

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Wanessa de Oliveira Guedes

**PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE BATERIAS EM MERCADOS
COMUNITÁRIOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Juiz de Fora

2025

Wanessa de Oliveira Guedes

**PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE BATERIAS EM MERCADOS
COMUNITÁRIOS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal
de Juiz de Fora como requisito parcial à obten-
ção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elé-
trica.

Orientador: Prof. Dr. Bruno Henriques Dias

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Coorientador externo: Prof. Dr. Tiago André Teixeira Soares

Juiz de Fora

2025

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Guedes, Wanessa de Oliveira.

Planejamento da Operação de Baterias em Mercados Comunitários de Energia Elétrica / Wanessa de Oliveira Guedes. -- 2025.

99 f. : il.

Orientador: Bruno Henriques Dias

Coorientadores: Tiago André Teixeira Soares, Leonardo Willer de Oliveira

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Mercados Comunitários de Energia. 2. Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria. 3. Bem-Estar Social e Equidade. 4. Otimização Estocástica. 5. Prosumers. I. Dias, Bruno Henriques, orient. II. Soares, Tiago André Teixeira, coorient. III. Oliveira, Leonardo Willer de, coorient. IV. Título.

Wanessa de Oliveira Guedes

Planejamento da Operação de Baterias em Mercados Comunitários de Energia Elétrica

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 23 de setembro de 2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Bruno Henriques Dias - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Tiago André Teixeira Soares - Coorientador

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto / Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Sérgio Filipe Carvalho Ramos

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Prof. Dr. Francisco Carlos Rodrigues Coelho

Universidade Federal de São João del-Rei

Prof. Dr. Leandro Ramos de Araujo

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 27/08/2025.



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 23/09/2025, às 13:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Tiago André Teixeira Soares, Usuário Externo**, em 23/09/2025, às 13:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Professor(a)**, em 23/09/2025, às 13:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Usuário Externo**, em 24/09/2025, às 07:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 24/09/2025, às 11:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Francisco Carlos Rodrigues Coelho, Usuário Externo**, em 24/09/2025, às 17:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Ramos de Araujo, Professor(a)**, em 24/09/2025, às 21:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2579694** e o código CRC **AF7B62F5**.

*À minha família, pelo amor incondicional e apoio em cada passo desta jornada.
Em especial, aos meus avós, cuja memória permanece viva em mim.*

AGRADECIMENTOS

Finalizar uma tese de doutorado é o resultado de horas de estudo solitário, mas que só chega ao fim porque, em verdade, nunca caminhei sozinha.

Agradeço primeiramente ao meu orientador, pela confiança depositada, pela paciência em todas as horas e por sempre acreditar em mim, mesmo quando eu mesma duvidava. Estendo esse reconhecimento aos meus coorientadores e a todos os professores que de diversas formas contribuíram nessa jornada.

Sou grata aos colegas do grupo de pesquisa, nossas discussões, formais e informais, foram valiosas para o desenvolvimento desta tese.

À minha família, expresso a mais profunda gratidão. Foram anos de muitos desafios e a compreensão, o apoio silencioso e o carinho constante foram pilares que sustentaram este percurso.

Aos amigos, obrigada por serem presentes e me lembrarem que a vida vai além das páginas desta tese.

Por fim, agradeço às instituições e agências de fomento que financiaram este trabalho e tornaram viável a realização desta pesquisa e de vários sonhos concretizados ao longo dessa trajetória.

A todos e todas que, de forma direta ou indireta, contribuíram para este momento, deixo registrado meu sincero agradecimento. Este trabalho carrega um pouco de cada um de vocês.

“A vida começa no final da sua zona de conforto.”
(Neale Donald Walsch)

ABSTRACT

The growth of energy communities and the expansion of distributed generation have reinforced the importance of advanced strategies for the efficient integration of energy resources, particularly battery energy storage systems, combined with photovoltaic generation and collective sharing mechanisms. These technologies, when integrated in a coordinated manner, not only enable better use of locally generated energy but also increase system reliability and the ability to respond to unexpected variations in energy demand and supply. This thesis investigates the operation, strategic planning, and impacts of integrating energy storage systems in energy communities from different perspectives, considering technical, economic, and social aspects. The first part of the research builds the theoretical foundation of consumer-centered markets and the structuring of energy communities, detailing the main concepts and approaches adopted in recent studies. Subsequently, different forms of battery integration are analyzed, including individual systems for each agent, intracommunity shared systems, and intercommunity shared systems, as well as their effects on the economic, technical, and operational performance of the system. The work also examines mechanisms for sharing collective assets, such as community photovoltaic generation systems and shared storage systems, considering different economic approaches, including total-sharing, proportional-sharing, and criteria of social and economic justice, evaluating how such mechanisms influence the distribution of benefits among community members and social cohesion. Finally, the research incorporates deterministic and probabilistic scenarios, evaluating community operation in the face of variations in renewable generation and price fluctuations in energy markets. The results demonstrate how the flexibility provided by batteries and the efficient coordination among agents can significantly improve overall efficiency, promote equity in resource distribution, and strengthen system resilience. Furthermore, the analysis provides concrete inputs for decision-making and the development of public and private policies that encourage the expansion of sustainable energy communities, contributing to a more efficient, fair, and socially inclusive energy transition.

Key words: Community Energy Markets. Battery Energy Storage Systems. Social Welfare and Equity. Stochastic Optimization.

RESUMO

O crescimento das comunidades energéticas e a expansão da geração distribuída têm reforçado a importância de estratégias avançadas para a integração eficiente de recursos energéticos, em especial sistemas de armazenamento de energia por baterias, combinados com geração fotovoltaica e mecanismos de compartilhamento coletivo. Estas tecnologias, quando integradas de forma coordenada, permitem não apenas uma melhor utilização da energia gerada localmente, mas também aumentam a confiabilidade do sistema e a capacidade de resposta a variações inesperadas na demanda e na oferta de energia. Esta tese investiga a operação, o planejamento estratégico e os impactos da inserção de sistemas de armazenamento de energia em comunidades energéticas sob diferentes perspectivas, considerando tanto aspectos técnicos quanto econômicos e sociais. A primeira parte da pesquisa constrói a base teórica dos mercados centrados no consumidor e da estruturação de comunidades energéticas, detalhando os principais conceitos e abordagens adotadas em estudos recentes. Em seguida, são analisadas diferentes formas de inserção de baterias, incluindo sistemas individuais para cada agente, sistemas compartilhados intracomunitários e intercomunitários, e seus efeitos sobre o desempenho econômico e técnico do sistema. O trabalho também examina mecanismos de compartilhamento de ativos coletivos, como sistemas comunitários de geração fotovoltaica e de armazenamento compartilhado, considerando diferentes abordagens econômicas, incluindo *total-sharing*, *proportional-sharing* e critérios de justiça social e econômica, avaliando como tais mecanismos influenciam a distribuição de benefícios entre os membros da comunidade e a coesão social. Por fim, a pesquisa incorpora ao estudo cenários determinísticos e probabilísticos, avaliando a operação da comunidade frente a variações na geração renovável e flutuações de preço nos mercados de energia. Os resultados demonstram como a flexibilidade proporcionada pelas baterias e a coordenação eficiente entre os agentes podem melhorar significativamente a eficiência global, promover equidade na distribuição de recursos e reforçar a resiliência do sistema. Além disso, a análise fornece subsídios concretos para a tomada de decisão e o desenvolvimento de políticas públicas e privadas que incentivem a expansão de comunidades energéticas sustentáveis, contribuindo para uma transição energética mais eficiente, justa e socialmente inclusiva.

