compartilhada e cooperativas de energia, além de simplificar os trâmites para adesão ao sistema.

Em 2021, a ANEEL consolidou diversas resoluções pré-existentes ao publicar a Resolução Normativa nº 1.000, que sistematizou em um único instrumento regulatório os direitos e deveres de consumidores, distribuidores e demais agentes do setor. Essa norma trouxe maior clareza sobre os procedimentos de acesso à rede, a responsabilidade pela medição da energia e a forma de faturamento, além de abranger novas tecnologias como os sistemas de armazenamento de energia em baterias, os quais passaram a ser tratados como elementos integrantes da geração distribuída.

A Resolução nº 1.000/2021 também define, de maneira mais abrangente, os parâmetros para integração entre sistemas fotovoltaicos e dispositivos de armazenamento, reconhecendo a importância do uso conjunto dessas tecnologias para garantir maior confiabilidade no fornecimento e otimização do autoconsumo. Essa regulamentação busca acompanhar os avanços tecnológicos e adaptar o setor elétrico a um modelo mais descentralizado, eficiente e sustentável.

2.5.2 Lei 14.300

A Lei nº 14.300, sancionada em 6 de janeiro de 2022, estabelece o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil. Ela surgiu como resposta à crescente demanda por segurança jurídica, previsibilidade regulatória e incentivo à transição energética no país. Com a consolidação de princípios antes normatizados exclusivamente por resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), especialmente a Resolução Normativa nº 482/2012, a nova legislação transformou em lei federal os direitos dos consumidores que optam por gerar energia a partir de fontes renováveis.

A norma define regras claras para o funcionamento do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), estipula prazos para transição de benefícios tarifários e amplia o escopo das modalidades de geração distribuída, como geração compartilhada, consórcios e cooperativas de energia. Além disso, ao incluir dispositivos que reconhecem os sistemas de armazenamento de energia, a lei reforça a importância de tecnologias complementares para a segurança energética e o aumento da eficiência na gestão do consumo.

A Lei nº 14.300/2022 também contribui para a consolidação de uma nova figura no setor elétrico brasileiro: o prosumidor. Esse termo, oriundo da junção de “produtor” e “consumidor”,

refere-se ao agente que, além de consumir energia elétrica da rede, também é capaz de gerar sua própria eletricidade, sobretudo a partir de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica. Com a regulamentação do SCEE, esses usuários passaram a desempenhar um papel mais ativo na matriz energética nacional, injetando excedentes na rede e recebendo créditos energéticos correspondentes.

O reconhecimento legal do prosumidor no marco regulatório atual representa um avanço para a descentralização da produção elétrica, promovendo maior participação social e democratização no acesso às tecnologias de geração distribuída. Além disso, a atuação desses agentes estimula o uso eficiente da energia, incentiva a sustentabilidade e contribui para a diversificação da matriz elétrica brasileira. Essa mudança de paradigma rompe com a lógica tradicional, em que o consumidor era apenas receptor passivo da energia fornecida pelas concessionárias. Agora, o prosumidor atua como um agente descentralizado, contribuindo para o equilíbrio entre oferta e demanda, especialmente em cenários de crescente penetração de fontes intermitentes e renováveis (ALMEIDA; SILVA, 2020).

Ao formalizar o papel do consumidor-gerador, a Lei nº 14.300 representa um marco no avanço da descentralização do setor elétrico brasileiro, promovendo uma matriz mais diversificada, sustentável e participativa.

2.5.2.1 Mudanças da Lei nº 14.300 em relação à REN nº 482/2012

A promulgação da Lei nº 14.300/2022 marcou uma inflexão significativa na estrutura regulatória da geração distribuída no Brasil, substituindo progressivamente os dispositivos da Resolução Normativa nº 482/2012, que até então regulava esse segmento. Enquanto a REN nº 482, de natureza infra legal, foi pioneira ao permitir que unidades consumidoras com microgeração e minigeração distribuída injetassem energia excedente na rede e recebessem créditos equivalentes, a nova legislação elevou esse modelo à esfera legal, conferindo-lhe maior estabilidade, previsibilidade e segurança jurídica.

Entre as mudanças mais expressivas, destaca-se a definição de um modelo de transição tarifária. A REN nº 482 previa que toda a energia injetada na rede era compensada de forma integral, por meio de compensação de energia na forma de créditos (kWh), conforme as regras do sistema de compensação vigentes à época. Já a Lei nº 14.300 estabelece que as unidades conectadas até 7 de janeiro de 2023 manterão as condições anteriores até 2045, enquanto os novos sistemas passaram a arcar, de forma escalonada, com parte da Tarifa de Uso do Sistema

de Distribuição (TUSD) incidente sobre a energia injetada, promovendo maior equilíbrio entre os agentes do setor.

Outra mudança relevante foi a formalização das modalidades de geração compartilhada, como o autoconsumo remoto, consórcios e cooperativas de energia. Embora essas possibilidades já fossem contempladas de forma parcial pela REN nº 687/2015, que complementava a REN nº 482, a nova lei federal incorporou essas alternativas de forma ampla, permitindo que múltiplos consumidores compartilhem a energia gerada em um único ponto, mesmo que localizados em diferentes unidades consumidoras dentro da mesma área de concessão.

Além disso, a Lei nº 14.300 introduziu mecanismos de transparência e padronização, obrigando as distribuidoras a oferecerem informações detalhadas sobre custos, prazos e condições de conexão. Essa padronização visa evitar abusos regulatórios e simplificar o processo de adesão ao sistema de compensação, aspectos que antes não estavam previstos de forma tão clara na REN nº 482.

Outro avanço importante foi o reconhecimento legal do uso de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com sistemas fotovoltaicos conectados à rede, algo ausente na resolução de 2012. Ainda que dependa de regulamentações complementares da ANEEL para detalhamento técnico, a inclusão desse tema na legislação federal reforça a importância das baterias na gestão da intermitência da geração renovável e no aumento da autonomia energética dos consumidores.

Por fim, a transição da REN nº 482 para a Lei nº 14.300 evidencia a evolução do setor elétrico brasileiro, que passa a tratar a geração distribuída como elemento estruturante da política energética nacional. O novo marco legal representa não apenas uma atualização normativa, mas também um direcionamento estratégico rumo à descentralização, à sustentabilidade e à democratização da geração de energia.

2.5.2.2 Regras de Transição Tarifária na Lei nº 14.300

Um dos aspectos centrais da Lei nº 14.300/2022 diz respeito à implementação das regras de transição tarifária para os consumidores que aderem ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Essa transição foi estruturada para equilibrar os interesses dos consumidores que investiram precocemente em geração distribuída e das distribuidoras que alegam perdas na arrecadação devido à isenção de encargos sobre a energia compensada. Conforme representado

na Figura 10, a legislação classifica os consumidores em três modalidades principais: GD I (direito adquirido); GD II (regra de transição); e GD III.

Figura 10 - Modalidades de transição para a Lei 14.300

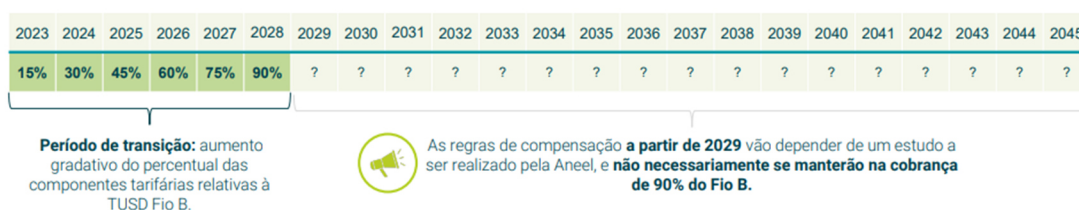
	Descritivo	O que acontece?
GD I	Conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023 (art. 26 da Lei n. 14.300/2022)	Permanecem nas regras antigas (Direito Adquirido) até 2045
GD II	Conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas condições da GD III (caput do art. 27 da Lei n. 14.300/2022)	Pagamento gradativo da TUSD Fio B pelo período de 6 anos até completar o pagamento de 90%.
GD III	Conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente de energia. (§ 1º do art. 27 da Lei n. 14.300/2022)	Pagamento de 100% TUSD Fio B + 40% TUSD Fio A + 100% TUSD P&D_EE + 100% TUSD TFSEE

Fonte: Adaptado de GREENER (2023)

De acordo com o artigo 26 da Lei, os consumidores que solicitaram acesso ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) até 7 de janeiro de 2023 foram enquadrados na categoria GD I – Direito Adquirido, mantendo as regras anteriores até 31 de dezembro de 2045. Esses consumidores continuam compensando a totalidade das componentes tarifárias, incluindo a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), sem a cobrança de encargos adicionais sobre a energia injetada na rede.

Para as unidades que protocolaram solicitação a partir de 8 de janeiro de 2023, a legislação estabeleceu a regra de transição (GD II), com cobrança gradual da TUSD Fio B sobre a energia injetada. Essa cobrança é escalonada entre os anos de 2023 e 2028, partindo de 15% até atingir 90% da componente tarifária. A evolução dessa cobrança ao longo do tempo está representada na Figura 11, que ilustra o cronograma de transição tarifária previsto pela Lei nº 14.300/2022 para os novos aderentes ao sistema de compensação (GREENER, 2023).

Figura 11 - Escalonamento da cobrança da TUSD Fio B conforme a regra de transição da Lei 14.300/2022



Fonte: Adaptado de GREENER (2023)

A partir de 2029, novas regras poderão ser definidas com base em valorações técnicas conduzidas pela ANEEL, conforme previsto no artigo 29 da Lei. A cobrança incide somente sobre a energia injetada e não sobre o autoconsumo instantâneo, mantendo o incentivo à produção local e à eficiência energética.

Além disso, para projetos com potência superior a 500 kW em modalidades como autoconsumo remoto e geração compartilhada, nos quais um único titular detenha mais de 25% da participação no excedente, aplica-se a regra GD III. Nessa categoria, a compensação é ainda mais restrita, considerando a cobrança integral da TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, além da totalidade dos encargos como P&D e TFSEE.

2.5.2.3 Impactos da Lei nº 14.300 para Grupos A e B

A entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022 provocou mudanças distintas nos modelos de faturamento e compensação de energia aplicados aos consumidores dos Grupos A e B, conforme classificação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Cada grupo possui características específicas de fornecimento e tarifação, o que influencia diretamente os impactos e a viabilidade econômica de projetos de microgeração e minigeração distribuída (MMGD).

2.5.2.3.1 GD II: Impactos para Grupo B

Para os consumidores do Grupo B, que são atendidos em baixa tensão — como residências, comércio e áreas rurais —, a Lei nº 14.300/2022 manteve o modelo de compensação de energia elétrica com importantes alterações nas regras de faturamento para novos acessos classificados como GD II. Esses consumidores passam a ter compensação parcial relacionada ao uso da rede (TUSD Fio B), com cobrança inicial de 15% em 2023 (ou seja, compensação de 85%), evoluindo de forma escalonada até 90% de cobrança em 2028 (equivalente a 10% de compensação), o que representa um custo adicional sobre a energia compensada. O autoconsumo instantâneo permanece como a alternativa mais vantajosa do ponto de vista econômico.

Outro aspecto importante para o Grupo B é o custo de disponibilidade, que permanece com os valores de referências mínimos de 30, 50 e 100 kWh, conforme o tipo de ligação (monofásica, bifásica ou trifásica, respectivamente). Para projetos classificados como GD II, quando o consumo excede o valor de referência estabelecido, o consumidor é responsável pelo pagamento do montante consumido acrescido da compensação referente à TUSD Fio B. Caso

o consumo seja inferior a esse valor de referência, aplica-se a cobrança do valor mínimo. A legislação também permite redução de até 50% nesse valor mínimo para microgeradores com potência de até 1,2 kW instalados no mesmo local de consumo, tornando viável a adoção da geração distribuída em unidades de baixa demanda.

Observa-se que o fator de simultaneidade exerce influência direta na avaliação do autoconsumo instantâneo, sendo um parâmetro crucial para o dimensionamento e a análise de desempenho de sistemas de geração distribuída. O fator de simultaneidade é um parâmetro técnico utilizado para estimar a fração da energia gerada que será simultaneamente consumida pelas unidades consumidoras conectadas a um sistema de geração distribuída. Com a aplicação escalonada da TUSD Fio B, os projetos com baixo fator de simultaneidade acabam injetando mais energia na rede, ficando sujeitos a maior tarifação. Por outro lado, sistemas com alta simultaneidade conseguem maximizar o autoconsumo e minimizar as perdas econômicas associadas. Essa característica reforça a viabilidade de integrar sistemas de armazenamento de energia, os quais podem ser utilizados como estratégia de aumento da simultaneidade, especialmente em horários de baixa demanda, promovendo maior eficiência energética e retorno sobre o investimento. Dessa forma, a análise do fator de simultaneidade torna-se essencial também no processo de faturamento, uma vez que influencia diretamente na proporção de energia injetada na rede.

Para os consumidores que possuem medidor de demanda ou são optantes do Grupo B, a energia injetada na rede também deve ser considerada, conforme o regime de compensação vigente. Assim, o faturamento decorre da composição das parcelas tarifárias aplicáveis ao consumo e à compensação de energia.

2.5.2.3.2 GD II: Impactos para o Grupo A

Para os consumidores do Grupo A, conectados em média e alta tensão, os impactos da Lei nº 14.300 são mais amplos e estratégicos. Projetos classificados como GD II passam a ter a cobrança da TUSD Fio B escalonada, nos mesmos moldes do Grupo B, mas com incidência proporcional à injeção de energia excedente à carga instantânea.

A mudança mais significativa, no entanto, está na substituição da TUSD de Demanda ($TUSD_d$) pela TUSD de Geração ($TUSD_G$) no faturamento de usinas remotas. Enquanto a REN nº 482/2012 aplicava a $TUSD_d$ sobre a demanda contratada, o novo marco legal determina que a cobrança seja feita com base na $TUSD_G$, o que pode reduzir consideravelmente os custos, especialmente em concessionárias com grande diferença entre as duas tarifas.

Para a determinação do valor a ser pago à concessionária, é necessário considerar a parcela referente ao consumo e à energia compensada, conforme os critérios aplicáveis ao Grupo B, acrescida do valor correspondente à demanda contratada.

2.5.2.3.3 GD III: Impactos para o Grupo A

A Lei nº 14.300/2022 criou a categoria GD III, que contempla unidades de geração com potência superior a 500 kW, aplicável a modalidades como autoconsumo remoto e geração compartilhada. Um dos critérios para enquadramento nesta categoria é a participação de um único titular com 25% ou mais de posse do excedente energético gerado, o que confere ao projeto uma estrutura mais concentrada.

Para essas unidades, o modelo de compensação é mais restritivo: aplica-se a cobrança integral da TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, além da totalidade dos encargos setoriais como Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). Esse modelo torna o autoconsumo instantâneo e o uso de armazenamento energético fundamentais para viabilizar economicamente o investimento.

Para o cálculo do valor a ser pago à concessionária, é necessário considerar a parcela de consumo correspondente ao Grupo B, a demanda contratada do Grupo A e a parcela de energia compensada. Dessa forma, o valor total a ser faturado pela distribuidora reúne os componentes tarifários aplicáveis a ambos os grupos.

Dado o alto impacto tarifário e os critérios regulatórios mais exigentes, os projetos classificados como GD III requerem maior capital, planejamento técnico e garantias financeiras. Contudo, são os que possuem maior capacidade de geração e retorno em modelos estruturados, como consórcios empresariais e parques solares centralizados voltados a múltiplas unidades consumidoras.

2.5.2.4 O Papel dos Sistemas de Armazenamento na Lei nº 14.300/2022

A promulgação da Lei nº 14.300/2022 representou um avanço significativo no arcabouço regulatório da geração distribuída (GD) no Brasil, ao incluir pela primeira vez, de forma explícita, os sistemas de armazenamento de energia elétrica. Apesar de ainda não haver regulamentação técnica detalhada pela ANEEL ou pelo ONS, a inclusão no marco legal reconhece a importância estratégica do armazenamento na estrutura energética descentralizada e aponta para sua crescente integração nas instalações de micro e minigeração.