Palavras-chave: Mercados Comunitários de Energia. Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria. Bem-Estar Social e Equidade. Otimização Estocástica. *Prosumers*.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Design do mercado baseado na comunidade (GUEDES et al., 2024) . . .	30
Figura 2 – Modelo de mercado comunitário com BESS em diferentes arranjos: (a) agentes com BESS individual — prossumidores; (b) BESS individual por comunidade — agentes intracomunitários; e (c) BESS como uma comunidade independente — agente intercomunitário (GUEDES et al., 2022). . . .	35
Figura 3 – Flexibilidade do BESS, (a) carregamento , e (b) descarregamento. . . .	55
Figura 4 – Estado de carga para o caso 1 durante o dia 6.	69
Figura 5 – Perfil dos ativos coletivos no esquema de distribuição de justiça distributiva: (a) Estado de carga do CESS, (b) Estado de carga individual de cada agente no CESS, (c) Perfil das transações do CPV.	76
Figura 6 – Perfis dos ativos coletivos no esquema de distribuição de justiça RePro: (a) Estado de carga do CESS, (b) Estado de carga individual de cada agente no CESS, (c) Perfil das transações do CPV.	77
Figura 7 – Perfil dos ativos coletivos no esquema de distribuição por compartilhamento proporcional: (a) Estado de carga do CESS, (b) Estado de carga individual de cada agente no CESS, (c) Perfil das transações do CPV.	78
Figura 8 – Potência e reserva no cenário de alta geração - determinístico.	82
Figura 9 – Potência e reserva no cenário de baixa geração - determinístico.	83
Figura 10 – Potência e reserva no cenário de alta geração - caso 20% de probabilidade.	84
Figura 11 – Potência e reserva no cenário de baixa geração - caso 80% de probabilidade.	85
Figura 12 – Potência e reserva no cenário de alta geração - caso 90% de probabilidade.	86
Figura 13 – Potência e reserva no cenário de baixa geração - caso 10% de probabilidade.	86
Figura 14 – Potência e reserva no cenário de alta geração - caso 10% de probabilidade e dois agentes.	87
Figura 15 – Potência e reserva no cenário de baixa geração - caso 90% de probabilidade e dois agentes.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade Nominal de Geração (kWp) dos prosumidores	64
Tabela 2 – Capacidade Nominal de Armazenamento (kWh) Adotada para os Agentes	65
Tabela 3 – Principais Parâmetros Técnicos do BESS	66
Tabela 4 – Principais resultados econômicos encontrados nas simulações realizadas.	66
Tabela 5 – Resultados de QoS e QoE das simulações.	67
Tabela 6 – Balanço de energia – Caso 1.	69
Tabela 7 – Características dos Agentes	70
Tabela 8 – BESS Características	71
Tabela 9 – CESS Características	71
Tabela 10 – PV and CPV Características	72
Tabela 11 – Visão geral das diferentes abordagens econômicas propostas para o comparti- lhamento de ativos em um mercado de energia comunitário.	72
Tabela 12 – Distribuição da Cota do CESS por Agente	73
Tabela 13 – Distribuição da Cota de CPV por Agente	74
Tabela 14 – Custos totais por agente.	79
Tabela 15 – Custo total considerando diferentes estruturas (agente 3).	79
Tabela 16 – Perfis de geração considerados para os cenários em tempo real (kW). .	81
Tabela 17 – Perfis de geração considerados para os cenários em tempo real - probabilidade de cenários (kW).	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

RT	Tempo real
DA	<i>Day-ahead</i>
BESS	Sistema de armazenamento de energia em baterias
DPVs	Sistemas fotovoltaicos distribuídos
ESSs	Sistemas de armazenamento de energia
LDVNs	Redes de distribuição de baixa tensão
LEMs	Mercados locais de energia
ML	<i>Machine Learning</i>
SET	Transições energéticas sustentáveis
MG	Microrredes
RES	Recursos de energia renovável
DED	Despacho dinâmico de energia
LSTM	<i>Long Short-Term Memory</i>
cn	Cenários
QoE	Qualidade da experiência
QoS	Qualidade do serviço
GC	Gerente da comunidade
SW	<i>Social welfare</i>
SOC	Estado de carga da bateria
DER	Recursos energéticos distribuídos
ToU	Tarifa por horário de uso
PV	Sistemas fotovoltaicos
CPV	Geração comunitária fotovoltaica
CESS	Sistema de armazenamento comunitário
REDs	Recursos energéticos distribuídos

LISTA DE SÍMBOLOS

j	Índice de agente da comunidade
n	Número total de agentes da comunidade
Θ	Conjunto de agentes que compõem a comunidade
Ψ	Conjunto de agentes que são prosumidores
ε	Conjunto de agente com BESS ou que são BESS
Ω_{bess}	Conjunto de agentes com BESS individual
Ω_{BESS}	Conjunto de agentes que são BESS
T	Período de análise
δ_j	Variável auxiliar - representa as trocas de importação e exportação da bateria intra/intercomunitária
ch	Charge (carregamento)
dch	Discharge (descarregamento)
k	Índice de ativo coletivo (por exemplo, CESS)
i	Índice de unidade de CPV
Ω_{cpv}	Conjunto de agentes com CPV compartilhado
Ω_{cess}	Conjunto de CESS compartilhados
Ω_c	Conjunto de agentes consumidores
Ω_p	Conjunto de agentes produtores
Ω_{com}	Total de comunidades
Ω_{cn}	Total de cenários
j_{rede}	Agente que representa a rede
P	Saldo líquido de energia
q	Energia compartilhada dentro da comunidade
α	Energia importada pelo agente j através da comunidade no instante t
β	Energia exportada pelo agente j através da comunidade no instante t

q^{imp}	Energia importada pela comunidade no instante t
q^{exp}	Energia exportada pela comunidade no instante t
S	Transação de energia do BESS
b	Capacidade nominal do BESS
η^{ch}	Eficiência de carregamento
η^{dch}	Eficiência de descarregamento
λ^{ch}	Taxa de carga
λ^{dch}	Taxa de descarga
λ^{SD}	Taxa de autodescarga
SOC	Estado de carga da bateria
γ^{com}	Taxas aplicadas às transações de energia dentro da comunidade
γ^{imp}	Taxas aplicadas às transações de importação de energia
γ^{exp}	Taxas aplicadas às transações de exportação de energia
π^{Rede}	Custos ou receitas marginais associados às transações horárias na rede
$\pi^{Bateria}$	Custos ou receitas marginais associados às transações horárias na bateria
π^L	Preço das transações do agente atuando como consumidor
π^P	Preço das transações do agente atuando como produtor
π^S	Preço das transações associadas à bateria
π^{exp}	Preço das transações de exportação
π^{imp}	Preço das transações de importação
π^{spr}	Diferença entre os preços de importação e exportação
π^{com}	Preço das transações dentro da comunidade
π^{SUP}	Tarifa de <i>feed-in</i>
π^{SUR}	Preço do fornecimento de energia do comercializador do agente
$\pi_{t,j}$	Preço que o agente j está disposto a pagar/receber no instante t
$\pi_{t,j}^{LEM}$	Preço da energia negociada pelo agente j dentro da REC no instante t

$\gamma_{t,j}^{\text{rede}}$	Tarifa de acesso à rede para a energia fornecida ao agente j no instante t
$\gamma_{t,j}^{\text{LEM}}$	Tarifa de acesso à rede para as trocas de energia no mercado local de energia para o agente j no instante t
$\pi_{(t,j)}^{(DA,dch)^{up}}$	Custo de flexibilidade up da bateria associado à descarga
$\pi_{(t,j)}^{(DA,dch)^{dw}}$	Custo de flexibilidade dw da bateria associado à descarga
$\pi_{(t,j)}^{(DA,ch)^{up}}$	Custo de flexibilidade up da bateria associado à carga
$\pi_{(t,j)}^{(DA,ch)^{dw}}$	Custo de flexibilidade dw da bateria associado à carga
$\pi_{(t,j)}^S$	Custo associado às transações da bateria
Γ_{cn}	Probabilidade do cenário cn
$\sigma(\zeta_j)$	Desvio padrão de uma variável auxiliar associada ao agente j
ζ_j	Variação dos resultados econômicos obtidos pelos agentes
$\overline{P_{t,i}^{\text{CPV}}}$	Potência máxima gerada pelo CPV i no instante t
Υ	Quota de participação do agente j no ativo compartilhado i
Υ^{aux}	Variável auxiliar que assegura o cumprimento, pelo ativo coletivo k , da exclusividade do agente j
$X_{t,j}$	Variável binária associada ao agente j no instante t
$Z_{t,k,j}$	Variável binária associada ao agente j e ao ativo coletivo k no instante t
$CPV_{t,i,j}$	Troca interna de energia do recurso energético distribuído coletivo i para o agente j no instante t
$CESS_{t,ki,j}^{\text{ch/dch}}$	Potência carregada/d Descarregada do CESS k para o agente j no instante t
$CESS_{t,k,j}^{\text{ch/dch}}$	Potência carregada/d Descarregada do CESS k pelo agente j no instante t
E_t^{ALC}	Média da energia total alocada no instante t
$S^{(DA,ch)^{up/dw}}$	Quantidade de energia de flexibilidade para aumento/redução (up/dw) da bateria associada ao carregamento (<i>day-ahead</i>)
$s^{(ch)^{up/dw}}$	Energia de reserva para aumento/redução (up/dw) associada ao carregamento
$s^{(dch)^{up/dw}}$	Energia de reserva para aumento/redução (up/dw) associada ao descarregamento

SUMÁRIO

1	Introdução	17
1.1	Revisão Bibliográfica	18
1.2	Objetivos	25
1.3	Publicações	25
1.4	Estrutura	27
2	Mercados Centrados no Consumidor	29
2.1	Síntese Conceitual	29
2.2	Contextualização	29
2.3	Estrutura Geral	31
3	Mercado Comunitário e o BESS	33
3.1	Síntese Conceitual	33
3.2	Contextualização	33
3.3	Adaptações do Modelo para Diferentes Inserções do BESS	36
3.4	Métricas de Avaliação do Sistema	38
4	Mecanismos de Compartilhamento de Ativos Coletivos em Comunidades de Energia	41
4.1	Síntese Conceitual	41
4.2	Contextualização	41
4.3	Adaptação do Mercado Comunitário para Mecanismos de Compartilhamento	42
4.4	Economias de Compartilhamento de Ativos em Comunidades	46
4.4.1	Economia de Compartilhamento Total	46
4.4.1.1	Recognition and Procedural Justice	47
4.4.1.2	Distributive Justice	49
4.4.2	Proportional-sharing Economy	50
4.5	Considerações Finais sobre os Mecanismos de Compartilhamento	51
5	Operação das Comunidades Energéticas Sob Incerteza	53
5.1	Síntese Conceitual	53
5.2	Contextualização	53
5.3	Adaptação do Mercado Comunitário para Considerar <i>Day-ahead</i> e <i>Real-time</i>	54
5.4	Modelo Proposto	57
5.5	Considerações Finais sobre Comunidades Energéticas Sob Incerteza	62
6	Resultados	63
6.1	Síntese Conceitual	63
6.2	Principais Resultados em Mercados Comunitários com BESS	63
6.2.1	Perfomance Computacional	63
6.2.2	Descrição Geral do Cenário	63
6.2.2.1	Caso Base – Um Mercado Comunitário Sem BESS	64

6.2.2.2	Estudos de Caso – Inserção de BESS nas Diferentes Camadas do Mercado .	64
6.2.3	Análise dos Resultados Obtidos	66
6.3	Principais Resultados de Mecanismos de Compartilhamento	70
6.3.1	Performance Computacional	70
6.3.2	Contextualização dos Cenários	70
6.3.3	Validação dos Modelos de Economias Compartilhadas	74
6.3.3.1	Economia de Compartilhamento Total	75
6.3.3.2	Abordagem Econômica Proportional-sharing	76
6.3.3.3	Comparação Econômica	77
6.3.3.4	Individual vs Coletivo	78
6.4	Principais Resultados em Operação das Comunidades Energéticas Sob Incerteza	80
6.4.1	Performance Computacional	80
6.4.2	Panorama dos Cenários Avaliados	80
6.4.3	Cenários Determinísticos de Referência	81
6.4.4	Cenários Probabilísticos Considerando Alta e Baixa Geração	83
6.4.5	Cenários Probabilísticos com Expansão de Agentes	87
6.4.6	Panorama Geral	89
7	Conclusões	90
7.1	Considerações Finais	90
7.2	Trabalhos Futuros	91
	REFERÊNCIAS	93

1 Introdução

A transição para mercados de energia centrados no consumidor traz uma série de oportunidades e, ao mesmo tempo, desafios significativos para os mercados de energia. Com a crescente participação dos consumidores como produtores de energia, ou prossumidores, e a popularização das comunidades energéticas, surgem questões complexas relacionadas à coordenação, governança e sustentabilidade financeira desses mercados (ANDRIOPOULOS et al., 2024).

Uma ou mais comunidades podem compor um mercado comunitário de energia, cada uma com diversos agentes, como consumidores, produtores, prossumidores ou até mesmo um sistema de armazenamento de energia, como as baterias (em inglês, BESS - *Battery Energy Storage System*) (DEOTTI et al., 2020). A diversidade de perfis entre os agentes proporciona flexibilidade ao mercado, permitindo múltiplas formas de participação e colaboração. Isso contribui para o equilíbrio e eficiência do sistema, tornando-o mais dinâmico e adaptável às necessidades dos diferentes participantes (AMIN et al., 2025).

Essa interação entre agentes dentro de uma comunidade não ocorre de forma isolada. O mercado comunitário pode se conectar a outras estruturas, como os mercados varejistas ou atacadistas de energia, ou mesmo serviços ancilares, expandindo sua capacidade de operação e influência. A introdução de um "player externo", como discutido em (MORET; PINSON, 2018), traz novas dinâmicas, permitindo aos participantes acesso a mais recursos e estratégias de otimização. Essa interconexão amplia as oportunidades e fortalece o papel das comunidades.

A inclusão de BESS aumenta ainda mais a capacidade do mercado comunitário de equilibrar a oferta e a demanda de energia. Com o armazenamento de excedentes e a liberação de energia em momentos de escassez, o BESS proporciona uma gestão eficiente e flexível da energia. Além disso, seu uso minimiza os impactos das flutuações das fontes renováveis, permitindo uma operação mais estável (LIU et al., 2018).

Além de sua contribuição para a eficiência, o BESS é fundamental para mitigar os riscos associados à variabilidade das fontes renováveis (GHOLAMI et al., 2022; TAŞCIKARAOĞLU, 2018). Com ele, o mercado comunitário torna-se mais resiliente, preparado para lidar com variações inesperadas na produção e no consumo (TAŞCIKARAOĞLU, 2018). A resiliência proporcionada por esses sistemas é essencial para garantir a estabilidade, especialmente em cenários de grande penetração de energias renováveis, onde a volatilidade da geração pode ser um desafio (DAI; ESMAELBEIGI; CHARKHGARD, 2021).

Essa combinação de flexibilidade e resiliência torna o mercado comunitário uma alternativa eficiente e adaptável ao cenário energético atual. A colaboração entre os agentes e a otimização de recursos permitem que o mercado comunitário se ajuste rapidamente às condições em tempo real (RT), beneficiando tanto os participantes quanto o sistema elétrico como um todo. Essa capacidade de adaptação é crucial em um contexto de crescente demanda por soluções

energéticas sustentáveis.

Nesse contexto, os mercados comunitários juntam-se com os mecanismos de compartilhamento de ativos coletivos permitindo que os membros da comunidade colaborem na geração, armazenamento e consumo de energia (GUEDES et al., 2024). O armazenamento de energia, em particular, desponta como um ativo estratégico, permitindo que os participantes gerenciem suas demandas de maneira eficaz, reduzam custos e promovam uma maior solidariedade e coesão social.

Esses mecanismos de compartilhamento não só aumentam a eficiência no uso dos recursos, como também abrem novas oportunidades para a participação ativa dos cidadãos na transição energética (MINUTO; LANZINI, 2022). Tecnologias que, individualmente, poderiam ser financeiramente inacessíveis tornam-se viáveis quando compartilhadas. Dessa forma, o BESS se posiciona como uma peça-chave, proporcionando aos membros da comunidade um meio eficaz de gerenciar suas necessidades energéticas e, ao mesmo tempo, fortalecer o senso de coletividade.

Ao explorar as dinâmicas de compartilhamento que emergem nas comunidades de energia, fica claro que a inserção dos sistemas de armazenamento de energia em baterias amplia significativamente os benefícios da colaboração. Conforme descrito em (GUEDES et al., 2024), a inserção de BESS tem o potencial de transformar o funcionamento dessas comunidades, ampliando tanto as oportunidades quanto os desafios. Compreender os fundamentos desses mecanismos de compartilhamento é também essencial para discutir o papel que as baterias podem desempenhar na construção de um futuro energético mais sustentável.

1.1 Revisão Bibliográfica

Insights relevantes para a concepção de sistemas de BESS em mercados comunitários, onde a flexibilidade e a eficiência na gestão dos recursos de energia são fundamentais para o sucesso e a sustentabilidade das comunidades energéticas, podem ser encontrados em (LI et al., 2023). No contexto de mercados comunitários de energia, a integração de BESS desempenha um papel crucial na melhoria da capacidade de acomodação de fontes de energia renovável, como os sistemas fotovoltaicos distribuídos (DPVs). Conforme demonstrado no estudo, a implementação de um planejamento coordenado para interconexões flexíveis e sistemas de armazenamento de energia, (em inglês, ESSs) pode mitigar problemas associados à sobrecarga dos transformadores de distribuição e violações de tensão em redes de baixa tensão (LVDNs). Entretanto, o foco do estudo é essencialmente técnico, não contemplando a comparação entre diferentes arranjos de inserção de BESS nem a avaliação de distintas arquiteturas de participação dos agentes. Em particular, o trabalho se concentra em como dimensionar e localizar dispositivos de armazenamento e interconexões flexíveis para mitigar sobrecargas e violações de tensão, sem discutir variações de configuração do BESS em nível de comunidade ou alternativas de estruturação do mercado local.