De acordo com o Art. 2º, inciso VIII da Lei nº 14.300, o armazenamento é definido como a “tecnologia ou solução técnica destinada a reter energia elétrica para posterior utilização no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)”. Essa definição amplia o escopo dos sistemas híbridos, possibilitando a combinação de fontes intermitentes, como a solar fotovoltaica, com baterias eletroquímicas, especialmente as de íon-lítio, que vêm apresentando ganhos expressivos em densidade energética, eficiência e redução de custos nos últimos anos (EPE,2023)

A possibilidade de armazenar energia para consumo posterior confere aos consumidores maior autonomia energética e capacidade de gerenciar o consumo conforme os horários de tarifa mais elevada, o que se alinha com as práticas de resposta à demanda e eficiência energética. Além disso, o armazenamento se mostra uma alternativa técnica para aumentar o fator de simultaneidade, reduzindo a quantidade de energia excedente injetada na rede e, consequentemente, a incidência da TUSD Fio B nos casos de GD II e GD III.

Embora a legislação ainda não estabeleça os critérios para o enquadramento e compensação de energia proveniente de baterias no SCEE, a previsão legal obriga os órgãos competentes a regulamentarem esse tema. Isso representa um passo importante para permitir a participação mais efetiva dos sistemas de armazenamento no mercado de energia e viabilizar novos modelos de negócios, como a gestão de energia por meio de softwares inteligentes, agregadores e comercializadores varejistas, previstos na modernização do setor elétrico brasileiro.

Além disso, o armazenamento poderá ser fundamental em regiões com maior vulnerabilidade de rede, funcionando como recurso energético distribuído (DER) para melhorar a confiabilidade e a qualidade do fornecimento, especialmente em projetos de comunidades isoladas, microrredes ou locais com infraestrutura deficiente. Com a regulamentação adequada, espera-se que os sistemas de armazenamento deixem de ser apenas complementares e passem a ocupar posição central na estratégia de expansão da GD, com benefícios tanto para o consumidor quanto para o sistema elétrico nacional.

2.6 PARÂMETROS ECONÔMICOS

A análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia requer a aplicação de métodos quantitativos que possibilitem avaliar o retorno financeiro do investimento ao longo do tempo. Nesse contexto, os principais parâmetros econômicos utilizados em estudos de engenharia e finanças incluem o Fluxo de Caixa, o Valor

Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Tempo de Retorno do Investimento Descontado (Payback Time) e o Retorno sobre Investimento (ROI). Tais indicadores possibilitam mensurar os custos iniciais, os benefícios ao longo da vida útil do projeto e o tempo necessário para recuperar o capital investido, ajustado pelo valor do dinheiro no tempo.

Esses parâmetros são fundamentais para a tomada de decisão quanto à viabilidade de implantação de projetos energéticos, permitindo comparar alternativas e avaliar a atratividade econômica do investimento (EPE, 2023). A seguir, cada um desses parâmetros será detalhado com suas respectivas equações e implicações.

2.6.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é uma ferramenta fundamental para a análise da viabilidade econômica de projetos energéticos, pois registra as entradas (receitas) e saídas (despesas, investimentos e custos operacionais) de recursos financeiros ao longo do tempo. Essa projeção é estruturada em intervalos regulares – geralmente anuais – ao longo do ciclo de vida útil do sistema, e permite identificar em que momento o projeto começa a gerar retorno econômico ao consumidor (VELA, 2018; GREENER, 2021a).

Do ponto de vista operacional, a receita do sistema provém da economia gerada na conta de energia elétrica. Essa economia é calculada com base na energia gerada anualmente pelo sistema fotovoltaico, corrigida pela taxa de degradação dos módulos, conforme dados fornecidos pelo fabricante. Assim, para cada ano, a energia gerada é ajustada considerando essa degradação e multiplicada pela tarifa de energia vigente, a qual também pode sofrer reajustes periódicos conforme os índices regulatórios estabelecidos (PINTO NETO, 2020).

Em contrapartida, as saídas incluem os custos com operação, manutenção e seguro do sistema. Esses custos são normalmente estimados como uma fração percentual do investimento inicial e, assim como a receita, também são corrigidos anualmente por fatores como inflação ou índices específicos do setor elétrico. A equação (12) é utilizada para calcular o fluxo de caixa anual.

$$FC_T = R_T - C_T \quad (12)$$

Onde,

FC_T : fluxo de caixa no ano T;

R_T : receita anual (economia com energia);

C_T : custo anual (operação, manutenção, seguro).

O resultado do fluxo de caixa de cada ano representa o saldo líquido do projeto naquele período. Quando somado ao valor acumulado dos anos anteriores, compõe o saldo acumulado do investimento, permitindo verificar quando o projeto se torna economicamente vantajoso.

2.6.2 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos principais indicadores de avaliação econômica de investimentos, sendo amplamente utilizado para verificar a viabilidade financeira de projetos no setor de energia, como sistemas fotovoltaicos com armazenamento. Esse índice consiste na soma de todos os fluxos de caixa do projeto (entradas e saídas), atualizados para a data inicial do investimento por meio de uma taxa de desconto previamente definida, denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (VELA, 2018). A equação (13) é utilizada para calcular o VPL.

$$VPL = \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} - In_0 \quad (13)$$

Onde:

VPL: valor presente líquido;

FC_k : fluxos de caixa referente a cada ano no horizonte de planejamento;

$k: (1;N)$ = períodos do horizonte de planejamento;

i : taxa mínima de atratividade do projeto (TMA);

In_0 : investimento inicial.

Um VPL positivo indica que o projeto é economicamente lucrativo, ou seja, que o valor presente dos benefícios gerados supera o valor investido. Quando o VPL é negativo, o projeto tende a ser inviável sob o ponto de vista financeiro. Já um VPL nulo significa que o retorno proporcionado pelo projeto é exatamente igual à TMA, caracterizando um ponto de equilíbrio (EPE, 2023).

Vale destacar que o VPL é altamente sensível à taxa de desconto utilizada, e assume que todos os fluxos de receita futuros seriam reinvestidos à mesma taxa aplicada no cálculo. Por essa razão, a definição adequada da TMA é essencial para assegurar a precisão dos resultados (NASCIMENTO, 2019).

No setor energético, essa metodologia permite comparar diferentes alternativas de investimento, simular cenários diversos (como variação tarifária, degradação dos módulos fotovoltaicos ou custos operacionais), além de ser uma ferramenta robusta para a análise de sensibilidade econômica do projeto (EPE, 2023).

2.6.3 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um dos indicadores mais utilizados na análise de viabilidade econômica de projetos, sendo definida como a taxa de desconto que torna o Valor Presente Líquido (VPL) igual a zero. Dessa forma, ela representa a rentabilidade percentual esperada do projeto ao longo do seu horizonte de vida útil, considerando os fluxos de caixa projetados (VELA, 2018).

Em termos práticos, a TIR indica o ponto de reversão da decisão de investir: quando a TIR de um projeto é superior à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ele é considerado economicamente viável; caso contrário, é inviável. Taxas de desconto menores que a TIR resultam em VPLs positivos, ao passo que taxas superiores conduzem a VPLs negativos. Assim, a TIR é utilizada para determinar a taxa máxima de juros aplicável ao projeto sem comprometer sua rentabilidade (NASCIMENTO, 2019).

Conforme proposta por Pinto Neto (2020), a equação (14) é utilizada para calcular a TIR.

$$0 = -In_0 + \sum_{k=1}^t \frac{E_k}{(1 + TIR)^k} - \sum_{k=1}^t \frac{In_k}{(1 + TIR)^k} \quad (14)$$

Onde:

E_k : valor da economia no ano k (R\$);

In_k : valor investido no ano k (R\$);

t : número de anos no horizonte de análise;

TIR: taxa interna de retorno.

A equação considera não apenas o investimento inicial, mas também eventuais investimentos ao longo do tempo, além das economias proporcionadas pelo sistema. Em projetos de geração fotovoltaica com armazenamento, essa abordagem é particularmente relevante, uma vez que há custos recorrentes com manutenção, reposição de componentes e possíveis atualizações tecnológicas (EPE, 2023).

Por fim, vale destacar que a TIR assume que os fluxos de caixa intermediários são reinvestidos à própria taxa interna de retorno, o que pode não refletir a realidade de mercado. Por isso, a TIR deve ser utilizada em conjunto com outros indicadores, como o VPL e o Payback Descontado, para uma avaliação mais robusta do projeto.

2.6.4 Tempo de Retorno Investimento Descontado (Payback Time)

O Tempo de Retorno do Investimento Descontado, conhecido como Payback Descontado, é um indicador financeiro utilizado para determinar o período necessário para que o fluxo de caixa acumulado, ajustado pela taxa mínima de atratividade (TMA), iguale o valor do investimento inicial. Esse indicador é uma evolução do payback simples, pois considera o valor do dinheiro no tempo, oferecendo uma visão mais precisa do retorno econômico do projeto (VELA, 2018).

Diferentemente do VPL e da TIR, que expressam a viabilidade econômica por meio de valores absolutos ou percentuais, o payback descontado apresenta um horizonte temporal. Em outras palavras, ele informa em quantos anos o investidor conseguirá recuperar o capital aplicado, considerando os efeitos da inflação, depreciação de equipamentos e demais custos operacionais. Quanto menor for esse tempo, mais atrativo será o projeto do ponto de vista do risco de capital (EPE, 2023).

A equação (15) é utilizada para o calcular o Payback Descontado.

$$In_0 = \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (15)$$

Este método é especialmente útil em projetos de geração distribuída com armazenamento, onde há um desembolso inicial significativo e economias recorrentes ao longo de uma vida útil estendida, geralmente superior a 20 anos. Como destaca Pinto Neto (2020), ao aplicar essa metodologia, é possível observar o ano em que o saldo acumulado do fluxo de caixa torna-se positivo, sinalizando o ponto de equilíbrio econômico do investimento.

2.6.5 Retorno sobre Investimento (ROI)

O Retorno sobre Investimento (Return on Investment – ROI) é um indicador financeiro amplamente utilizado para mensurar a lucratividade relativa de um projeto. Ele expressa, em termos percentuais, o quanto o investidor obteve de retorno em relação ao capital inicialmente aplicado. Em projetos de geração fotovoltaica com sistemas de armazenamento, o ROI fornece uma visão inicial e direta da atratividade do empreendimento ao longo de sua vida útil. Com a equação (16) pode – se calcular o ROI (PINTO NETO, 2020).

$$ROI = \frac{(E_t - I_n)}{I_n} \times 100 \quad (16)$$

Onde:

E_t : economia total no horizonte projetado (R\$);

I_n : valor investido no projeto (R\$);

ROI: retorno do investimento;

O ROI é amplamente reconhecido por sua simplicidade e objetividade, pois expressa em um único valor percentual o ganho financeiro obtido em relação ao capital inicialmente investido, sendo, por exemplo, que um ROI de 120% indica a recuperação integral do investimento acrescida de um retorno adicional de 20% ao longo do período analisado (VELA, 2018). Contudo, esse indicador apresenta limitações relevantes, uma vez que não considera o valor do dinheiro no tempo nem o prazo necessário para a recuperação do investimento, motivo pelo qual sua aplicação isolada pode induzir a interpretações imprecisas. Apesar dessas limitações, o ROI permanece útil em comparações iniciais entre projetos, especialmente em fases preliminares de estudo, sendo largamente empregado por gestores e investidores no setor de energia distribuída.

Com base nos conceitos e indicadores apresentados, torna-se possível estruturar uma avaliação comparativa consistente para sistemas fotovoltaicos associados ou não ao armazenamento de energia. Dessa forma, o próximo capítulo descreve o delineamento metodológico do estudo, contemplando a coleta e o tratamento de dados, a definição das premissas técnicas e tarifárias, a modelagem do balanço energético e a construção do fluxo de caixa, etapas que fundamentam o cálculo e a interpretação dos indicadores econômicos aplicados.

3 METODOLOGIA

Este trabalho adota uma abordagem aplicada, quantitativa e descritiva, voltada à análise da viabilidade econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos integrados ao armazenamento de energia elétrica para grandes e pequenos consumidores do sistema elétrico brasileiro. A pesquisa é estruturada na forma de estudo de caso, no qual são avaliados consumidores enquadrados nos grupos tarifários A e B, considerando-se as particularidades da estrutura de tarifação, das modalidades horosazonais e do marco regulatório vigente para geração distribuída com armazenamento.

A metodologia busca integrar três blocos principais: (1) levantamento e tratamento dos dados de consumo e tarifação dos consumidores analisados; (2) dimensionamento técnico dos sistemas fotovoltaicos e dos bancos de baterias, com auxílio de modelagem computacional; e (3) avaliação econômico-financeira dos cenários propostos, por meio de indicadores consolidados na literatura, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback Descontado e Retorno sobre o Investimento (ROI).

A estrutura deste capítulo foi inspirada na organização metodológica utilizada em estudos anteriores de viabilidade de sistemas híbridos fotovoltaico-armazenamento para pequenos e grandes consumidores, adaptada ao contexto desta pesquisa, que inclui consumidores dos grupos A e B sob o ambiente regulatório atual da Lei nº 14.300/2022.

3.1 ESTUDO DE CASO

Para a avaliação da viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos associados a sistemas de armazenamento de energia, este trabalho adota a estratégia de estudo de caso, aplicada a duas unidades consumidoras reais, representativas dos principais enquadramentos tarifários da ANEEL. A opção por estudos de caso permite analisar, em profundidade, o comportamento do consumo de energia elétrica, a estrutura de tarifação e os potenciais benefícios econômicos da geração distribuída com armazenamento em contextos distintos, preservando a aderência às condições práticas enfrentadas pelos consumidores.

O primeiro estudo de caso corresponde a uma unidade consumidora industrial enquadrada no Grupo A (A3, industrial), com a fatura de referência de fevereiro de 2025. Nesse enquadramento, a fatura contempla simultaneamente a parcela de consumo (kWh) segmentada por postos tarifários — como ponta (P), fora ponta (FP) e horário reservado (HR) — e a parcela de demanda (kW), incluindo registro de ultrapassagem. Essa configuração torna o custo total fortemente dependente do perfil temporal de utilização, pois a incidência tarifária varia

conforme o posto e a demanda máxima registrada. Assim, conforme discutido no Capítulo 2, a inserção de um sistema fotovoltaico associado a baterias pode contribuir não apenas para reduzir a energia adquirida da rede, mas também para a gestão da demanda, deslocando parte da carga para horários mais favoráveis e mitigando picos de potência.

O segundo estudo de caso refere-se a uma unidade consumidora residencial do Grupo B, atendida em baixa tensão. Diferentemente do Grupo A, as unidades do Grupo B são faturadas predominantemente com base no consumo mensal de energia elétrica (kWh), sem medição e cobrança da demanda contratada. Ainda que a estrutura tarifária seja, em princípio, menos complexa, o comportamento de consumo ao longo do dia e do ano permanece determinante para o aproveitamento da energia fotovoltaica e para a definição da capacidade de armazenamento. Em especial, torna-se relevante identificar se os maiores consumos ocorrem em períodos coincidentes com a maior geração fotovoltaica ou se há deslocamentos temporais que justifiquem o uso de baterias para armazenar energia em horários de baixa demanda e utilizá-la posteriormente, aumentando o autoconsumo e reduzindo a energia adquirida da rede.

Para ambas as unidades consumidoras serão utilizadas séries históricas de faturas de energia elétrica, abrangendo, no mínimo, doze meses de dados consecutivos. A partir dessas faturas serão extraídas informações como consumo mensal de energia ativa, demanda contratada e medida (no caso do Grupo A), modalidade tarifária adotada, valores unitários de tarifas, incidência de encargos e tributos, além do valor total faturado em cada período. Esses dados constituirão a base para a construção dos perfis de consumo que orientarão o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento.