É possível observar que a gestão eficiente de comunidades energéticas está fortemente atrelada à integração de fontes renováveis e os sistemas de armazenamento de energia. A integração de baterias de armazenamento de energia em comunidades energéticas não só apoia a estabilidade do sistema, mas também proporciona uma solução viável para a gestão da energia renovável em escala comunitária. Nesse contexto, a descentralização dos centros de carga e o compartilhamento de energia com comunidades adjacentes são essenciais para aumentar a flexibilidade e a resiliência dos sistemas energéticos comunitários. Esses resultados sublinham a importância de considerar a integração de baterias e sistemas de compartilhamento de energia em projetos de comunidades energéticas, fornecendo uma base sólida para avaliar o potencial e a eficácia dos sistemas de armazenamento em larga escala para gestão de energia em ambientes comunitários (GUL et al., 2022). No entanto, o estudo permanece focado em aspectos globais de desempenho técnico e econômico, sem detalhar mecanismos específicos de partilha de ativos nem diferentes configurações de mercado comunitário com prosumidores heterogêneos.

Com a inserção de sistemas de armazenamento de energia em baterias no mercado de energia, instiga-se a investigação do impacto dessa tecnologia tanto com relação à participação dos agentes quanto a dinâmica do próprio mercado. Um exemplo é o trabalho de (HE; ZHANG, 2023), que aborda a estrutura geral de um mercado de eletricidade local, destacando a importância de recursos energéticos distribuídos, especialmente a geração fotovoltaica atrás do medidor e o uso de sistemas de armazenamento de energia. A pesquisa introduz uma estratégia de tomada de decisão em duas etapas, que inclui o comissionamento do armazenamento de energia com previsão antecipada e o desenvolvimento de preços sob medida para maximizar o lucro do agente e garantir a satisfação dos consumidores. Embora ofereça uma formulação abrangente para o agente agregador, o estudo permanece centrado na maximização de lucro, sem discutir de forma aprofundada como diferentes grupos de participantes são afetados pelas regras de mercado ou por esquemas de compartilhamento do BESS.

No contexto da gestão de sistemas de energia integrada, a pesquisa realizada por (LV et al., 2024) oferece uma abordagem inovadora para otimização da resiliência dos sistemas de energia, com implicações significativas para a integração de baterias em mercados comunitários. O estudo propõe um modelo de otimização em duas etapas que considera as incertezas associadas a desastres e a vulnerabilidade dos componentes, visando melhorar a configuração e a operação de sistemas de energia integrados. Ao incorporar indicadores de resiliência como a importância da carga e a duração da interrupção de energia, o modelo demonstrou uma redução de 6,84% na perda de carga e uma melhoria de 20% nos indicadores de resiliência. A pesquisa evidencia que dispositivos de armazenamento, como baterias, desempenham um papel crucial na redução da duração das interrupções e na diminuição do grau máximo de dano, destacando a importância de um planejamento robusto para otimizar a operação e a resiliência dos sistemas de armazenamento em mercados comunitários. O estudo mantém-se voltado principalmente a cenários de eventos extremos e à resiliência física da infraestrutura, contudo esse enfoque pode ser particularmente valioso para aprimorar a eficácia dos sistemas de baterias em contextos de alta demanda e

variabilidade, como os encontrados em comunidades energéticas.

Com isso, é possível afirmar que impulsionada por objetivos de sustentabilidade, as comunidades de energia, ressaltam a importância do compartilhamento de ativos energéticos. Entretanto, fazer com que esses recursos energéticos distribuídos, em especial as unidades de armazenamento em nível de consumidor local, funcionem de forma integrada ao sistema elétrico, sem gerar maiores complicações operacionais é um desafio. Incorporar essas tecnologias e os próprios modelos de comunidade de forma a não impactar negativamente o desempenho técnico da rede, ao mesmo tempo em que se preserva o equilíbrio econômico entre as diversas atividades do setor instiga as normas de regulação. Nesse contexto, a implementação eficaz desses modelos enfrenta desafios regulatórios significativos, é necessário estabelecer arcabouços que garantam a equidade no acesso e uso dos recursos, a viabilidade econômica das operações e a integração das tecnologias avançadas. A ausência de modelos de governança claros e de infraestruturas tecnológicas robustas para gerenciar as interações entre os membros da comunidade pode comprometer a otimização dos recursos e a distribuição justa de benefícios e custos. Assim, a superação desses obstáculos regulatórios e técnicos é crucial para a consolidação e expansão das comunidades de energia como agentes ativos na transição energética.

Nesse contexto, torna-se fundamental desenvolver um modelo abrangente que sustente estudos futuros. Tal modelo deve contemplar: (i) o potencial promissor das comunidades de energia; (ii) sua forte aptidão para a integração de sistemas de armazenamento; e (iii) a necessidade de criar modelos de negócio que apoiem o crescimento e a consolidação dessas iniciativas (PARRA et al., 2017; KALKBRENNER, 2019).

Com as oportunidades que o mercado proporciona, existem desafios que devem ser analisados. Um dos desafios centrais nesses mercados é o compartilhamento de ativos (*asset sharing*), que se refere à utilização conjunta de recursos energéticos, como sistemas de geração distribuída e baterias de armazenamento. Esse compartilhamento visa otimizar o uso dos ativos e reduzir custos para os participantes, mas também apresenta desafios técnicos, regulatórios e econômicos. Gerenciar esses ativos de forma eficiente exige infraestruturas tecnológicas robustas e modelos de governança bem definidos para assegurar que o acesso e o uso dos recursos sejam justos e equitativos para todos os membros da comunidade. Com isso, destaca-se (CHAKRABORTY et al., 2018), que avalia as oportunidades de compartilhamento de sistemas de armazenamento entre consumidores com base na teoria dos jogos cooperativos, concluindo que o compartilhamento é benéfico tanto para os agentes individuais quanto para a sociedade como um todo.

Com o conceito de “acesso em vez de posse”, totalmente correlacionado com um dos fundamentos do compartilhamento de ativos, o artigo (WU et al., 2022) analisa como essa ideia pode auxiliar na flexibilização e eficiência do sistema energético. A pesquisa estuda o potencial de *designs* de mercado voltados para LEMs (sigla para mercados locais de energia em inglês), abordando a importância do compartilhamento de recursos ociosos e das tecnologias

que permitem essa coordenação, bem como os benefícios de práticas de compartilhamento para alcançar uma infraestrutura mais limpa e resiliente. Embora ofereça uma visão abrangente da economia do compartilhamento de energia e de seus modelos conceituais, o trabalho em questão não se aprofunda nessas questões com base em mercados comunitários de energia.

Na linha de estudar o crescimento do uso de fontes de energia distribuídas e seu impacto no compartilhamento de energia do lado da demanda e nos esquemas de autoconsumo coletivo, (ZHU et al., 2023) faz uma revisão importante sobre o tema, destacando as definições e classificações da economia compartilhada, analisando aplicações práticas como usinas de energia virtuais, comércio de energia entre pares, e sistemas de armazenamento de energia compartilhada. Ressaltando que embora essa tendência represente uma oportunidade significativa para otimizar o uso de recursos energéticos, a implementação de tecnologias de compartilhamento de energia ainda enfrenta desafios consideráveis.

Dessa forma, destaca-se que além do compartilhamento de energia é necessário uma preocupação social. Nesse caso, o equilíbrio entre eficiência econômica e a experiência do usuário emerge como um fator determinante para a aceitação e viabilidade de sistemas de energia renovável em contextos remotos.

Contudo, a viabilidade de compartilhamento de custos e sua grande relação com os sistemas de armazenamento é comprovada em (LI et al., 2024), que apresenta resultados empíricos que corroboram a eficácia do método proposto, que destacam a importância da colaboração entre parques eólicos para maximizar a utilização do armazenamento de energia.

Além do compartilhamento de ativos, os mercados de energia centrados no consumidor lidam com desafios operacionais que surgem das incertezas próprias da geração renovável e das variações na demanda elétrica. Essas variáveis tornam a operação diária mais complexa, exigindo ferramentas capazes de antecipar cenários e reduzir riscos.

Nesse contexto, o estudo de (DALIMI-ASL et al., 2023) evidencia a relevância de modelos de otimização probabilística para enfrentar tais incertezas. Os resultados apontam que abordagens estocásticas podem reduzir custos operacionais de forma consistente e, ao mesmo tempo, elevar o nível de confiabilidade do sistema, oferecendo uma base mais sólida para decisões em ambientes de energia distribuída.

A capacidade de prever padrões de produção e consumo de energia, bem como de otimizar as estratégias de controle em ambientes dinâmicos, é analisado em (LIAO; KALLY; RU, 2024). Nesse estudo é utilizada a aplicação de técnicas de *machine learning* (ML) para a otimização da gestão de energia em redes inteligentes, destacando a importância de integrar ML na operação de comunidades energéticas. Esse enfoque não apenas melhora a estabilidade da rede, mas também facilita a integração de fontes renováveis de maneira mais eficiente e econômica, contribuindo para a sustentabilidade a longo prazo.

Observa-se, contudo, que ambos os trabalhos tratam as incertezas predominantemente em

nível de sistema e de rede, sem aprofundar configurações específicas de mercados comunitários de energia nem diferentes formas de inserção de sistemas de armazenamento em tais mercados.

A complexidade das transições energéticas sustentáveis (SET), permeada por incertezas profundas provenientes de múltiplas fontes, como mudanças climáticas e avanços tecnológicos, é um desafio significativo para o planejamento de sistemas energéticos integrados, incluindo mercados comunitários de baterias. De acordo com (PAREDES-VERGARA; PALMA-BEHNKE; HAAS, 2024), a modelagem de SET é afetada pela incerteza profunda em todas as etapas do processo, desde a concepção do modelo até sua aplicação prática. A revisão dos autores destaca que não existe uma metodologia predominante que cubra todos os aspectos da incerteza profunda e sugere que uma abordagem multi-método pode ser mais eficaz para lidar com as características específicas de SET. Essa perspectiva é particularmente relevante para o mercado comunitário de baterias, onde a integração de dispositivos de armazenamento deve considerar a variabilidade dos requisitos energéticos e as incertezas associadas.

A integração de baterias em mercados comunitários de energia representa uma inovação significativa, oferecendo uma oportunidade única para maximizar a eficiência e a resiliência do sistema. No entanto, a operação desses mercados é desafiada por diversas incertezas inerentes, tanto estáticas quanto dinâmicas, que podem afetar a confiabilidade e a estabilidade da rede (LI et al., 2024). A gestão eficaz dessas incertezas é, portanto, crucial para garantir o sucesso na implementação de sistemas de armazenamento de energia em ambientes comunitários.

A implementação de sistemas de comércio de energia pode ser crucial para maximizar os benefícios da inserção de baterias em mercados comunitários, promovendo uma gestão mais eficiente e resiliente da energia. Nesse contexto, o artigo (ZHU; OUAHADA; ABU-MAHFOUZ, 2022), baseado em leilão duplo, mecanismo no qual compradores e vendedores submetem, simultaneamente, lances de compra e ofertas de venda, e um algoritmo de clearing determina um preço único de liquidação e as quantidades negociadas de forma a maximizar o volume sob critérios de eficiência e não arbitragem, propõe a integração da gestão do consumo, controle de armazenamento e comércio de energia, abordando diretamente as incertezas relacionadas ao fornecimento e demanda de energia.

Destacando a importância de estratégias adaptativas no gerenciamento de incertezas em um ambiente colaborativo de energia, o artigo (WANG et al., 2023) oferece uma abordagem inovadora ao modelar microrredes (MG) com recursos de energia renovável (RES) e baterias, visando otimizar políticas para o problema de despacho dinâmico de energia (DED). A pesquisa propõe um algoritmo de aprendizado por reforço distribuído que utiliza redes LSTM (*Long-Short Term Memory*) para prever estados futuros, permitindo uma tomada de decisão eficiente mesmo em cenários onde apenas informações parciais estão disponíveis. Isso é especialmente relevante em mercados comunitários, onde a variabilidade da geração de energia renovável e o comportamento dos consumidores criam incertezas significativas.

Seguindo a abordagem de gerenciamento de incertezas, (ZHAO; HOLLAND; NELSON,

2024) analisa a integração de redes elétricas inteligentes no desenho da cadeia de suprimento de energia. O estudo evidencia a complexidade envolvida na busca simultânea por objetivos econômicos, ambientais e de resiliência, o que amplia os desafios para operadores e planejadores do setor.

Os estudos anteriores avançam na temática ao propor modelos robustos e estocásticos, mecanismos de mercado baseados em leilão duplo, abordagens de controle com aprendizado por reforço e esquemas de integração de redes inteligentes voltados a múltiplos objetivos. Ainda assim, tais contribuições tendem a tratar cada um desses aspectos, mercado, controle ou incerteza, de forma relativamente isolada, sem explorar de maneira detalhada configurações específicas de mercados comunitários com inserção de BESS.

Essas conclusões são particularmente relevantes para a inserção de baterias em mercados comunitários. Nesses ambientes, a gestão eficiente da energia armazenada, aliada à geração renovável local, pode não apenas reduzir custos, mas também ampliar a eficiência operacional e a sustentabilidade das comunidades energéticas.

Com isso, nos mercados comunitários, que se destacam pela participação ativa de prosumidores e a integração de múltiplas fontes de energia, a aplicação de modelos para gerenciamento de incerteza de forma otimizada é essencial para garantir que as operações sejam conduzidas de maneira eficiente e confiável. Dessa forma, as comunidades energéticas podem não apenas mitigar riscos, mas também explorar oportunidades de otimização de recursos, garantindo um fornecimento de energia mais sustentável e resiliente.

Destacando também que o desenvolvimento contínuo e a implementação de modelos de gerenciamento de incerteza representam uma fronteira crítica para a expansão dos mercados comunitários de energia, permitindo que essas comunidades lidem de forma proativa com os desafios impostos pelas flutuações e incertezas inerentes à integração de baterias em redes elétricas. A adoção cada vez maior de estratégias baseadas em otimização robusta e modelagem estocástica para lidar com esse tipo de problema vem se tornando realidade, transformando a forma como as incertezas são gerenciadas e, por consequência, melhorando a eficácia geral dos mercados comunitários de energia.

A flexibilidade operacional que o BESS adiciona ao sistema, possibilita, por exemplo, que comunidades energéticas consigam maximizar o uso de fontes renováveis, ao mesmo tempo em que mantêm a estabilidade da rede elétrica é uma das características que torna essa tecnologia atraente para o sistema. Com essa capacidade das baterias de se adaptarem rapidamente a variações na geração e demanda de energia é possível gerenciar melhor as incertezas associadas à integração de fontes de energia renováveis (GUEDES et al., 2022).

Seguindo sobre a importância da flexibilidade proporcionada pelos BESS para o gerenciamento das incertezas e a estabilidade das redes, o papel estratégico das baterias nos mercados *day-ahead* e *real-time* surge como um componente essencial para o funcionamento eficiente das

comunidades energéticas. No mercado *day-ahead*, as decisões sobre a produção e o consumo de energia são tomadas com base em previsões para o dia seguinte. As comunidades energéticas, através da participação ativa nesse mercado, podem planejar estrategicamente o uso das suas baterias, decidindo quando armazenar energia e quando utilizá-la para atender às demandas projetadas (MOHAMED et al., 2024). Isso permite um maior controle sobre os custos de operação e a eficiência geral da rede.

No mercado *real-time* é necessário uma abordagem mais ágil e responsiva. Nesse mercado, as decisões sobre a liberação ou o armazenamento de energia são feitas com base nas condições reais do sistema próximo da operação em tempo real. A capacidade de reagir rapidamente às flutuações de oferta e demanda permite que as comunidades energéticas façam um uso mais eficiente de suas baterias, ajustando sua operação de acordo com as necessidades instantâneas da rede. Essa combinação de planejamento antecipado no mercado *day-ahead* e a resposta rápida no mercado *real-time* é fundamental para garantir a resiliência e flexibilidade das operações (WESSEL; SMETS; DELARUE, 2024).

Em momentos de incerteza, as baterias como reserva energética atuam de forma importante. As incertezas podem surgir tanto na oferta, devido à variabilidade das fontes renováveis, quanto na demanda, que pode mudar inesperadamente. As baterias, quando bem gerenciadas, podem atuar garantindo que a energia armazenada seja disponibilizada para equilibrar os desajustes entre oferta e demanda (PADMANABHAN; BHATTACHARYA; AHMED, 2022). A eficácia desse processo depende de modelos de gerenciamento de incerteza que levem em consideração as limitações técnicas das baterias, como suas taxas de carga e descarga, eficiência energética e os limites de auto-d Descarregamento.

Estratégias baseadas em otimização robusta e modelagem estocástica têm sido amplamente utilizadas. Destacando, a modelagem estocástica que permite considerar diferentes cenários (ω) possíveis, ponderando as probabilidades (Γ) de cada um e ajustando as decisões de operação de forma adaptativa. Essas abordagens garantem que as baterias estejam disponíveis quando necessário e permitem que as comunidades energéticas tenham uma operação mais equilibrada e economicamente viável.

Em síntese, a revisão bibliográfica indica que, embora haja avanços relevantes em modelagem e simulação de comunidades energéticas com BESS, lacunas importantes carecem exploração. Como por exemplo, poucas comparações sistemáticas e padronizadas entre arranjos de inserção do BESS (individual, intracomunitário e intercomunitário) e seus efeitos em métricas técnicas, econômicas e sociais; há pouca integração “de ponta a ponta” entre comércio local, controle de baterias e mecanismos de compartilhamento em um único arcabouço operacional; o tratamento conjunto das incertezas de geração, demanda e preços, incluindo custos de desvios entre *day-ahead* e *real-time*, pode ser mais explorado; faltam critérios práticos para operacionalizar conceitos de justiça ligados a comunidades heterogêneas, e há poucas avaliações de longo prazo que incorporem degradação de baterias, manutenção, adesão dos membros e efeitos sobre

resiliência e coesão social. Essas lacunas ajudam a orientar pesquisas futuras e a aproximação entre teoria e prática.