Com base nas informações de consumo presentes nas faturas e, quando disponível, em dados complementares sobre a rotina de uso de energia das unidades consumidoras, serão elaboradas curvas de perfil de carga para cada estudo de caso. Essas curvas representarão a distribuição temporal do consumo de energia ao longo de um dia típico, distinguindo, quando pertinente, períodos de ponta e fora de ponta, dias úteis e finais de semana, bem como eventuais variações sazonais. O objetivo é identificar os horários de maior demanda energética e os intervalos em que o custo marginal da energia é mais elevado, de modo a evidenciar oportunidades de deslocamento de consumo por meio do uso de baterias e da geração fotovoltaica.

A análise conjunta dos dois estudos de caso possibilitará comparar o comportamento de consumidores industriais em média tensão e residenciais em baixa tensão frente à adoção de sistemas fotovoltaicos com armazenamento. Essa comparação permitirá verificar como as

diferenças na estrutura tarifária, no perfil de carga e na forma de faturamento influenciam os ganhos econômicos potenciais, bem como a configuração ótima dos sistemas propostos. Os resultados obtidos nesta etapa serão utilizados como insumo direto para o dimensionamento dos sistemas (Seção 3.3) e para a avaliação de viabilidade econômica (Seção 3.4), garantindo coerência entre a caracterização dos casos, a modelagem técnica e a análise financeira desenvolvida ao longo do trabalho.

3.2 ESTUDO DO PERFIL DO CONSUMIDOR

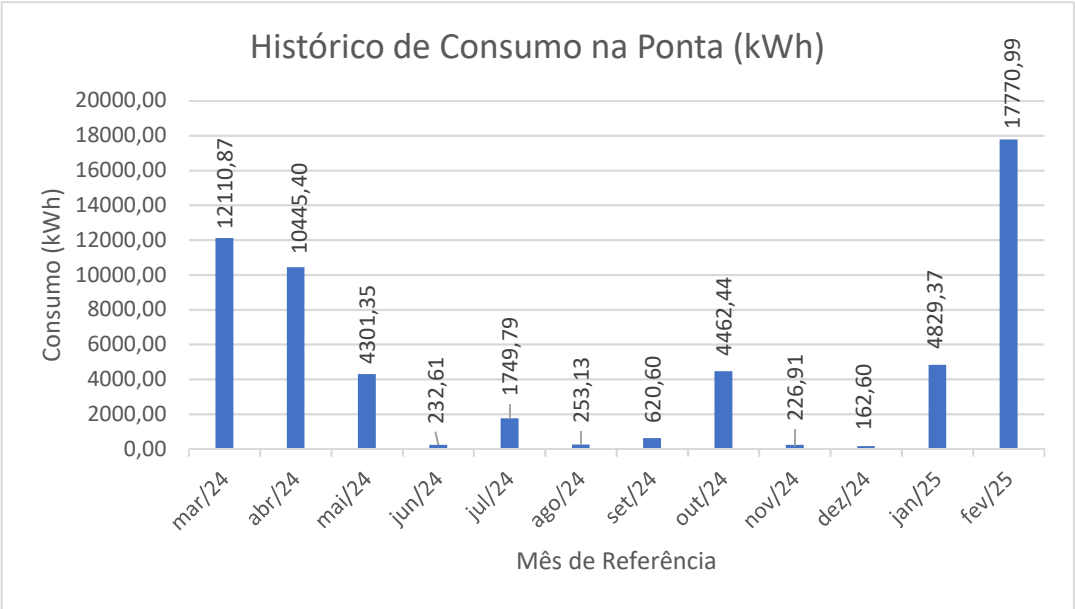
O estudo do perfil do consumidor tem por objetivo caracterizar, de forma quantitativa, o comportamento de uso de energia elétrica das duas unidades consumidoras selecionadas, a fim de subsidiar o dimensionamento do sistema fotovoltaico e do banco de baterias. Para isso, são analisadas as séries históricas de consumo e, quando aplicável, as demandas registradas nas faturas, bem como a distribuição do consumo por postos tarifários. A partir desses dados, são construídas curvas representativas do perfil diário de carga, permitindo identificar os períodos de maior consumo e maior impacto econômico na fatura de energia.

3.2.1 Grupo A

A unidade consumidora enquadrada no Grupo A possui estrutura de faturamento caracterizada, principalmente, pela cobrança do consumo de energia elétrica (kWh) e pela cobrança da demanda de potência (kW), cujos valores são influenciados pela modalidade tarifária e pelos postos tarifários aplicáveis. Assim, o estudo do perfil do consumidor do Grupo A requer a avaliação integrada do comportamento energético e do comportamento de potência, pois ambos impactam o dimensionamento do sistema fotovoltaico com armazenamento e a análise de viabilidade econômica.

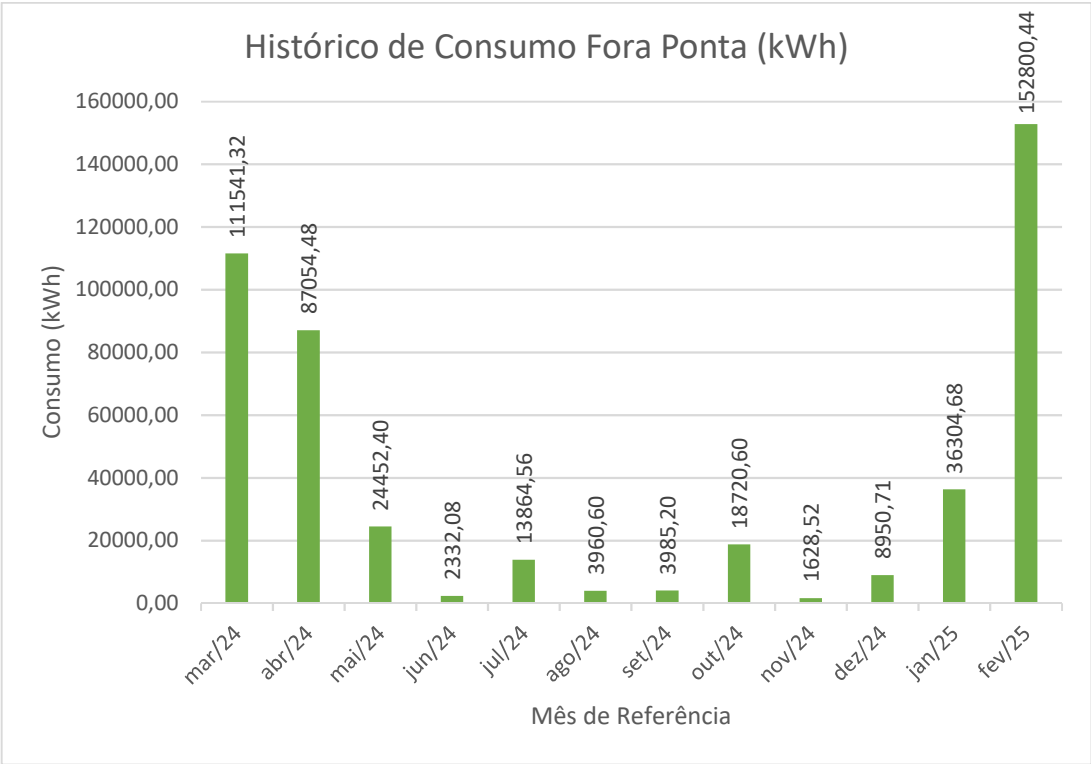
Para a caracterização do consumo, foram coletados e organizados os dados históricos provenientes das faturas de energia elétrica, contemplando o período de março de 2024 a fevereiro de 2025. Os registros foram segregados por posto tarifário, com destaque para os consumos em ponta e fora ponta e, quando aplicável, para o horário reservado. Como referência dos dados de faturamento utilizados, observa-se consumo médio mensal de 152.800,44 kWh fora ponta, 17.770,99 kWh na ponta e 48.712,92 kWh em horário reservado no período analisado. A sistematização dessas informações permite identificar tendências, sazonalidade e picos de consumo ao longo do período analisado, conforme apresentado nas Figura 12 e Figura 13, que sintetizam o histórico de consumo nos postos ponta e fora ponta, respectivamente.

Figura 12 - Histórico de consumo no posto ponta



Fonte: Autora (2026)

Figura 13 - Histórico de consumo no posto fora ponta



Fonte: Autora (2026)

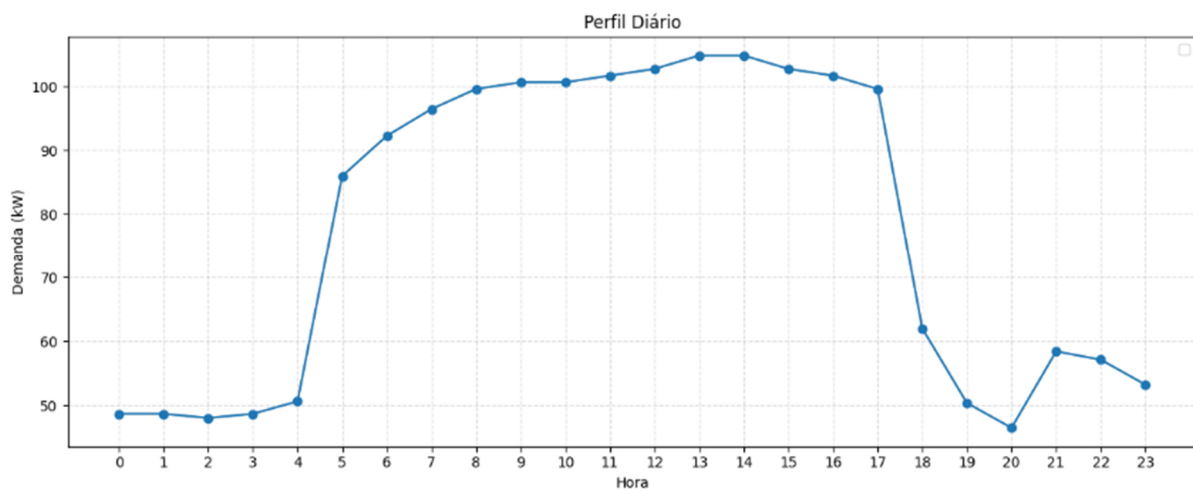
Os gráficos de histórico mensal foram elaborados a partir dos registros de faturamento e, nesta etapa metodológica, são utilizados para evidenciar a evolução do consumo por posto tarifário e apoiar a definição de parâmetros representativos para as simulações.

Além do consumo (kWh), avaliou-se a demanda (kW), componente relevante no faturamento do Grupo A e determinante para o comportamento do sistema em situações de maior solicitação de potência. Na fatura considerada, verifica-se demanda medida de 537,8544 kW e demanda contratada de 441 kW, bem como registro de demanda de ultrapassagem de 96,8544 kW, evidenciando a ocorrência de excedência em relação ao valor contratado. Essas informações são fundamentais para a modelagem do cenário do Grupo A, uma vez que estratégias de operação com armazenamento podem influenciar a forma como os picos de demanda se manifestam e, conseqüentemente, afetar o custo associado à demanda.

No que se refere ao critério adotado para a construção das entradas do modelo, foram aplicadas duas abordagens complementares, alinhadas às naturezas distintas do dimensionamento energético e da representação do perfil horário. Para o dimensionamento energético do sistema fotovoltaico, foi utilizada a média dos últimos 12 meses do consumo, obtida a partir da soma dos valores médios por posto tarifário (ponta + fora ponta + horário reservado), por representar uma condição típica de operação ao longo do período avaliado. Em paralelo, para representar o comportamento horário da unidade e subsidiar a modelagem do perfil diário, definiu-se uma curva representativa de demanda com base no mês de maior solicitação (critério conservador), de modo a contemplar uma condição operacional crítica e reduzir o risco de subdimensionamento do sistema de armazenamento e de suas estratégias de operação.

Quando necessário, o perfil horário obtido a partir do mês crítico foi ajustado por fator de escala, garantindo compatibilidade entre o consumo energético total associado à curva representativa e a média anual adotada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. A curva representativa do perfil diário de demanda adotada para o Grupo A é apresentada na Figura 14.

Figura 14 - Curva representativa do perfil diário de demanda do Grupo A.



Fonte: Autora (2026)

A curva representativa descreve a variação da demanda ao longo das 24 horas e constitui a base para as simulações energéticas subsequentes, nas quais se avaliam a interação entre geração fotovoltaica, consumo instantâneo e operação do armazenamento, bem como os impactos potenciais em períodos de maior solicitação de potência e maior relevância tarifária.

Por fim, a caracterização do perfil do consumidor do Grupo A, baseada no histórico de consumo por posto tarifário, na análise de demanda contratada e medida e na definição de uma curva representativa diária, estabelece as premissas necessárias para as etapas posteriores de simulação e avaliação econômica. Essa estrutura metodológica assegura consistência entre os dados reais de faturamento, a modelagem adotada e a comparação dos cenários de estudo considerados no trabalho.

3.2.2 Grupo B

A unidade consumidora enquadrada no Grupo B corresponde a uma residência classificada como B1 – Monofásica, com tensão nominal disponível de 220 V, cuja estrutura de faturamento é predominantemente baseada no consumo de energia elétrica (kWh). Dessa forma, o estudo do perfil do consumidor do Grupo B concentra-se na avaliação do histórico de consumo e na definição de um perfil diário representativo, os quais subsidiam o dimensionamento do sistema fotovoltaico e a análise econômica do cenário residencial.

Para a caracterização do consumo, foram coletados dados das faturas de energia elétrica referentes ao período de março de 2024 a fevereiro de 2025, organizando-se a série histórica

mensal de consumo (kWh). O conjunto de valores mensais e a média do período são apresentados na Tabela 3, permitindo a identificação de variações ao longo do ano e a definição de parâmetros representativos para a etapa de simulação.

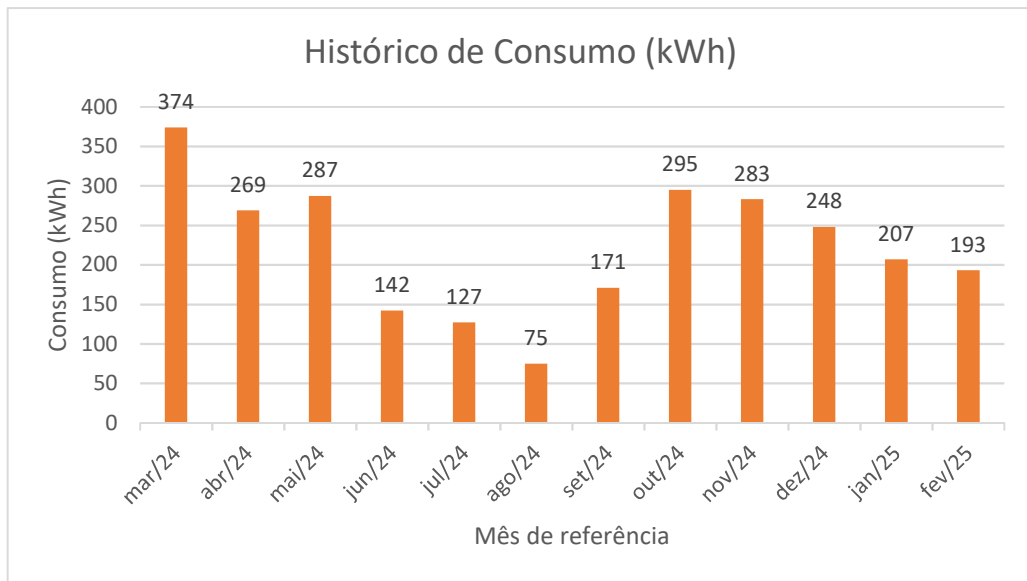
Tabela 3 - Histórico de consumo mensal (kWh) da unidade residencial (Grupo B) e média anual

MÊS/ANO	CONSUMO (KWH)
mar/24	374
abr/24	269
mai/24	287
jun/24	142
jul/24	127
ago/24	75
set/24	171
out/24	295
nov/24	283
dez/24	248
jan/25	207
fev/25	193
MÉDIA:	222,58

Fonte: Autora (2026)

A fim de facilitar a visualização da variação do consumo ao longo do período analisado, o histórico mensal foi representado graficamente, conforme apresentado na Figura 15. Essa representação auxilia na compreensão do comportamento de consumo da unidade ao longo do ano, fornecendo subsídios para o uso de valores médios como referência no dimensionamento do sistema fotovoltaico.

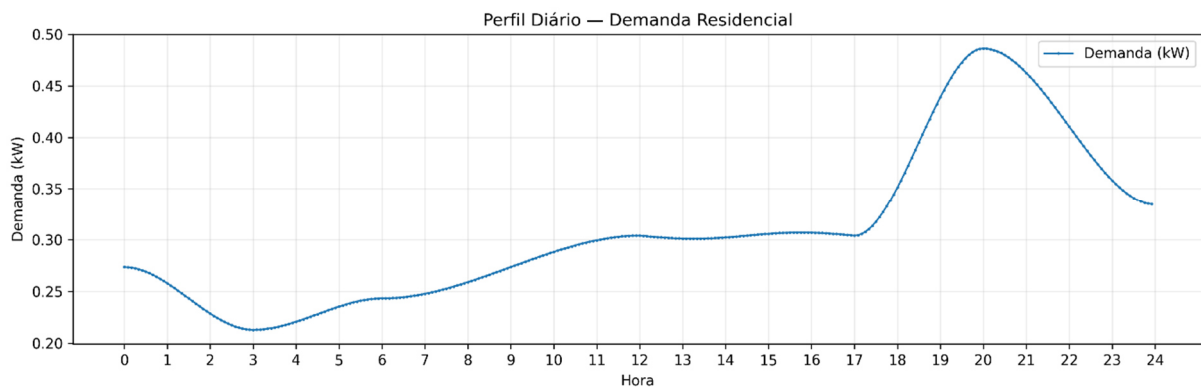
Figura 15 - Histórico de consumo mensal (kWh) da unidade residencial (Grupo B)



Fonte: Autora (2026)

Para o dimensionamento energético do sistema fotovoltaico e para a definição do perfil horário utilizado nas simulações, foi adotada a média dos últimos 12 meses como valor representativo do consumo da unidade, por refletir uma condição típica de operação ao longo do período analisado. A partir desse critério, foi construída uma curva representativa do perfil diário de demanda, utilizada como entrada nas simulações do cenário residencial, conforme apresentado na Figura 16.

Figura 16 - Curva representativa do perfil diário de demanda (kW) adotada para o cenário residencial (Grupo B).



Fonte: Autora (2026)

Dessa forma, o perfil do consumidor do Grupo B é caracterizado a partir do histórico anual de consumo e de uma curva diária típica do setor residencial, obtida de campanhas de

medição das distribuidoras e sazonalizada conforme a metodologia da EPE, a qual permite transformar o perfil típico de um dia em uma série sintética horária de 8.760 h para subsidiar as simulações energéticas e a avaliação de viabilidade do sistema fotovoltaico com armazenamento no cenário residencial (EPE, 2020).

3.3 DIMENSIONAMENTO DOS PROJETOS

O dimensionamento dos projetos consiste em definir os parâmetros técnicos dos sistemas propostos a partir do perfil de consumo e das condições do recurso solar, de modo a subsidiar as simulações e a análise econômica. Nesta etapa, são estabelecidos os critérios para o dimensionamento do sistema fotovoltaico (potencial solar, consumo de referência e seleção de módulos e inversores) e para o dimensionamento do sistema de armazenamento, considerando as premissas de operação e os parâmetros técnicos necessários para representar o desempenho das baterias nos cenários avaliados.

3.3.1 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi conduzido a partir da integração entre (i) o recurso solar disponível na localidade de estudo e (ii) o consumo de referência definido para cada cenário, visando estabelecer uma potência instalada capaz de atender, parcial ou totalmente, a demanda energética considerada no projeto. Além disso, foram adotadas premissas técnicas associadas à configuração do sistema, às perdas esperadas e à seleção de componentes, de modo a garantir consistência na comparação entre os cenários avaliados.

3.3.1.1 Levantamento do Potencial Solar

O levantamento do potencial solar tem como finalidade quantificar a disponibilidade do recurso solar na localidade de estudo, fornecendo a base para a estimativa de geração do sistema fotovoltaico. Nesta pesquisa, os dados de irradiação solar foram obtidos por meio da plataforma SunData (CRESESB/CEPEL), adotando-se como referência a localização das unidades consumidoras analisadas no município de Itumbiara–GO. A estação meteorológica utilizada apresenta distância de aproximadamente 3,7 km em relação ao ponto de referência considerado, conforme apresentado na Figura 17.

Figura 17 - Irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia) para Itumbiara–GO, considerando diferentes inclinações do plano.

Estação: Itumbiara
Município: Itumbiara , GO - BRASIL
Latitude: 18,401° S
Longitude: 49,249° O
Distância do ponto de ref. (18,42° S; 49,22° O) :3,7 km

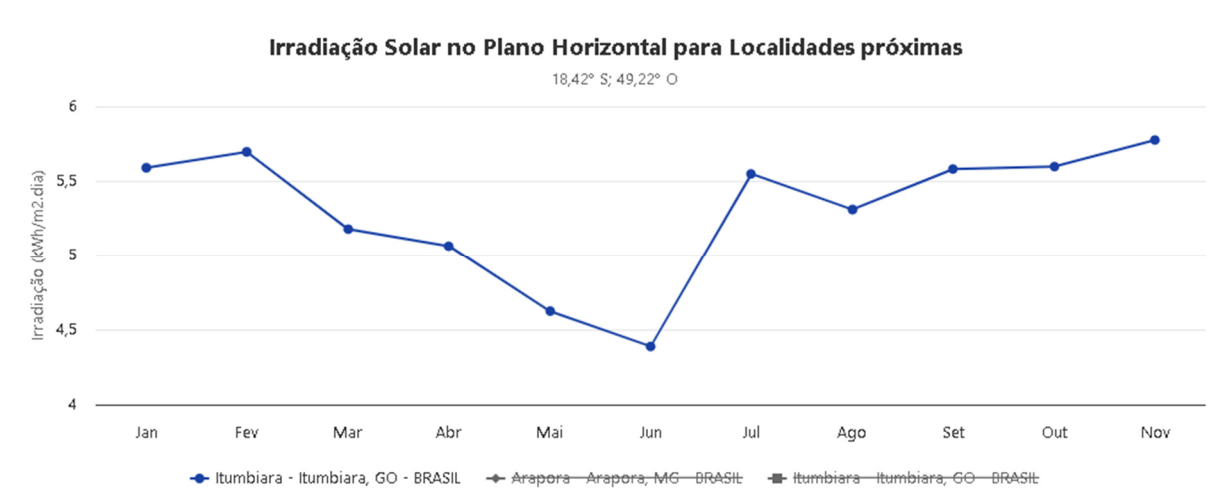
#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,59	5,70	5,18	5,06	4,62	4,39	4,57	5,55	5,31	5,58	5,60	5,78	5,24	1,39
✓	Ângulo igual a latitude	18° N	5,14	5,46	5,26	5,56	5,47	5,40	5,54	6,36	5,56	5,45	5,20	5,24	5,47	1,22
✓	Maior média anual	20° N	5,07	5,41	5,25	5,59	5,54	5,49	5,62	6,42	5,56	5,41	5,13	5,16	5,47	1,35
✓	Maior mínimo mensal	15° N	5,23	5,52	5,27	5,51	5,35	5,26	5,40	6,26	5,54	5,50	5,29	5,35	5,46	1,02

Fonte: CRESESB/CEPEL (SunData), acesso em 09 jan. 2026.

A partir do banco de dados do CRESESB, foram levantados os valores de irradiação solar diária média mensal, expressos em kWh/m².dia, parâmetro usualmente associado às Horas de Sol Pleno (HSP) e amplamente empregado em estudos de dimensionamento fotovoltaico. Além disso, foram verificados diferentes cenários de inclinação do plano de captação (por exemplo, plano horizontal e inclinações próximas à latitude local), permitindo selecionar a condição mais adequada para a estimativa de geração conforme o arranjo adotado no projeto (Figura 17).

A distribuição mensal do recurso solar evidencia a variabilidade sazonal ao longo do ano, aspecto relevante para a análise de desempenho do sistema e para a consistência das simulações energéticas. Essa variação pode ser observada graficamente na Figura 18, a qual apresenta o comportamento mensal da irradiação no plano horizontal, auxiliando na identificação dos períodos de maior e menor disponibilidade do recurso solar.

Figura 18 - Irradiação solar diária média mensal no plano horizontal para a localidade de Itumbiara–GO.



Fonte: CRESESB/CEPEL (SunData), acesso em 09 jan. 2026.

Os valores de irradiação levantados nesta etapa são utilizados como entrada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, em conjunto com o consumo de referência definido para cada cenário, considerando também as premissas de perdas e desempenho adotadas no estudo.

3.3.1.2 Consumo de Referência para o Dimensionamento

A definição do consumo de referência para dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizada a partir do histórico de consumo das unidades selecionadas, com base em médias dos últimos 12 meses, de forma a representar uma condição típica de operação e reduzir a influência de variações pontuais. Como os cenários pertencem a grupos tarifários distintos, a determinação do consumo de projeto foi conduzida separadamente para o Grupo A e para o Grupo B, respeitando as particularidades de faturamento e a forma de valoração da energia em cada caso.

No Grupo A (indústria), o consumo mensal foi segregado por postos tarifários, considerando ponta, fora ponta e horário reservado (HR). Para cada componente foi calculada a média mensal do período analisado, resultando em 4.763,84 kWh/mês (ponta), 38.799,63 kWh/mês (fora ponta) e 12.399,63 kWh/mês (HR). Dessa forma, o consumo médio total da unidade é dado pela soma desses três termos, totalizando 55.963,10 kWh/mês, equivalente a 671,56 MWh/ano. Esse valor representa a demanda energética média anual utilizada como base para a avaliação do atendimento por geração fotovoltaica.

Adicionalmente, para estimar a energia a ser compensada economicamente no Grupo A, foi aplicado um fator de compensação ao consumo em ponta com o objetivo de converter a energia consumida no horário de ponta em energia equivalente em termos de custo, considerando a diferença entre as Tarifas de Energia (TE) aplicáveis aos postos horários. Como, em geral, a TE na ponta é superior à TE fora ponta, 1 kWh consumido na ponta representa um dispêndio maior na fatura. Assim, o fator f_c , presente na equação (18) pondera o consumo em ponta por essa razão tarifária, permitindo expressar o montante em ponta em termos equivalentes ao posto fora ponta para fins de análise econômica. Dessa forma, a energia de referência para compensação é obtida pela equação (17):

$$E_{REF} = (E_{FP} + E_{HR}) + (E_P \times f_c) \quad (17)$$

Onde:

$$f_c = \frac{TE_p}{TE_{fp}} \quad (18)$$

E_{REF} : energia de referência para compensação (kWh/mês);

E_{FP} : energia fora ponta (kWh/mês);

E_{HR} : energia horário reservado (kWh/mês);

E_P : energia na ponta (kWh/mês);

f_c : fator de compensação adotado.

TE_p : tarifa de energia no posto ponta (R\$/kWh);

TE_{fp} : tarifa de energia no posto fora ponta (R\$/kWh).

Para o Grupo A, com $f_c = 1,62$, obteve-se 58.894,69 kWh/mês como referência para a geração destinada à compensação, equivalente a 706,74 MWh/ano.

No Grupo B (residência), o consumo de referência foi definido diretamente pela média dos consumos mensais (kWh) obtidos nas faturas do período, resultando em 222,58 kWh/mês. Para este cenário, o dimensionamento energético do sistema fotovoltaico foi baseado nesse consumo médio, considerando-se a tarifa de referência adotada no estudo para avaliação econômica.

Para fins de síntese metodológica, os consumos de referência adotados no dimensionamento energético dos sistemas fotovoltaicos são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Consumo de referência para dimensionamento (média dos últimos 12 meses).

GRUPO	PONTA (kWh/mês)	FORA PONTA (kWh/mês)	HORÁRIO RESERVADO (kWh/mês)	TOTAL MÉDIO (kWh/mês)	ENERGIA P/ COMPENSAÇÃO (kWh/mês)
GRUPO A	4763,84	38799,63	12399,63	55963,10	58894,69
GRUPO B	-	-	-	222,58	222,58

Fonte: Autora (2026)

Os valores da Tabela 4 foram adotados como consumo de referência para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, sendo que, no Grupo A, a energia para compensação considera a ponderação do consumo em ponta conforme o critério metodológico definido.

3.3.1.3 Dimensionamento/seleção de módulos e inversor

A etapa de dimensionamento e seleção de módulos fotovoltaicos e inversor(es) teve como objetivo definir a potência instalada do gerador, a quantidade de módulos e os

equipamentos de conversão CC/CA, assegurando compatibilidade técnica entre componentes e coerência com (i) o consumo de referência definido na Tabela 4 e (ii) o potencial solar obtido para o plano de inclinação adotado (ângulo igual à latitude).

A potência do sistema fotovoltaico foi estimada a partir da energia de referência do cenário Tabela 4 e do desempenho esperado do sistema. De forma geral, a relação entre geração mensal e potência instalada pode ser representada pela equação (19) :

$$P_{FV} \approx \frac{E_{REF}}{HSP \times PR \times 30} \quad (19)$$

Essa estimativa inicial orienta a potência de projeto e é posteriormente consolidada por meio da modelagem no PV*SOL, considerando a configuração final dos equipamentos e as perdas definidas no ambiente de simulação.

Definida a potência de projeto, o número de módulos é calculado pela equação (20) :

$$N = \frac{P_{FV}}{P_m} \quad (20)$$

Onde P_m é a potência nominal do módulo (kWp). No estudo, foi adotado módulo de 640 W (0,640 kWp), cujas características elétricas em STC são $V_{oc} = 53,70$ V, $I_{sc} = 15,13$ A, $V_{mp} = 44,36$ V e $I_{mp} = 14,43$ A, com eficiência nominal 23,7%. Assim, a configuração adotada resultou em 704 módulos, totalizando 450,56 kWp em corrente contínua (CC).

A seleção dos inversores considerou a potência instalada, a topologia do sistema e os limites elétricos de operação (tensão e corrente). Foram adotados 3 inversores Solis S6-EH3P125K10-NV-YD-H, com potência CA nominal de 125 kVA cada. O equipamento possui 10 MPPTs independentes, com 2 entradas por MPPT, tensão máxima de entrada de 1000 V e faixa de rastreamento MPPT de 150 a 950 V, parâmetros fundamentais para definir a configuração de strings e assegurar operação em ponto de máxima potência.

A compatibilidade elétrica do arranjo foi verificada considerando:

- (i) o limite de tensão máxima de entrada do inversor, garantindo que a tensão em circuito aberto do string não exceda 1000 V;
- (ii) a operação do string dentro da faixa MPPT (150–950 V);
- (iii) os limites de corrente por MPPT, uma vez que o inversor admite 42 A de corrente de operação por MPPT, característica relevante em sistemas com módulos de alta corrente.

Para a verificação de tensão em condições ambientais, utilizou-se a correção térmica da tensão de circuito aberto do módulo, dada pelo coeficiente $-0,200\%/^{\circ}\text{C}$. A tensão corrigida pode ser representada pela equação (21):

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC}[1 + \beta V_{oc}(T - 25)] \quad (21)$$

Onde:

$V_{oc,STC}$: tensão em STC;

βV_{oc} : coeficiente térmico;

T: temperatura considerada.