1.2 Objetivos

O principal objetivo desta tese é analisar o impacto da inserção de sistemas de armazenamento por baterias no mercado comunitário de energia. Iniciando pela análise de diferentes configurações com foco em arranjos operacionais distintos, nos quais a bateria é considerada como: (i) propriedade individual de cada prosumidor, (ii) ativo coletivo da comunidade, ou (iii) entidade independente, atuando como uma comunidade energética separada. A análise é conduzida sob as perspectivas técnica e econômica, com atenção também à qualidade da experiência (QoE) e à qualidade do serviço (QoS) percebidas pelos membros da comunidade.

Reconhecendo que a experiência do usuário é um fator central para a aceitação e sustentabilidade dos mercados comunitários, esta tese também investiga o compartilhamento de ativos, como geração fotovoltaica e armazenamento, como mecanismo de viabilização econômica e promoção da equidade entre os participantes. Diferentes arranjos de compartilhamento são discutidos, considerando tanto os aspectos sociais quanto os econômicos.

Além disso, considerando o caráter estocástico dos sistemas energéticos modernos, marcados por incertezas na geração, na demanda e nos preços dos mercados *day-ahead* e *real-time*, a tese explora o papel estratégico da bateria como um instrumento de flexibilidade. Através de modelagens adequadas, busca-se compreender como o armazenamento pode ser alocado de forma ótima em contextos incertos, promovendo tanto a estabilidade quanto a rentabilidade da operação comunitária.

Dessa forma, os objetivos desta pesquisa podem ser resumidos em:

- Estudar e comparar diferentes modelos de inserção da bateria no mercado comunitário, com base em suas implicações técnicas, econômicas e sociais;
- Avaliar o papel do compartilhamento de ativos energéticos na eficiência, equidade e aceitação dos arranjos comunitários;
- Modelar a operação de comunidades energéticas com baterias sob incertezas, empregando programação estocástica para representar mercados com liquidações em dois estágios, isto é, decisões iniciais no mercado *day-ahead*, seguidas de ajustes no *real-time* conforme as condições efetivas de geração, demanda e preços.

1.3 Publicações

O desenvolvimento desta tese foi acompanhado pela produção e publicação de trabalhos científicos que contribuíram para amadurecer as ideias, validar metodologias e ampliar o escopo

de análise sobre o papel dos sistemas de armazenamento de energia em comunidades energéticas. Esses artigos não apenas documentam etapas do processo investigativo, mas também refletem a evolução conceitual e metodológica que fundamenta a presente pesquisa.

A primeira publicação, *Technical and Economic Analysis of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems in the Brazilian Regulatory Context* (DEOTTI et al., 2020), investigou a viabilidade técnico-econômica da integração de sistemas de baterias em unidades residenciais com geração fotovoltaica, considerando as particularidades do marco regulatório brasileiro. Este estudo forneceu as bases para compreender como o enquadramento normativo influencia a atratividade do investimento e a operação dos sistemas, servindo como ponto de partida para a análise em contextos coletivos.

Em sequência, o artigo *Community Energy Markets with Battery Energy Storage Systems: A General Modeling with Applications* (GUEDES et al., 2022) propôs uma formulação geral para a modelagem de mercados comunitários de energia com integração de sistemas de armazenamento. A contribuição central desse trabalho reside na apresentação de um modelo flexível, capaz de ser aplicado a diferentes configurações de mercado e arranjos institucionais. Essa abordagem foi essencial para construir o arcabouço matemático utilizado nos capítulos centrais da tese.

O terceiro trabalho, *Collective Asset Sharing Mechanisms for PV and BESS in Renewable Energy Communities* (GUEDES et al., 2024), explorou mecanismos de compartilhamento coletivo de ativos fotovoltaicos e de armazenamento. A pesquisa detalhou estratégias para alocação de custos e benefícios entre participantes, considerando aspectos de justiça distributiva e eficiência econômica. Essa investigação forneceu insumos importantes para a definição de critérios de repartição adotados nas simulações apresentadas posteriormente.

Na mesma linha de raciocínio, o artigo em desenvolvimento sobre a operação de comunidades de energia considerando sistemas de armazenamento de energia sob incerteza incorporará explicitamente o tratamento de incertezas na operação de comunidades energéticas com sistemas de armazenamento. Este estudo aborda a variabilidades de geração, aplicando métodos probabilísticos. A incorporação desse elemento fortaleceu a dimensão realista das análises e consolidou a relevância prática dos resultados obtidos.

Adicionalmente, embora não componham o núcleo metodológico desta tese, as publicações *Análise Econômica para Inclusão de Baterias de Segunda Vida para Prosumidores no Brasil* (PRADO et al., 2021) e *Technical and Economic Analysis for Integrating Consumer-Centric Markets with Batteries into Distribution Networks* (PETERS et al., 2024) contribuíram para ampliar as perspectivas. Esses estudos exploraram alternativas tecnológicas e contextos regulatórios complementares, oferecendo referências que enriqueceram o debate e sustentaram comparações relevantes.

Assim, o conjunto dessas publicações não se apresenta como trabalhos isolados, mas

como um corpo coerente de investigações que, ao longo do tempo, permitiu a consolidação do modelo conceitual e da abordagem analítica adotados nesta tese. Em seu conjunto, eles traduzem a maturação da pesquisa e a contribuição original do presente trabalho para o campo das comunidades energéticas e dos sistemas de armazenamento de energia.

1.4 Estrutura

A estruturação desta tese foi realizada de forma progressiva iniciando-se pela contextualização do mercado comunitário de energia, apresentando seus fundamentos, evolução histórica e principais desafios no cenário regulatório e tecnológico atual. Destacando que esse enquadramento inicial é essencial para compreender o ambiente no qual se insere o sistema de armazenamento de energia por baterias, cuja introdução é discutida na sequência, considerando tanto aspectos técnicos quanto econômicos.

A análise avança para examinar os impactos decorrentes da integração do BESS às comunidades energéticas, explorando não apenas os benefícios potenciais, mas também as limitações e incertezas inerentes ao seu uso. Essa abordagem gradual permite que cada etapa do trabalho se apoie na anterior, garantindo que a argumentação se desenvolva de forma consistente e sustentada. Assim, além do capítulo 1 já apresentado, a tese segue da seguinte forma:

- O capítulo 2 estabelece a base conceitual do trabalho. Nele, apresenta-se a estrutura geral que fundamenta o funcionamento dos mercados comunitários de energia com foco no papel ativo do consumidor, evidenciando como a descentralização e a flexibilidade operacional moldam novos arranjos de mercado.
- No capítulo 3, o foco desloca-se para a inserção do sistema de armazenamento por baterias em mercados comunitários. São discutidas adaptações do modelo para diferentes posicionamentos do BESS, seguidas da definição e aplicação de métricas para avaliar o desempenho do sistema, tanto do ponto de vista técnico quanto socioeconômico.
- O capítulo 4 aprofunda a análise da interação entre participantes de uma comunidade, considerando diferentes abordagens de partilha de ativos coletivos, como geração fotovoltaica e armazenamento comunitário. São exploradas quatro economias de compartilhamento (total-sharing, social justice, economical justice e proportional-sharing), complementadas por uma seção de considerações finais que sintetiza as implicações de cada modelo.
- O capítulo 5 amplia a perspectiva ao incorporar a variabilidade da geração renovável. Apresenta-se a adaptação do mercado comunitário para considerar interações nos mercados *day-ahead* e *real-time*, seguida da descrição do modelo proposto.
- O capítulo 6 reúne e compara os achados obtidos nos diferentes contextos analisados. Primeiramente, são apresentados os resultados em mercados comunitários com BESS,

incluindo o cenário base sem armazenamento e estudos de caso com inserções em diferentes camadas do mercado. Em seguida, discutem-se os resultados dos mecanismos de compartilhamento, com uma avaliação comparativa entre as abordagens econômicas e a análise do desempenho coletivo frente ao individual. Por fim, são detalhados os principais resultados referentes à operação sob incerteza, com uma avaliação crítica dos impactos nas decisões operacionais e no equilíbrio sistêmico.