Por fim, a configuração elétrica final (número de módulos em série por string, número de strings por MPPT/inversor) foi validada no PV*SOL, garantindo que limites de tensão e corrente atendam às especificações dos fabricantes e que a modelagem do sistema seja reproduzível.

Com base no procedimento descrito, no grupo A, foi adotado o kit fotovoltaico composto por 704 módulos de 640 W (potência total 450,56 kWp) e 3 inversores de 125 kVA (potência total 375 kVA). A razão CC/CA $\approx 1,20$ (450,56/375) foi registrada como parâmetro de projeto, representando a relação entre potência instalada em CC e capacidade de conversão em CA, conforme os critérios de seleção e as validações realizadas.

A configuração final do arranjo (número de módulos em série por string e paralelismo por MPPT) implementada no PV*SOL é apresentada na Tabela 5, totalizando 704 módulos distribuídos entre três inversores.

Tabela 5 - Configuração do arranjo fotovoltaico por inversor e MPPT (PV*SOL).

Inversor	MPPTs	Configuração (strings × módulos em série)	Total de módulos
Inversor 1 e 2 (S6-EH3P125K10-NV-YD-H)	MPPT 1	3 × 11	66
	MPPT 2	2 × 14	56
	MPPT 3–9	2 × 13	364
	MPPT 10	1 x 13	26
	Total inversor 1 e 2	—	512
Inversor 3 (S6-EH3P125K10-NV-YD-H)	MPPT 1-3	2 × 14	84
	MPPT 4	2 × 10	20
	MPPT 5	2 × 9	18
	MPPT 6-10	1 x 14	70
	Total inversor 3	—	192
Total do sistema	—	—	704

Fonte: Autora (2026)

Para o cenário residencial (Grupo B), adotou-se um kit fotovoltaico composto por 4 módulos Trina Solar da linha TSM-DE19R (565–585 W), considerando-se a versão de 585 W, totalizando 2,34 kWp de potência instalada em corrente contínua (CC). Os parâmetros elétricos do módulo em STC (para 585 W) são $V_{mp} \approx 39,3$ V, $I_{mp} \approx 14,90$ A, $V_{oc} \approx 46,6$ V e $I_{sc} \approx 15,99$ A, utilizados para verificação de compatibilidade com o conversor.

Para a conversão CC/CA, foi adotado o inversor híbrido da Deye SUN5K-SG04LP1-EU-SM2 (5000 W), o qual possui 2 MPPTs e relação 1/1 (MPPT/strings por MPPT), permitindo a conexão de uma string por MPPT; neste projeto, foi adotado 4 módulos por entrada. O equipamento apresenta tensão CC máxima de entrada de 500 V e faixa de operação MPPT de 150 - 425 V, além de especificações de corrente por canal. Dessa forma, os módulos são ligados em série no lado CC. A razão CC/CA do sistema residencial é, portanto, aproximadamente 1,17 (2,34 kWp / 5 kW).

Dessa forma, o dimensionamento e a seleção de módulos e inversores foram definidos de modo a assegurar compatibilidade elétrica (tensão/corrente), coerência com o consumo de referência e rastreabilidade da configuração utilizada nas simulações. Tanto para o Grupo A quanto para o Grupo B, a potência instalada, a topologia do arranjo (strings/MPPT) e os parâmetros de operação foram configurados e verificados no ambiente PV*SOL, garantindo consistência entre os componentes selecionados e o modelo de geração adotado. Com o gerador fotovoltaico definido para ambos os cenários, a etapa seguinte consiste no dimensionamento do sistema de armazenamento, considerando os objetivos operacionais de cada caso e os parâmetros técnicos de capacidade e potência requeridos.

3.3.2 Dimensionamento do Sistema de Armazenamento

O dimensionamento do sistema de armazenamento foi realizado a partir do balanço energético horário entre a geração fotovoltaica e o consumo das unidades analisadas. Para isso, inicialmente são avaliados os indicadores de simultaneidade (parcela da geração consumida instantaneamente) e os perfis horários de excedente e déficit de energia, os quais definem a energia potencialmente armazenável e a necessidade de suprimento pela bateria. Em seguida, esses resultados são utilizados como base para o dimensionamento da capacidade e potência do sistema de armazenamento e para sua posterior validação em simulação.

3.3.2.1 Construção das curvas horárias de demanda e geração fotovoltaica

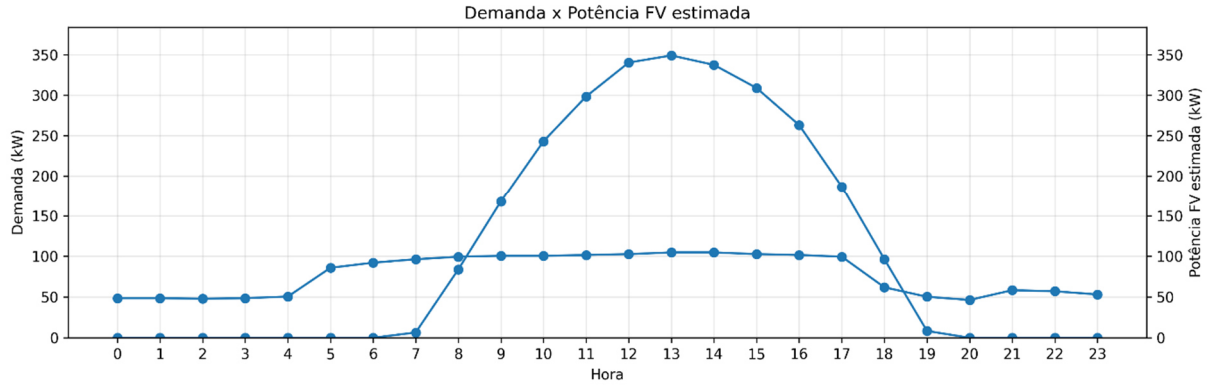
Para o dimensionamento do sistema de armazenamento, foi realizado o balanço energético horário entre a geração fotovoltaica e o consumo das unidades dos Grupos A e B. Os parâmetros de desempenho do sistema fotovoltaico foram obtidos no ambiente PVSOL, do qual foram extraídos indicadores de qualidade técnica, com destaque para o desempenho (Performance Ratio – PR) e a produtividade específica anual. Para o Grupo A, o PVSOL indicou PR = 81,0%, energia anual do gerador (rede c.a.) de 735.736 kWh/ano e produtividade específica de 1.632,87 kWh/kWp. Para o Grupo B, obteve-se PR = 76,0%, energia anual de 3.744 kWh/ano e produtividade específica de 1.599,72 kWh/kWp. Com base nesses parâmetros, a potência fotovoltaica horária foi estimada a partir da irradiância horária e do PR, permitindo a construção das curvas diárias de demanda e geração e a avaliação de simultaneidade.

A curva de demanda horária, $P_{dem}(t)$, foi organizada no intervalo de 0 a 23 h a partir do perfil diário das unidades consumidoras. A potência fotovoltaica horária estimada, $P_{fv}(t)$, foi calculada considerando a potência instalada do gerador fotovoltaico (P_{kWp}), a irradiância horária $G(t)$ (em W/m²) e o desempenho global do sistema (PR), conforme a equação (22):

$$P_{fv}(t) = P_{kWp} \times \left(\frac{G(t)}{1000} \right) \times PR \quad (22)$$

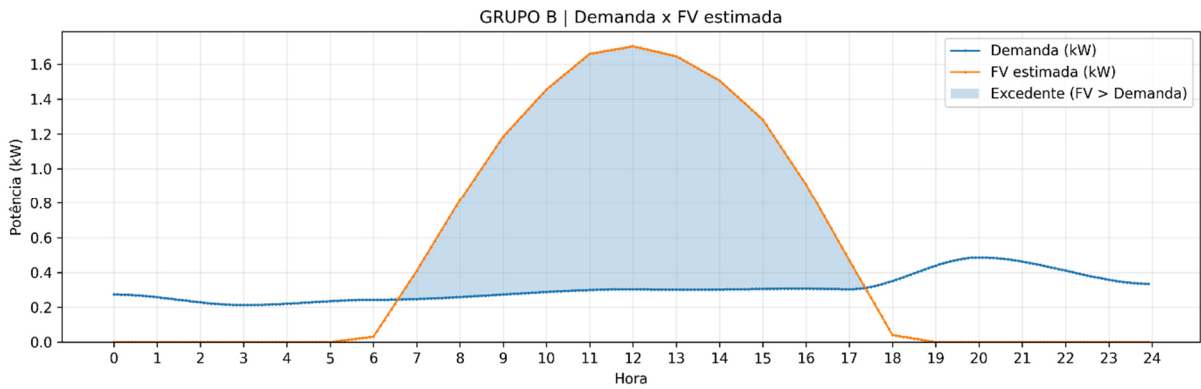
Onde $P_{fv}(t)$ é dada em kW, P_{kWp} em kWp, e $G(t)$ é convertido em W/m² para kW/m². A partir das séries $P_{dem}(t)$ e $P_{fv}(t)$, foi possível comparar diretamente os perfis diários de consumo e geração. Para facilitar a interpretação visual e evitar distorções por eixos distintos, adotou-se a mesma escala no eixo Y para demanda e potência fotovoltaica estimada, presente na Figura 19 e Figura 20.

Figura 19 - Demanda x potência fotovoltaica estimada (Grupo A) – mesma escala no eixo Y.



Fonte: Elaboração própria (2026)

Figura 20 - Demanda x potência fotovoltaica estimada (Grupo B) – mesma escala no eixo Y.



Fonte: Elaboração própria. (2026)

Em seguida, foi determinada a simultaneidade instantânea entre geração e consumo, definida como a potência atendida pela geração fotovoltaica no mesmo instante, calculada pela operação de mínimo ponto a ponto, definida pela equação (23):

$$P_{sim}(t) = \min(P_{fv}(t), P_{dem}(t)) \quad (23)$$

Com base nessa definição, foram obtidos o excedente de geração e o déficit de atendimento, respectivamente nas equações (24) e (25):

$$P_{exc}(t) = \max(P_{fv}(t) - P_{dem}(t), 0) \quad (24)$$

$$P_{def}(t) = \max(P_{dem}(t) - P_{fv}(t), 0) \quad (25)$$

A partir das potências horárias, as energias diárias associadas ao balanço foram obtidas por soma discreta, considerando o intervalo de amostragem Δt (neste trabalho, $\Delta t = 1h$), presente nas equações (26), (27) e (28):

$$E_{sim} = \sum_{t=0}^{23} P_{sim}(t) \times \Delta t \quad (26)$$

$$E_{exc} = \sum_{t=0}^{23} P_{exc}(t) \times \Delta t \quad (27)$$

$$E_{def} = \sum_{t=0}^{23} P_{def}(t) \times \Delta t \quad (28)$$

A partir das Equações (26) a (28), foram obtidas as séries horárias de simultaneidade, excedente e déficit, apresentadas na Figura 21 e Figura 22 para os Grupos A e B, respectivamente.

Figura 21 - Simultaneidade, déficit e excedente (Grupo A).

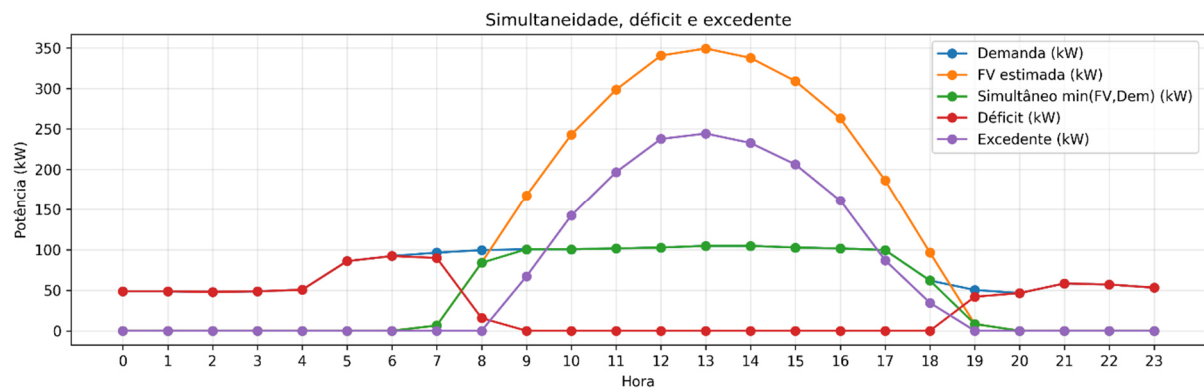
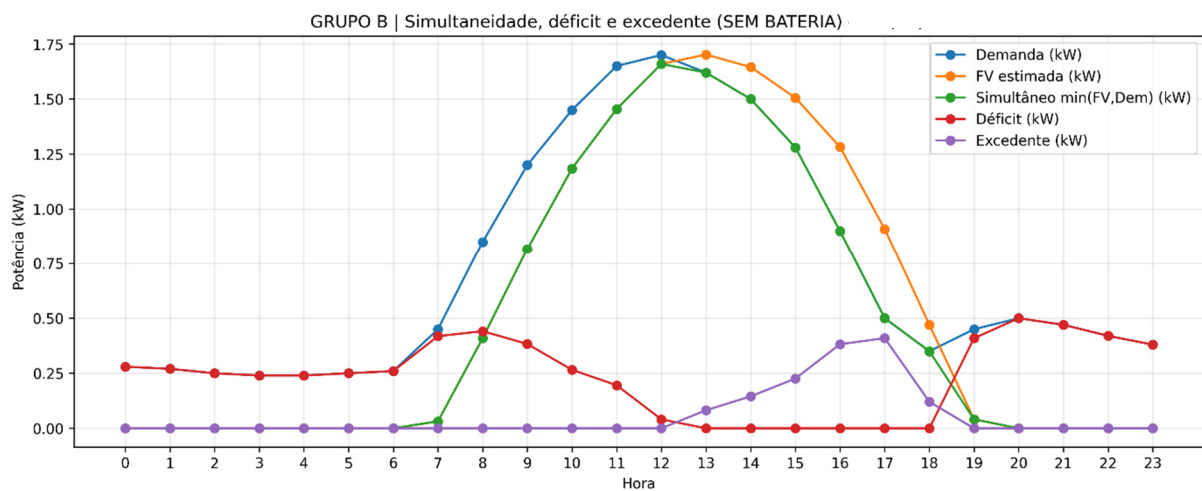


Figura 22 - Simultaneidade, déficit e excedente (Grupo B).



Como indicadores quantitativos de simultaneidade física, foi calculado a fração da geração autoconsumida instantaneamente, definidos pela equação (29):

$$FS_{gen} = \frac{\sum P_{sim}(t)}{\sum P_{fv}(t)} \times 100 \quad (29)$$

Os resultados consolidados (energias diárias e fatores de simultaneidade) foram organizados em tabela para cada cenário, sendo utilizados como base para a etapa seguinte de dimensionamento do sistema de armazenamento.

3.3.2.2 Critérios de dimensionamento do sistema de armazenamento por baterias

O dimensionamento do sistema de armazenamento por baterias foi fundamentado no balanço energético horário entre a demanda e a geração fotovoltaica, a partir das séries $P_{dem}(t)$, $P_{fv}(t)$, bem como das parcelas $P_{exc}(t)$ e $P_{def}(t)$ obtidas no item anterior. Considerou-se bateria de íon-lítio, com limites operacionais de estado de carga (SOC), profundidade de descarga utilizável (DoD útil) e eficiências de carga e descarga.

Os critérios de dimensionamento foram adotados de forma equivalente para os Grupos B e A, tendo como premissa central o aproveitamento do excedente diário fotovoltaico. Assim, o banco de baterias foi dimensionado a partir da energia excedente diária E_{exc} , calculado pelo balanço horário entre $P_{fv}(t)$ e $P_{dem}(t)$ considerando as eficiências do ciclo (carga/descarga) e a profundidade de descarga utilizável, de modo a absorver o excedente e disponibilizá-lo em períodos de déficit, maximizando o autoconsumo e minimizando a injeção de energia na rede.

Para ambos os casos, adotaram-se como parâmetros do sistema de armazenamento:

- Limites de SOC: SOC_{min} e SOC_{max} ;
- DoD útil: $DoD_{util} = SOC_{max} - SOC_{min}$;
- Eficiência de carga η_c e eficiência de descarga η_d ;
- Eficiência de ida e volta: $\eta_{rt} = \eta_c \times \eta_d$;
- Margem de projeto m (para considerar incertezas, degradação e arredondamento comercial).

A capacidade nominal do banco de baterias $E_{bat,nom}$ (kWh) foi dimensionada a partir da energia útil requerida no período de interesse, considerando os limites de SOC e as eficiências, conforme equação (30).

$$E_{bat,nom} = \frac{E_{req}}{DoD_{util} \times \eta_{rt}} \times m \quad (30)$$

Em que E_{req} representa a energia que se deseja entregar à carga (ou absorver). Adotou-se bateria de íon-lítio com $SOC_{min}=0,20$, $SOC_{max}=0,95$ ($D_oD_{util} = 0,75$), eficiências $\eta_c = 0,97$ e $\eta_d = 0,96$ ($\eta_{rt} = 0,931$).

Para o Grupo B e Grupo A, o dimensionamento do armazenamento foi estabelecido com base na energia excedente diária do sistema fotovoltaico, ou seja, na parcela de geração que excede a demanda instantânea e tenderia a ser exportada à rede ($E_{req} = E_{exc}$). Assim, define-se a equação (31):

$$E_{req} = E_{exc} = \sum_{t=0}^{23} P_{exc}(t) \times \Delta t \quad (31)$$

Nesse caso, o objetivo do armazenamento é absorver o excedente ao longo do dia e utilizá-lo para cobrir déficit em períodos de baixa geração (tipicamente à noite), reduzindo importação da rede e minimizando exportação. A potência de carga do sistema foi estimada a partir do maior valor horário de excedente, e a potência de descarga a partir do maior valor horário de déficit, presente nas equações (32) e (33):

$$P_{c,max} \approx \max(P_{exc}(t)) \times m \quad (32)$$

$$P_{d,max} \approx \max(P_{def}(t)) \times m \quad (33)$$

Na simulação operacional, assumiu-se que o SOC no início do dia corresponde ao nível remanescente do ciclo anterior, adotando-se um SOC inicial mínimo capaz de evitar esgotamento ao longo do dia típico, de modo a avaliar o potencial máximo de redução de importação.

A Tabela 6 e a Tabela 7 sintetizam os resultados do balanço energético diário, do dimensionamento do banco de baterias e da simulação operacional para o Grupo B. Na sequência, apresentam-se a Tabela 8 e a Tabela 9, com a aplicação da mesma metodologia ao Grupo A, permitindo a comparação entre os dois enquadramentos tarifários analisados.

Tabela 6 - Resultados energéticos da simulação com bateria (Grupo B)

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Potência FV instalada	P_{kWp}	2,340	kWp
Performance Ratio	PR	0,760	—
Energia diária da demanda	E_{dem}	7,40	kWh/dia
Energia diária FV	E_{fv}	13,11	kWh/dia
Energia simultânea	E_{sim}	3,36	kWh/dia
Energia excedente diária	E_{exc}	9,75	kWh/dia
Energia de déficit diária	E_{def}	4,04	kWh/dia

DoD útil adotado	D_oD_{util}	0,75	—
Eficiência de carga	η_c	0,97	—
Eficiência de descarga	η_d	0,96	—
Eficiência ida-e-volta	η_{rt}	0,931	—
Energia nominal dimensionada do banco	$E_{bat,nom}$	13,96	kWh
Capacidade equivalente (em 48 V)	C_{eq}	291	Ah
Potência de carga pico	$P_{c,max}$	1,40	kW
Potência de descarga pico	$P_{d,max}$	0,49	kW

Fonte: Autora (2026)

Tabela 7 - Resultados energéticos da simulação com bateria (Grupo B).

Resultado	Símbolo	Valor	Unidade	Interpretação
Energia carregada na bateria (via FV)	E_{carga}	9,75	kWh	Excedente FV utilizado para carga
Energia entregue pela bateria	E_{desc}	4,04	kWh	Parcela do déficit coberta
Déficit não coberto (rede)	E_{rede}	0,00	kWh	Importação residual
Excedente exportado (não coube)	E_{export}	0,00	kWh	Não houve exportação

Fonte: Autora (2026).

Tabela 8 - Resultados energéticos do balanço diário e do dimensionamento do banco de baterias (Grupo A).

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Potência FV instalada	P_{kWp}	450,56	kWp
Performance Ratio	PR	0,810	—
Energia diária da demanda	E_{dem}	1865,44	kWh/dia
Energia diária FV	E_{fv}	2690,50	kWh/dia
Energia simultânea	E_{sim}	1079,90	kWh/dia
Energia excedente diária	E_{exc}	1610,60	kWh/dia
Energia de déficit diária	E_{def}	785,53	kWh/dia
DoD útil adotado	D_oD_{util}	0,75	—
Eficiência de carga	η_c	0,97	—
Eficiência de descarga	η_d	0,96	—
Eficiência ida-e-volta	η_{rt}	0,931	—
Energia nominal dimensionada do banco	$E_{bat,nom}$	2291,34	kWh
Tensão DC adotada (banco)	V_{DC}	864	V
Capacidade equivalente (em 864 V)	C_{eq}	2652	Ah
Potência de carga pico	$P_{c,max}$	268,91	kW
Potência de descarga pico	$P_{d,max}$	101,45	kW

Fonte: Autora (2026)

Tabela 9 - Resultados energéticos da simulação operacional com bateria (Grupo A).

Resultado	Símbolo	Valor	Unidade	Interpretação
-----------	---------	-------	---------	---------------

Energia total carregada na bateria	E_{carga}	1610,60	kWh	Excedente FV utilizado para carga
Energia entregue pela bateria	E_{desc}	257,15	kWh	Parcela do déficit coberta
Déficit não coberto (rede)	E_{rede}	528,38	kWh	Importação residual
Excedente exportado (não coube)	E_{export}	0,00	kWh	Não houve exportação

Fonte: Autora (2026)

Ainda que o banco tenha sido dimensionado para absorver o excedente fotovoltaico, verifica-se importação residual da rede (E_{rede}), decorrente da não coincidência temporal entre a geração/disponibilidade do armazenamento e os períodos de déficit, o que mitiga, mas não elimina, a dependência da rede no Grupo A.

Após a consolidação do dimensionamento do banco de baterias e da verificação do desempenho na simulação operacional (Tabela 6 a Tabela 9), procedeu-se à definição dos componentes principais que compõem o kit do sistema de armazenamento de energia para cada unidade consumidora. Essa etapa converte os parâmetros obtidos (tensão do banco, energia nominal e capacidade equivalente) em uma especificação objetiva dos equipamentos de armazenamento e de sua integração com o inversor híbrido, conforme sintetizado na Tabela 10 e Tabela 11.

Tabela 10 - Kit do sistema de armazenamento (Grupo B).

Item	Especificação	Quantidade	Resultado do banco (dimensionado)
Bateria LiFePO ₄	48 V, 150 Ah, 7,2 kWh	2	$V_{\text{banco}} \approx 48 \text{ V}$; $C_{\text{banco}} = 300 \text{ Ah}$; $E_{\text{banco}} = 14,4 \text{ kWh}$, com as 2 baterias associadas em paralelo.
Interface BMS	CAN (ou RS485)	1	Integração bateria–inversor (LV)

Fonte: Autora (2026).

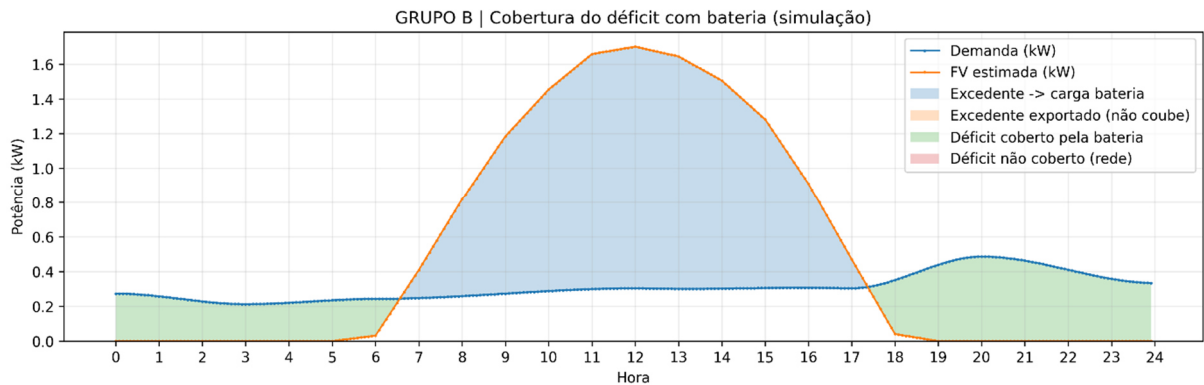
Tabela 11 - Kit do sistema de armazenamento (Grupo A).

Item	Especificação	Quantidade	Resultado do banco (dimensionado)
Banco de baterias (HV)	Sistema em alta tensão	165 módulos	$V_{\text{banco}} = 864 \text{ V}$; $C_{\text{banco}} = 3080 \text{ Ah}$; $E_{\text{banco}} = 2365,44 \text{ kWh}$, com 15 módulos em série por cluster (15S) e 11 clusters em paralelo (11P)
Interface BMS	CAN	1	Integração banco–inversor (HV)

Fonte: Autora (2026)

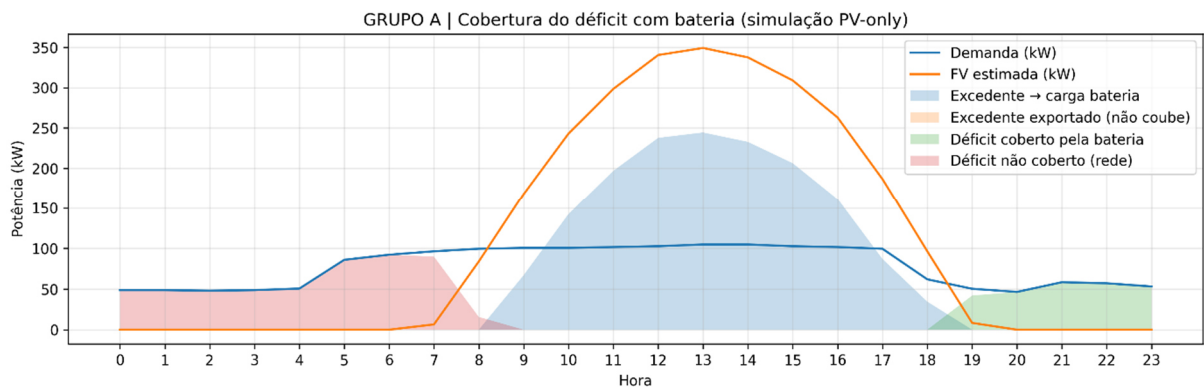
Após a definição do kit do sistema de armazenamento, a Figura 23 e Figura 24 ilustram a dinâmica horária de carga e descarga do banco de baterias, bem como as parcelas de excedente armazenado, déficit suprido pela bateria e déficit residual atendido pela rede, para os Grupos B e A.

Figura 23 - Grupo B: cobertura do déficit com bateria (simulação).



Fonte: Autora (2026).

Figura 24 - Grupo A: cobertura do déficit com bateria (simulação).



Fonte: Autora (2026).

3.4 Modelagem do Faturamento e Compensação de Energia (Lei nº 14.300/2022)

A avaliação econômica dos cenários de geração distribuída com armazenamento exige, além do balanço energético, a modelagem do faturamento conforme o marco legal vigente. Neste trabalho, a quantificação do valor mensal pago à distribuidora foi realizada a partir da decomposição da energia em parcela consumida, parcela compensada e, quando aplicável, parcela de demanda (Grupo A). O procedimento foi estruturado para atender às regras da Lei nº 14.300/2022, considerando a incidência progressiva de componentes tarifários sobre a energia injetada, em especial na modalidade GD II.

Inicialmente, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é separada em autoconsumo instantâneo e energia injetada na rede. O autoconsumo instantâneo representa a parcela da geração atendida simultaneamente pela carga, enquanto a energia injetada corresponde ao excedente. Para essa separação, utiliza-se o fator de simultaneidade F_s (adimensional, em fração), obtido a partir das curvas de carga e geração. Assim, a energia compensável pode ser relacionada ao excedente de geração de acordo a equação (34):

$$E_{COMP} = E_{GER} \times (1 - F_s) \quad (34)$$

Onde:

E_{COMP} : energia compensada (kWh);

E_{GER} : energia gerada (kWh);

F_s : fator de simultaneidade (%).

3.4.1 Grupo B (GD II): parcelas de consumo e compensação

Para consumidores do Grupo B, o valor faturado é modelado a partir de duas parcelas principais: (i) parcela de consumo, referente à energia efetivamente consumida e não suprida instantaneamente pela geração; e (ii) parcela associada à compensação/injeção, na qual incidem os componentes tarifários definidos pelo enquadramento GD II.

A parcela de consumo é calculada pela equação (35):

$$P_{CONS} = [(E_{CONS}) - (E_{GER})] \times T_{TARIFA} \quad (35)$$

Onde:

P_{CONS} : parcela consumo (R\$);

E_{CONS} : energia consumida (kWh);

T_{TARIFA} : tarifa da concessionária (R\$/kWh).

A parcela compensada, vinculada ao excedente injetado e às regras de compensação, é representada pela equação (36):

$$P_{COMP} = [(E_{INJETADA} - E_{SALDO CREDITO})] \times (P_{FIOB}) \quad (36)$$

Onde:

P_{COMP} : parcela compensada (R\$);

$E_{INJETADA}$: energia injetada (kWh);

$E_{SALDO CREDITO}$: energia excedente (saldo de crédito) (kWh);

P_{FIOB} : parcela da TUSD fio B (R\$/kWh).

Além das parcelas de consumo e de compensação, em situações em que a unidade consumidora dispõe de medição de demanda (ou quando o regime aplicado considera a

cobrança associada à injeção), torna-se necessário estimar a parcela de injeção, a qual representa a incidência do componente tarifário relacionado ao uso do sistema de distribuição para geração. Nessa abordagem, a parcela de injeção é calculada conforme a equação (37):

$$P_{INJ} = [(D_{INJ}) - (D_{CONS})] \times TUSD_G \quad (37)$$

Onde:

P_{INJ} : parcela de injeção (R\$);

D_{INJ} : demanda de injeção (kW);

D_{CONS} : demanda de consumo (kW);

$TUSD_G$: tarifa do uso do sistema de distribuição para geração (R\$/kW).

Dessa forma, após a determinação das parcelas associadas ao consumo (P_{CONS}), à energia compensada (P_{COMP}) e, quando aplicável, à injeção (P_{INJ}), o valor total pago à concessionária para o enquadramento do Grupo B pode ser obtido pela consolidação apresentada na equação (38):

$$V_{PAGO} = P_{CONS} + P_{COMP} + P_{INJ} \quad (38)$$

Onde:

V_{PAGO} : valor pago para a concessionária (R\$);

Para fins metodológicos e para manter consistência entre cenários, quando não se deseja rastrear o saldo de créditos mês a mês, a energia associada à compensação pode ser tratada diretamente pelo excedente via equação (34). Além disso, na aplicação da Lei nº 14.300/2022 para GD II, considera-se a incidência progressiva do componente aplicável sobre a energia injetada: em 2023, 15% deixam de ser compensados (equivalente a 85% de compensação naquele componente), com escalonamento nos anos subsequentes até a consolidação do percentual definido em regulamento. Essa regra é incorporada na planilha por meio de um fator anual de incidência sobre a energia injetada, aplicado ao componente tarifário correspondente.