2 Mercados Centrados no Consumidor

2.1 Síntese Conceitual

Neste capítulo, o leitor encontrará uma discussão abrangente sobre a evolução dos mercados de energia centrados no consumidor, partindo de exemplos práticos em diferentes países e explorando os mecanismos regulatórios e tecnológicos que viabilizam sua implementação. Serão apresentados casos reais de comunidades energéticas e plataformas de comércio entre pares, evidenciando como o protagonismo do consumidor tem se consolidado em diversos arranjos. Além disso, o capítulo introduz a lógica operacional desses mercados, com destaque para o papel do gerente da comunidade e para as formas de coordenação e negociação que diferenciam esse modelo das estruturas centralizadas tradicionais. Dessa forma, estabelece-se a base conceitual e prática para a análise dos modelos e mecanismos que sustentam os mercados comunitários de energia.

2.2 Contextualização

Os mercados de energia centrados nos consumidores vem conquistando cada vez mais espaço, com avanços significativos na capacitação dos consumidores e na flexibilidade operacional da rede elétrica, já se materializando em diferentes contextos ao redor do mundo, deixando de ser apenas um conceito teórico. Na Alemanha, por exemplo, cooperativas de energia locais (Energiegenossenschaften) passaram a reunir cidadãos interessados em produzir e compartilhar sua própria energia renovável, consolidando modelos sustentáveis de operação e incorporando baterias para maior flexibilidade (YILDIZ, 2014; Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband (DGRV), 2022). De forma semelhante, Portugal tem avançado na regulamentação de comunidades de energia, permitindo que moradores de bairros urbanos em Lisboa e Évora utilizem geração fotovoltaica coletiva aliada a sistemas de armazenamento para negociar energia entre si (República Portuguesa, 2019; Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE, 2022). Essas iniciativas demonstram que, quando há respaldo regulatório e inovação técnica, consumidores passam a assumir papéis ativos, coordenando suas necessidades energéticas e tornando-se protagonistas em um ecossistema que antes era dominado por poucos agentes centralizados.

Fora do contexto europeu, exemplos igualmente relevantes reforçam o alcance desse movimento. No Brasil, o mecanismo de geração compartilhada regulado pela ANEEL permite que grupos de consumidores invistam coletivamente em plantas solares e utilizem créditos de energia proporcionais à sua participação, com experiências já incorporando baterias para reduzir ainda mais a dependência da rede (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2015). Na Austrália, plataformas de comércio de energia entre vizinhos, como a desenvolvida pela Power Ledger, mostram um estágio avançado de participação do consumidor, permitindo transações

diretas baseadas em blockchain e contratos inteligentes, muitas vezes integradas a sistemas de armazenamento doméstico (Power Ledger, 2025). Esses casos evidenciam que a lógica centrada no consumidor não apenas está em franca expansão, mas também vem sendo aplicada em diferentes escalas e arranjos, constituindo um pano de fundo sólido para compreender as estruturas operacionais descritas a seguir.

Além das experiências práticas citadas, o conceito de mercados comunitários também se mostra versátil ao ser aplicado a diferentes arranjos, como microrredes comunitárias (PAUDEL et al., 2019; BAEZ-GONZALEZ et al., 2018) e grupos de vizinhos (TUSHAR et al., 2016). Esses formatos permitem que consumidores com objetivos convergentes e interesses compartilhados se unam para gerir recursos energéticos, mesmo quando não estão fisicamente no mesmo local. Nesses arranjos, surge a figura do gerente da comunidade (GC), responsável por coordenar o fluxo de energia entre os participantes e supervisionar as negociações (TUSHAR et al., 2020), conforme ilustrado na figura 1. Diferentemente dos modelos centralizados, o gerente não exerce controle direto sobre exportações ou importações de energia, mas atua de forma indireta, utilizando sinais de preços para orientar decisões individuais (TUSHAR et al., 2016). Essa dinâmica permite que cada participante compartilhe apenas as informações necessárias com o gerente, preservando maior privacidade e, ao mesmo tempo, promovendo uma gestão coletiva eficiente (TUSHAR et al., 2021; SOUSA et al., 2019a).

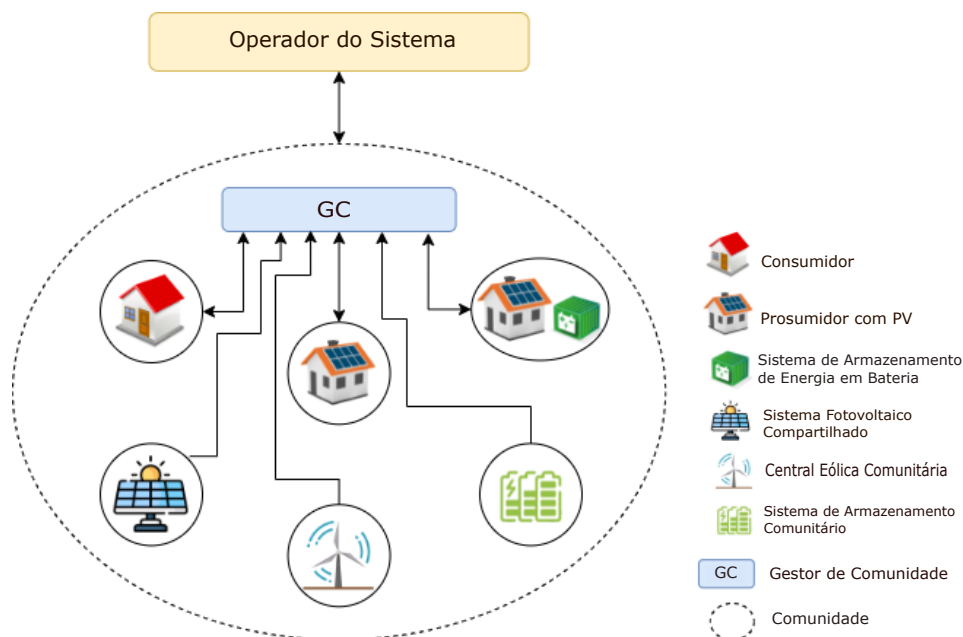


Figura 1 – Design do mercado baseado na comunidade (GUEDES et al., 2024)

Esses mercados têm proporcionado ganhos em termos de flexibilidade, eficiência e sustentabilidade. Estudos recentes, como (OLIVEIRA et al., 2022), destaca o impacto positivo dessas abordagens, que promovem maior autonomia energética para os consumidores e uma rede elétrica mais adaptável às flutuações de oferta e demanda. O aumento da participação ativa dos

consumidores tem contribuído para a descentralização da geração de energia, otimizando o uso de recursos renováveis e reduzindo a dependência de fontes centralizadas.

2.3 Estrutura Geral

O problema de otimização para o mercado comunitário, é, em sua essência, constituído por uma função objetivo adaptável a diferentes cenários e restrições lineares que asseguram o equilíbrio energético, como apresentado em (MORET; PINSON, 2018), conforme destacado por 2.1 - 2.8 considerando n o número de agentes que compõem a comunidade Θ (indexado como $j = 1, \dots, n$) e $\Gamma = (p_j, q_j, \alpha_j, \beta_j)$ o conjunto de variáveis de decisão.

$$\max_{\Gamma} \sum_{j=1}^n f_j(P_j, q_j, \alpha_j, \beta_j) + g(q^{imp}, q^{exp}) \quad (2.1)$$

$$\text{s.t. } P_j + q_j - \alpha_j + \beta_j = 0, \quad \forall j \in \Theta \quad (2.2)$$

$$\sum_{j=1}^n q_j = 0 \quad (2.3)$$

$$\sum_{j=1}^n \alpha_j = q^{imp} \quad (2.4)$$

$$\sum_{j=1}^n \beta_j = q^{exp} \quad (2.5)$$

$$\underline{P}_j \leq P_j \leq \overline{P}_j, \quad \forall j \in \Psi \quad (2.6)$$

$$\alpha_j, \beta_j \geq 0, \quad \forall j \in \Theta \quad (2.7)$$

$$P_j, q_j \text{ livres} \quad \forall j \in \Theta \quad (2.8)$$

De acordo com a formulação proposta por (MORET; PINSON, 2018), os agentes podem participar do mercado comunitário de duas maneiras: como consumidores ou produtores. No caso dos prosumidores, o seu papel no mercado depende do saldo líquido de energia (P) em determinado período. Dessa forma, por questões de eficiência, a energia gerada pelo prosumidor é priorizada para suprir suas próprias demandas energéticas (DEOTTI et al., 2020). Caso a demanda seja maior do que a energia produzida ($P > 0$), o prosumidor atuará como consumidor, buscando complementar seu consumo no mercado (MORET; PINSON, 2018). Por outro lado, se a demanda for inferior à produção ($P < 0$), ele assume o papel de produtor, oferecendo o excedente energético em troca de incentivos econômicos.