3.4.2 Grupo A (GD II): inclusão da parcela de demanda

Para consumidores do Grupo A, além das parcelas associadas ao consumo (equação (35)) e à compensação (equação (36)), a fatura incorpora a parcela de demanda, relacionada à demanda contratada e às tarifas de demanda e/ou encargos de uso pertinentes. A parcela de demanda é obtida pela equação (39):

$$D = [(DC_{CONS} \times T_{DEMANDA}) + (DC_{GER} \times TUSD_G)] \quad (39)$$

Onde:

D : parcela de demanda (R\$);

DC_{CONS} : demanda contratada de consumo (kW);

$T_{DEMANDA}$: tarifa de demanda (R\$/kW);

DC_{GER} : demanda contratada de geração (kW);

Assim, o valor total mensal pago pelo consumidor do Grupo A é calculado pela soma das componentes representada na equação (40):

$$V_{PAGO} = P_{CONS} + P_{COMP} + D \quad (40)$$

Para empreendimentos enquadrados como GD III, cuja compensação é mais restritiva, a parcela compensada pode ser representada pela equação (41):

$$P_{COMPA} = E_{COMP} \times (TUSD_{FIOB} + 0,4 \times TUSD_{FIOA} + E_C) \quad (41)$$

Onde:

P_{COMPA} : parcela compensada do grupo A (R\$);

$TUSD_{FIOA}$: tarifa do uso do sistema de distribuição para fio A (R\$/kW);

$TUSD_{FIOB}$: tarifa do uso do sistema de distribuição para fio B (R\$/kW);

E_C : encargos;

Por fim, quando se deseja uniformizar a estrutura do valor pago no contexto apresentado, pode-se representar o total pela equação (42):

$$V_{PAGO} = P_{CONS} + P_{COMPA} + D \quad (42)$$

3.4.3 Implementação computacional e integração com a análise econômica

Os cálculos do modelo tarifário foram implementados em planilha eletrônica, utilizando como entradas os dados de consumo e geração (ou agregados), o fator de simultaneidade (F_s), os componentes tarifários aplicáveis e, para o Grupo A, os parâmetros associados à demanda. Como saída, obtém-se o valor pago à distribuidora (V_{PAGO}) para cada unidade consumidora (Grupo B e Grupo A) e para cada cenário analisado.

A parcela de injeção (P_{INJ}) é considerada apenas quando houver medição/cobrança associada; caso contrário, adota-se ($P_{INJ} = 0$). Quando o saldo de créditos não é rastreado mensalmente, a energia excedente é tratada diretamente pelo termo $(1 - F_s)$, mantendo consistência entre as simulações.

Por fim, os valores de V_{PAGO} obtidos para os cenários com energia solar e com energia solar + armazenamento são utilizados na própria planilha para compor o fluxo de caixa e calcular automaticamente os indicadores VPL, TIR, Payback e ROI, descritos no subitem seguinte (Parâmetros Econômicos).

3.4.4 Parâmetros Econômicos e Indicadores de Viabilidade

A análise de viabilidade econômica foi realizada por meio de planilha eletrônica, considerando um horizonte de 25 anos e comparando os cenários com energia solar e com energia solar + armazenamento para as duas unidades consumidoras (Grupo B e Grupo A).

Como parâmetros econômicos, foram utilizados os valores de investimento inicial (CAPEX) e de custos operacionais (OPEX) informados para cada cenário, bem como os resultados do faturamento obtidos no subitem anterior (valor pago à distribuidora, VPAGO). A partir dessas entradas, a planilha estruturou o fluxo de caixa e calculou automaticamente os indicadores VPL, TIR, Payback e ROI, os quais foram utilizados para concluir sobre a viabilidade e para verificar se o investimento adicional do armazenamento é economicamente justificável quando comparado ao cenário somente com energia solar.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Grupo A – Resultados Econômicos

4.1.1 Cenário 1 – Sistema fotovoltaico sem armazenamento

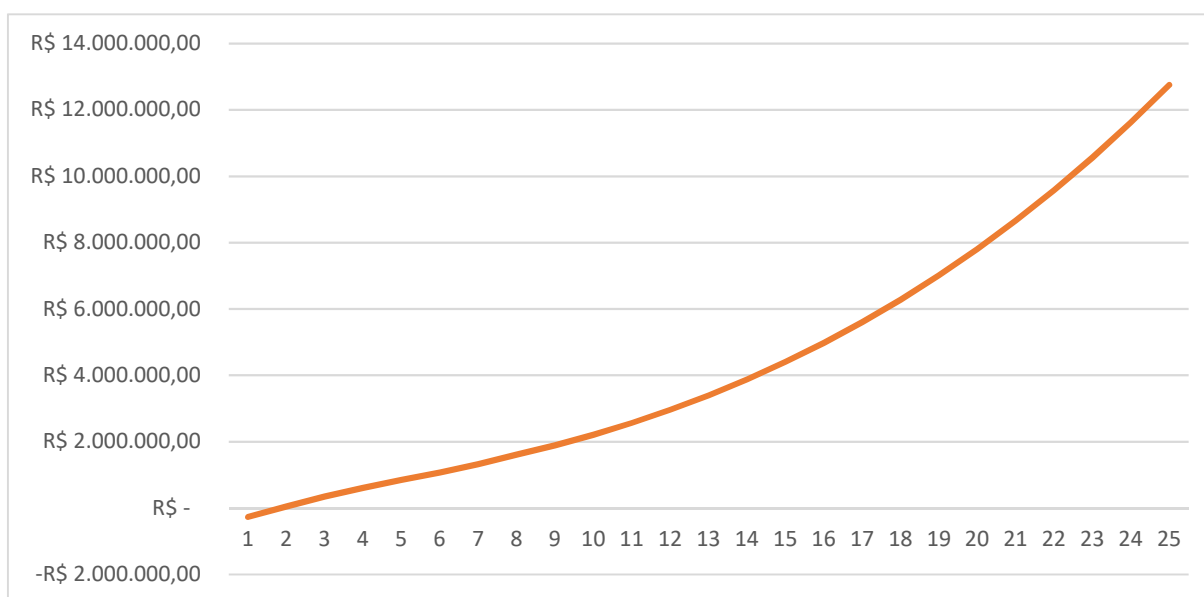
A Tabela 12 apresenta o resumo dos resultados econômicos obtidos para o Grupo A no cenário de implantação do sistema fotovoltaico sem armazenamento (somente energia solar), conforme processamento realizado na planilha de viabilidade econômica. Observa-se investimento inicial (CAPEX) de R\$ 621.488,93, com custo específico de R\$ 1.379,37/kWp. Os indicadores de retorno indicam payback de 1,8 anos e TIR de 54%, evidenciando elevada atratividade econômica nas condições analisadas. A tabela também reúne os principais parâmetros utilizados no cálculo, como tarifa média (R\$ 0,51/kWh), fator de simultaneidade ($F_s = 57,89\%$) e geração fotovoltaica estimada (61311,33 kWh/mês), os quais influenciam diretamente a economia anual e o desempenho do investimento.

Tabela 12 - Resumo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico sem armazenamento (Grupo A).

Indicador/Parâmetro	Valor	Unidade/observação
Investimento inicial (CAPEX)	621.488,93	R\$
Custo específico do sistema	1.379,37	R\$/kWp
Tarifa média considerada	0,51	R\$/kWh
Fator de simultaneidade (F_s)	57,89	Adimensional (%)
Geração fotovoltaica estimada	51.436,57	kWh/mês
Payback	1,8	anos
TIR	54	%
ROI	1952,25	% (Equação (16))

Fonte: Autora (2026)

Assim, conforme os indicadores econômicos sintetizados na Tabela 12, o cenário fotovoltaico sem armazenamento mostra-se economicamente viável para o Grupo A. A Figura 25 ilustra o fluxo de caixa acumulado correspondente.

Figura 25 - Fluxo de caixa acumulado do cenário fotovoltaico sem armazenamento (Grupo A).

Fonte: Autora (2026).

4.1.2 Cenário 2 – Sistema fotovoltaico com armazenamento

A Tabela 13 apresenta o resumo dos resultados econômicos obtidos para o Grupo A no cenário de implantação do sistema fotovoltaico com armazenamento, conforme processamento realizado na planilha de viabilidade econômica. Observa-se investimento inicial (CAPEX) de R\$ 2.821.488,93, com custo específico de R\$ 6.262,18/kWp. A tabela também reúne os principais parâmetros utilizados no cálculo, como tarifa média (R\$ 0,51/kWh) e geração fotovoltaica estimada (51.436,57 kWh/mês). Neste cenário, adotou-se ($F_s=71,7\%$) de modo que 28,3% da demanda é atendida pela rede, implicando cobrança da parcela do Fio B sobre a energia importada. Adicionalmente, o ROI foi obtido pela Equação (16) a partir do saldo final do fluxo de caixa acumulado, resultando em $ROI \approx 401\%$.

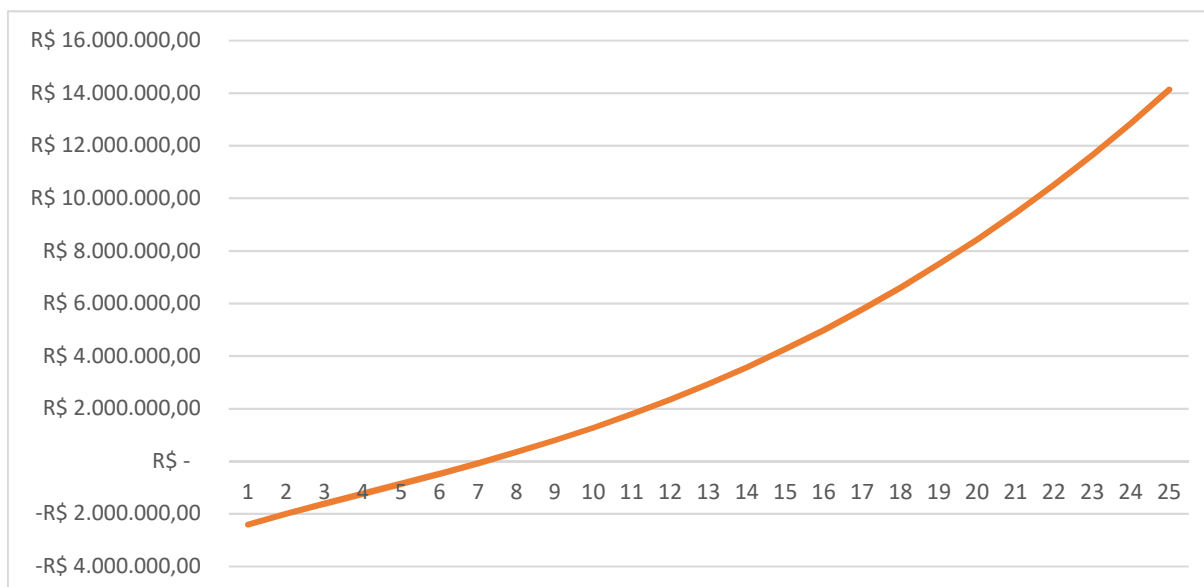
Tabela 13 - Resumo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico com armazenamento (Grupo A).

Indicador/Parâmetro	Valor	Unidade/observação
Investimento inicial (CAPEX)	2.821.488,93	R\$
Custo específico do sistema	6262,18	R\$/kWp
Tarifa média considerada	0,51	R\$/kWh
Fator de simultaneidade (F_s)	71,3	Adimensional (%)
Geração fotovoltaica estimada	51.436,57	kWh/mês
Payback	7,2	anos
TIR	14	%
ROI	401	% (Equação (16))

Fonte: Autora (2026)

Conforme os resultados consolidados na Tabela 13, o cenário fotovoltaico com armazenamento é economicamente viável para o Grupo A nas condições analisadas, uma vez que o saldo acumulado do fluxo de caixa se mantém positivo ao final do horizonte de estudo. A Figura 26 apresenta o fluxo de caixa acumulado do cenário ao longo do período analisado.

Figura 26 - Fluxo de caixa acumulado do sistema fotovoltaico com armazenamento (Grupo A).



Fonte: Autora (2026)

4.2 Grupo B – Resultados Econômicos

4.2.1 Cenário 1 – Sistema fotovoltaico sem armazenamento

A Tabela 14 apresenta o resumo dos resultados econômicos obtidos para o Grupo B no cenário de implantação do sistema fotovoltaico sem armazenamento (somente energia solar), conforme processamento realizado na planilha de viabilidade econômica. Observa-se investimento inicial (CAPEX) de R\$ 18.545,98, com custo específico de R\$ 7.925,63/kWp. Os indicadores de retorno indicam payback de 8,4 anos e TIR de 12%, evidenciando viabilidade econômica, porém com retorno em horizonte mais longo quando comparado a cenários de maior consumo e maior economia anual. A tabela também reúne os principais parâmetros utilizados no cálculo, como tarifa média (R\$ 0,81/kWh), fator de simultaneidade 45,43% e geração fotovoltaica estimada (275,25 kWh/mês), os quais influenciam diretamente a economia anual e o desempenho do investimento. Adicionalmente, o ROI foi obtido pela Equação (16) a partir do saldo final do fluxo de caixa acumulado, resultando em $ROI \approx 291,91\%$.

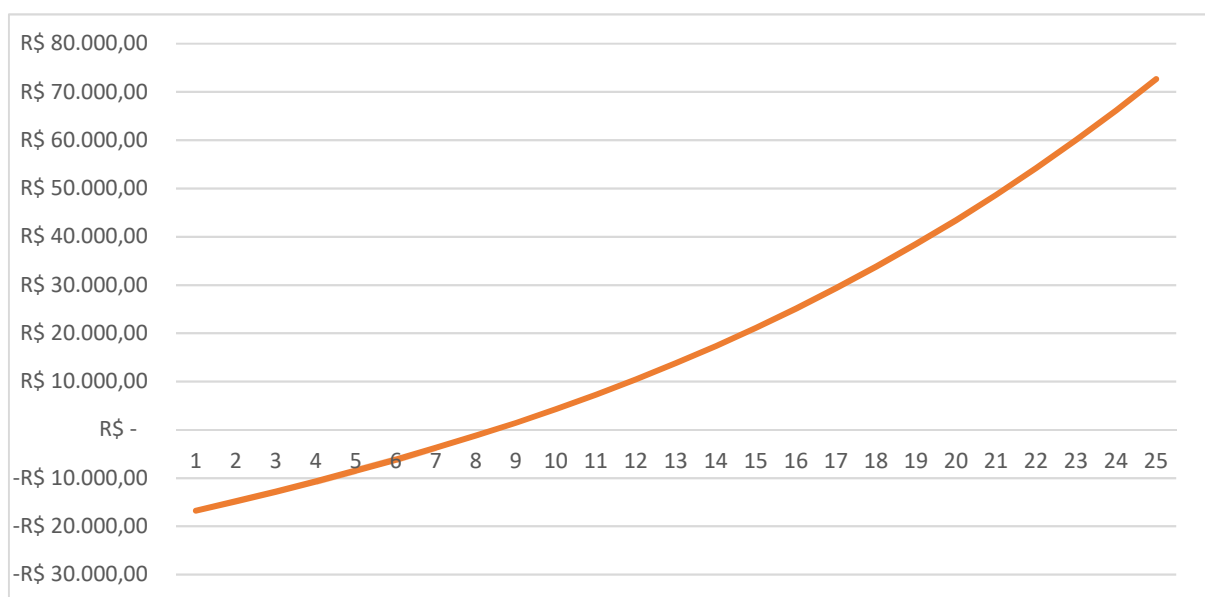
Tabela 14 - Resumo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico sem armazenamento (Grupo B).

Indicador/Parâmetro	Valor	Unidade/observação
Investimento inicial (CAPEX)	18.545,98	R\$
Custo específico do sistema	7925,63	R\$/kWp
Tarifa média considerada	0,81	R\$/kWh
Fator de simultaneidade (F_s)	45,43	Adimensional (%)
Geração fotovoltaica estimada	275,25	kWh/mês
Payback	8,4	anos
TIR	12	%
ROI	291,91	% (Equação (16))

Fonte: Autora (2026).

Conforme os resultados consolidados na Tabela 14, o cenário fotovoltaico sem armazenamento é economicamente viável nas condições analisadas, uma vez que o investimento é recuperado dentro do horizonte de estudo e o saldo acumulado do fluxo de caixa permanece positivo ao final do período. A Figura 27 apresenta o fluxo de caixa acumulado (Grupo B) ao longo do horizonte de análise.

Figura 27 - Fluxo de caixa acumulado (Grupo B).



Fonte: Autora (2026)

4.2.2 Cenário 2 – Sistema fotovoltaico com armazenamento

A Tabela 15 apresenta o resumo dos resultados econômicos obtidos para o Grupo B no cenário de implantação do sistema fotovoltaico com armazenamento, conforme processamento realizado na planilha de viabilidade econômica. Observa-se investimento inicial (CAPEX) de

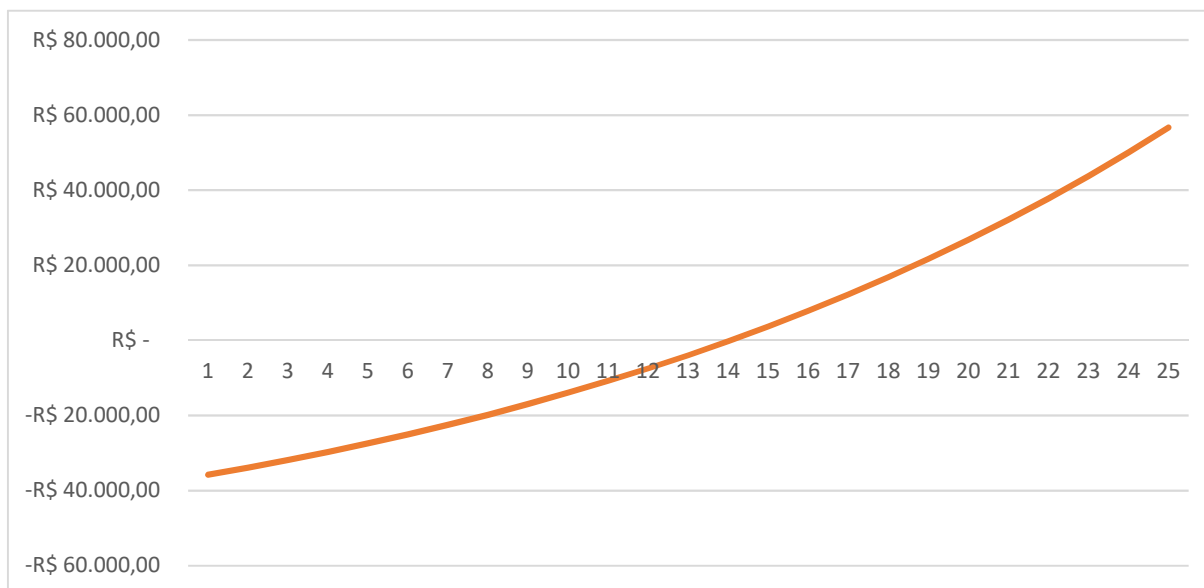
R\$ 37.543,98, com custo específico de R\$ 16.044,44/kWp. A tabela também reúne os principais parâmetros utilizados no cálculo, como tarifa média (R\$ 0,81/kWh) e geração fotovoltaica estimada (275,25 kWh/mês). Neste cenário, adotou-se ($F_s=1,0$) por se assumir que o armazenamento é capaz de absorver a energia excedente gerada durante os períodos de maior produção e disponibilizá-la posteriormente para atendimento da carga em horários sem geração fotovoltaica, aumentando a simultaneidade efetiva do sistema e reduzindo a necessidade de injeção na rede. Adicionalmente, o ROI foi obtido pela Equação (16) a partir do saldo final do fluxo de caixa acumulado, resultando em $\text{ROI} \approx 51,06\%$.

Tabela 15 - Resumo da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico com armazenamento (Grupo B).

Indicador/Parâmetro	Valor	Unidade/observação
Investimento inicial (CAPEX)	37.543,98	R\$
Custo específico do sistema	16.044,44	R\$/kWp
Tarifa média considerada	0,81	R\$/kWh
Fator de simultaneidade (F_s)	100	Adimensional (%)
Geração fotovoltaica estimada	275,25	kWh/mês
Payback	14	anos
TIR	7	%
ROI	51,06	% (Equação (16))

Fonte: Autora (2026)

Conforme os resultados consolidados na Tabela 15, o cenário fotovoltaico com armazenamento mostra-se economicamente viável nas condições analisadas, uma vez que o retorno líquido acumulado ao final do horizonte de estudo é positivo e o investimento é recuperado dentro do período analisado. A Figura 28 apresenta o fluxo de caixa acumulado (Grupo B) ao longo do horizonte de análise.

Figura 28 - Fluxo de caixa acumulado do sistema fotovoltaico com armazenamento (Grupo B).

Fonte: Autora (2026).

4.3 DISCUSSÃO FINAL

O presente item consolida e discute os resultados econômicos obtidos para os dois cenários avaliados — (i) sistema fotovoltaico sem armazenamento e (ii) sistema fotovoltaico com armazenamento — aplicados aos enquadramentos tarifários Grupo A e Grupo B. A análise comparativa é fundamentada nos indicadores sintetizados na Tabela 12 a Tabela 15 e no comportamento do fluxo de caixa acumulado apresentado na Figura 25 a Figura 28, possibilitando identificar, para cada grupo, a alternativa que apresenta maior atratividade econômica sob as premissas adotadas.

4.3.1 Grupo A – Avaliação comparativa e escolha do cenário

Para o Grupo A, ambos os cenários resultaram em desempenho econômico positivo no horizonte analisado, evidenciando viabilidade sob as condições consideradas. Contudo, a comparação direta dos indicadores evidencia superioridade do cenário fotovoltaico sem armazenamento, que apresentou recuperação mais célere do capital investido (payback de 1,8 anos), maior rentabilidade implícita (TIR de 54%) e retorno acumulado mais elevado (ROI $\approx$ 1952%).

No cenário com armazenamento, apesar do aumento do aproveitamento da energia gerada ao direcionar o excedente para o banco de baterias, observa-se que o acréscimo significativo do investimento inicial impacta a atratividade econômica. Além disso, como

28,3% da demanda permanece suprida pela rede, mantém-se a incidência da parcela tarifária do Fio B sobre a energia importada. Como resultado, tem-se um payback de 7,2 anos, TIR de 14% e ROI $\approx 401\%$. Dessa forma, para o Grupo A, o cenário mais vantajoso do ponto de vista econômico é o sistema fotovoltaico sem armazenamento, uma vez que apresenta os melhores resultados nos indicadores de retorno, rentabilidade e retorno acumulado.

4.3.2 Grupo B – Avaliação comparativa e escolha do cenário

Para o Grupo B, a análise também evidencia diferença relevante entre as alternativas. O cenário fotovoltaico sem armazenamento apresentou indicadores mais favoráveis, com payback de 8,4 anos, TIR de 12% e ROI $\approx 291,91\%$, indicando recuperação do investimento e saldo acumulado positivo ao longo do horizonte avaliado.

Em contrapartida, no cenário com armazenamento, o aumento do CAPEX associado ao banco de baterias reduz a atratividade, resultando em payback de 14,0 anos, TIR de 7% e ROI $\approx 51,06\%$. Assim, ainda que o armazenamento possibilite o deslocamento temporal do excedente fotovoltaico para atendimento posterior da carga, os ganhos econômicos estimados não compensam, nas condições analisadas, o investimento incremental necessário. Portanto, para o Grupo B, o cenário mais vantajoso economicamente é igualmente o fotovoltaico sem armazenamento.

4.3.3 Síntese dos resultados e diretrizes de decisão

À luz dos indicadores econômicos avaliados, conclui-se que o cenário fotovoltaico sem armazenamento apresenta o melhor desempenho econômico para ambos os grupos (A e B), combinando menor investimento inicial com resultados superiores de retorno (payback), rentabilidade (TIR) e retorno acumulado (ROI).

Por sua vez, o cenário fotovoltaico com armazenamento mostrou-se viável nas condições consideradas, porém com menor atratividade econômica, sendo mais indicado quando a decisão de investimento incorporar objetivos adicionais à análise estritamente financeira — tais como aumento de autonomia, redução de injeção na rede e benefícios operacionais associados à gestão do excedente por meio do banco de baterias.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnico-econômica da implantação de sistemas de geração solar fotovoltaica associados, ou não, a armazenamento de energia por baterias, considerando dois enquadramentos tarifários representativos no contexto brasileiro (Grupo A e Grupo B). Para isso, foram modelados e comparados dois cenários: (i) sistema fotovoltaico sem armazenamento e (ii) sistema fotovoltaico com armazenamento, com base em simulações energéticas e na posterior análise econômico-financeira por meio de indicadores consagrados, tais como payback, TIR, ROI e fluxo de caixa acumulado.

A análise dos resultados evidenciou que, para ambos os grupos tarifários, o cenário fotovoltaico sem armazenamento apresentou melhor desempenho econômico global, caracterizado por menor investimento inicial e indicadores financeiros mais favoráveis. No Grupo A, apesar de o armazenamento possibilitar o aproveitamento do excedente fotovoltaico ao direcioná-lo ao banco de baterias, o aumento expressivo do CAPEX associado ao sistema de armazenamento e a manutenção de custos operacionais vinculados à energia importada da rede — com incidência da parcela do Fio B reduziram a atratividade financeira, refletindo-se em retorno mais lento e menor retorno acumulado quando comparado ao cenário somente fotovoltaico. No Grupo B, verificou-se comportamento semelhante: embora a inclusão das baterias contribua para maximizar o uso da energia gerada, o custo adicional do armazenamento tornou o cenário menos atrativo, com maior tempo de recuperação do investimento e menor retorno acumulado no horizonte analisado.

Dessa forma, conclui-se que o uso de armazenamento, nas condições e premissas adotadas, tende a ser economicamente justificável apenas quando a decisão de investimento incorporar objetivos adicionais além do retorno financeiro estrito, como aumento de autonomia, redução de injeção de excedentes na rede, gestão operacional do consumo e benefícios relacionados à confiabilidade do suprimento. Sob a ótica exclusivamente econômico-financeira, os resultados obtidos indicam que a alternativa somente fotovoltaica é a mais vantajosa para os dois enquadramentos avaliados, especialmente quando se busca maximizar a atratividade do investimento e reduzir o prazo de retorno.

Como limitação do estudo, ressalta-se que os resultados dependem das premissas adotadas na modelagem, em especial as relacionadas à estrutura tarifária aplicável, custos de investimento, perfil de consumo e estratégia operacional do armazenamento. Nesse sentido, recomenda-se, para trabalhos futuros, aprofundar a análise por meio de sensibilidade e cenários, avaliando a influência de variáveis como redução do custo das baterias, alterações regulatórias

e tarifárias, diferentes estratégias de operação (p.ex., arbitragem tarifária, peak shaving quando aplicável) e diferentes perfis de carga. Recomenda-se ainda considerar indicadores adicionais de desempenho, como confiabilidade energética e impactos ambientais, ampliando a avaliação para além da dimensão econômica.

Por fim, os resultados apresentados contribuem para a compreensão do papel do armazenamento em sistemas fotovoltaicos no contexto brasileiro, demonstrando que sua atratividade econômica é fortemente condicionada ao custo do sistema de baterias e aos benefícios efetivamente capturados em cada enquadramento tarifário, reforçando a importância de análises comparativas estruturadas para subsidiar decisões de investimento.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Capacidade instalada de energia solar no Brasil. São Paulo: ABSOLAR, 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br>. Acesso em: 04 ago. 2024.

ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Geração distribuída solar fotovoltaica: o novo sempre vem. 2019. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/artigos/geracao-distribuida-solar-fotovoltaica-o-novo-sempre-vem/>. Acesso em: 04 ago. 2024.

AGÊNCIA BRASIL. Bandeira tarifária de janeiro se mantém verde, sem cobrança extra. 2024. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2024-12/bandeira-tarifaria-de-janeiro-se-mantem-verde-sem-cobranca-extra>. Acesso em: 04 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Bandeiras tarifárias. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 08 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Entendendo a tarifa de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entendendo-a-tarifa>. Acesso em: 08 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 19 abr. 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 08 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 2 dez. 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 9 dez. 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-365540013>. Acesso em: 10 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Sistema de bandeiras tarifárias e estrutura de tarifação. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 10 ago. 2024.

ALFONSO, T. O. S. Análise sistêmica do impacto da geração distribuída no sistema de distribuição de energia. 2021. 149 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

BLOOMBERGNEF. Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh. New York: BloombergNEF, 2022. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>. Acesso em: 20 dez. 2025.

BLOOMBERGNEF. Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour. New York: BloombergNEF, 2024. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>. Acesso em: 20 dez. 2025.

BLOOMBERGNEF. Lithium-Ion Battery Pack Prices Fall to \$108 Per Kilowatt-Hour, Despite Rising Metal Prices. New York: BloombergNEF, 2025. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/lithium-ion-battery-pack-prices-fall-to-108-per-kilowatt-hour-despite-rising-metal-prices-bloombergnef/>. Acesso em: 20 dez. 2025

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 6 jan. 2022.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Mercado livre de energia: entenda como funciona. 2024. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 15 ago. 2024.

CARVALHO, J. L. P. et al. Sistemas fotovoltaicos residenciais: análise de viabilidade de investimento e alterações na legislação. 2022. 24 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Centro Universitário UNA Sete Lagoas, Sete Lagoas, 2022.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL, 2023.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. SunData: dados de irradiação solar. Rio de Janeiro: CEPEL, 2018. Disponível em: <https://cresebsb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 12 jan. 2026.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Anuário estatístico de energia elétrica 2023. Brasília: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 15 ago. 2024. EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Atlas de energia solar do Brasil – 2023. Brasília: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 15 ago. 2024.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2023: ano base 2022. Brasília: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 15 ago. 2024.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Brasília: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 15 ago. 2024.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 15 ago. 2024.

GREENER. Estudo estratégico de geração distribuída com fontes solares no Brasil – 2023. São Paulo: Greener, 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br>. Acesso em: 18 ago. 2024.

HCC ENERGIA SOLAR. Afinal, o que é energia solar fotovoltaica? 2022. Disponível em: <https://hccenergiasolar.com.br/afinal-o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 18 ago. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Global Energy Review 2021: assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO2 emissions in 2021. Paris: IEA, 2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2022. Paris: IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>. Acesso em: 15 ago. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). World Energy Outlook 2023. Paris: IEA, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Acesso em: 15 ago. 2024.

IEA PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. Trends in Photovoltaic Applications 2023. Paris: IEA PVPS, 2023. Disponível em: <https://iea-pvps.org>. Acesso em: 20 ago. 2024.

IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Innovation Outlook: Smart Charging for Electric Vehicles. Abu Dhabi: IRENA, 2023. Disponível em: <https://www.irena.org>. Acesso em: 20 ago. 2024.

KLEIN, Pricila. Viabilidade técnica e econômica para implantação de armazenamento para consumidores industriais do Grupo A4. 2021. 158 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Caxias do Sul, Caxias do Sul, 2021.

MENEZES, Raissa Mendes. Sistema de armazenamento de energia utilizando baterias para melhoria da geração de energia de usina fotovoltaica. 2022. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2022.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Informações técnicas do SIN. Brasília: ONS, 2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 10 ago. 2024.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 20 set. 2024.

THOMÉ, Matheus Howes Coimbra. Análise de viabilidade econômica da implantação de sistemas de baterias de lítio-íon em unidades consumidoras conectadas na média tensão. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

VILLALVA, Marcelo Gradella. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.