As necessidades energéticas dos agentes consumidores e produtores podem ser negociadas dentro de uma margem de tolerância ($\underline{P} < P < \overline{P}$) com diferentes camadas do mercado. Desse modo, um agente pode suprir sua demanda energética em determinado período ao compartilhar energia (q) com outros agentes de sua comunidade, ou ao importar (α) e exportar (β) energia com outras comunidades ou com um ator externo (MORET; PINSON, 2018).

Como pode ser visto, a função objetivo representada por (2.1) possui dois componentes. O primeiro é dado por uma função f que agrega todos os custos relacionados às transações energéticas de cada agente comunitário. Então, inclui o *social welfare* (SW), bem como os custos de compartilhamento de energia com a comunidade e as trocas referentes a importação e exportação. Este último é dado por uma função g que representa os objetivos da comunidade e sua interação com o mercado exterior. Esta função é definida pelas variáveis globais q^{imp} e q^{exp} , e um conjunto de parâmetros relevantes ϑ que permite traduzir matematicamente o objetivo da comunidade, conforme apresentado em (MORET; PINSON, 2018).

Em sequência, a restrição (2.2) modela o balanço energético particular de cada agente na comunidade, e a restrição (2.3) modela o balanço energético da comunidade. Conforme dados pelas restrições (2.4) e (2.5), as variáveis q^{imp} e q^{exp} representam as trocas de importação e exportação de energia entre a comunidade e o mercado exterior, respectivamente, sendo essas representadas pelo somatório de α_j (energia importada pelo agente) e β_j (energia exportada pelo agente).

Por fim, a restrição (2.6) define a margem de tolerância para a comercialização do ativo energético referente ao saldo líquido entre a demanda e a produção de energia de cada agente que possui tal ativo ($\Psi \subset \Theta$). Como este saldo é conhecido anteriormente, um agente tem $\bar{P}_j > \underline{P}_j > 0$, se estiver atuando como consumidor, e $\underline{P}_j < \bar{P}_j < 0$, se estiver atuando como produtor.

Essas transações de energia dentro do mercado comunitário são coordenadas pelo GC que tem a função de assegurar que todas as necessidades energéticas dos agentes sejam atendidas e que a meta da comunidade seja alcançada. Seu processo decisório é guiado por restrições técnicas, pelos preços de energia estabelecidos pelos prosumidores, pelas taxas aplicadas às transações de energia tanto dentro da comunidade (γ^{com}) quanto nas transações de importação e exportação com o exterior (γ^{imp} , γ^{exp}), além dos objetivos gerais da comunidade (MORET; PINSON, 2018).

Embora esse modelo seja versátil e aplicável a diversas escalas e tecnologias, ele não aborda de maneira ideal as particularidades técnicas de agentes específicos, como prosumidores ou sistemas de armazenamento de energia em baterias. Isso revela a necessidade de ajustes ou complementos para acomodar adequadamente as características desses agentes no contexto de mercados comunitários.

3 Mercado Comunitário e o BESS

3.1 Síntese Conceitual

Neste capítulo será apresentada a extensão da formulação do mercado comunitário para incluir o sistema de armazenamento em baterias como um ativo energético negociável. A incorporação do BESS modifica a função objetivo e o balanço energético. São descritas as restrições técnicas associadas ao funcionamento do BESS, abrangendo limites de estado de carga, eficiências de operação e taxas de carregamento, descarregamento e autodescarga. Também será discutido o papel do BESS no mercado, cuja atuação pode variar entre consumidor e produtor de acordo com o estado de carga e a coordenação comunitária. Será também abordado o posicionamento do BESS em diferentes configurações, como integrante de um prossumidor, agente intracomunitário ou agente intercomunitário, evidenciando sua flexibilidade e relevância na dinâmica de mercados comunitários de energia.

3.2 Contextualização

Com base nos fundamentos apresentados, é possível incorporar na formulação e nos princípios que sustentam a otimização do mercado comunitário o sistema de armazenamento, tendo em vista que a capacidade de um sistema de armazenamento de energia para adquirir ou fornecer energia também representa um ativo energético passível de negociação, conforme (GUEDES et al., 2022) que se destaca fornecendo uma estrutura consistente para a modelagem de mercados comunitários de energia com sistemas de armazenamento de energia em baterias.

Dessa forma, levando em consideração essa capacidade de compra ou venda de energia de um BESS como um ativo que pode ser comercializável uma reformulação pode ser feita, acrescentando esses ativos. A função objetivo e a equação de balanço acrescentam a parcela do BESS, conforme 3.1 e 3.2.

$$\max_{\Gamma} \sum_{j=1}^n f_j(P_j, S_j, q_j, \alpha_j, \beta_j) + g(q^{imp}, q^{exp}, \vartheta) \quad (3.1)$$

$$\text{s.t.} \quad P_j + S_j + q_j - \alpha_j + \beta_j = 0, \quad \forall j \in \Theta \quad (3.2)$$

Além das equações que compõe os fundamentos do mercado, conforme apresentadas pelas equações (2.3) - (2.8), a formulação ampliada inclui as equações de funcionamento do sistema de armazenamento, conforme apresentado em 3.3 - 3.8.

$$SOC_j = SOC_{t-1,j} \cdot (1 - \lambda_{sd,j}) + \frac{S_j}{b_j}, \quad \forall j \in \mathcal{E} \quad (3.3)$$

$$S_j \cdot \eta_{c,j} \leq (\overline{SOC}_j - SOC_j) \cdot b_j, \quad \forall j \in \mathcal{E} \quad (3.4)$$

$$-S_j \cdot \eta_{d,j} \leq (SOC_j - \underline{SOC}_j) \cdot b_j, \quad \forall j \in \mathcal{E} \quad (3.5)$$

$$S_j \leq \lambda_{c,j} \cdot b_j \cdot \tau, \quad \forall j \in \mathcal{E} \quad (3.6)$$

$$-S_j \leq \lambda_{d,j} \cdot b_j \cdot \tau, \quad \forall j \in \mathcal{E} \quad (3.7)$$

$$S_j \text{ livre} \quad \forall j \in \Theta \quad (3.8)$$

Como (3.2) descreve fundamentalmente um prossumidor, esta difere do equacionamento inicialmente formulado para o mercado comunitário por incluir a variável livre S_j , que representa a transação de energia do BESS. Além disso, é pertinente observar que representar a transação energética do agente com a comunidade em (3.2) pela variável livre q_j garante que ele assumirá apenas um único papel na comunidade.

Vale ressaltar que a variável S_j segue a mesma lógica descrita na seção anterior para a variável P_j . Ou seja, $S_j > 0$ significa que o BESS está carregando e $S_j < 0$ significa que o BESS está descarregando. Em contrapartida, para satisfazer o balanço energético, a variável q_j segue a lógica inversa, portanto $q_j > 0$ significa que o agente está fornecendo energia para compartilhar com outros agentes da comunidade, e $q_j < 0$ que o agente está consumindo a energia compartilhada por outros agentes da comunidade.

Por sua vez, as restrições (3.3) - (3.7) garantem que as restrições técnicas de cada BESS presente na comunidade ($\mathcal{E} \subset \Theta$) sejam respeitadas. Nesse sentido, a restrição (3.3) define o estado de carga da bateria que compõe o BESS em um determinado período, considerando seu nível anterior ($SOC_{t-1,j}$), a taxa de autodescarga, e a razão entre sua transação de energia e capacidade nominal (b_j). Dessa forma, o SOC é tratado nesta formulação como uma grandeza adimensional, conforme evidenciado nas equações seguintes. As desigualdades (3.4) e (3.5) representam os limites impostos pelas eficiências de carga e descarga da bateria para a transação de energia BESS. Nesta mesma linha, (3.6) e (3.7) representam os limites impostos pelas taxas de carga e descarga da bateria dentro de um período de análise (T). É importante notar que os sinais em (3.4) e (3.6) foram ajustados para torná-los ativos apenas quando o BESS carrega. Da mesma forma, os sinais (3.5) e (3.7) foram ajustados para torná-los ativos apenas quando BESS fornecer energia.

Quando o SOC da bateria que compõe o BESS se encontra em um nível intermediário, entre seus limites mínimo e máximo ($\underline{SOC} < SOC < \overline{SOC}$), o BESS possui energia armazenada e capacidade suficiente para atuar como consumidor ou produtor no mercado. Essa flexibilidade significa que o papel do BESS em um dado período não é diretamente determinado pelo agente, mas pelo GC. Nesse processo, o GC deve levar em conta a dinâmica do restante do mercado, além das restrições técnicas que o BESS impõe.

Essas restrições técnicas têm duas origens principais: tecnológica e contextual. As limitações tecnológicas referem-se ao desempenho de parâmetros específicos dos componentes do BESS. Sob a ótica energética, esses parâmetros incluem características fundamentais da bateria, como: limites de SOC; eficiências de carregamento (η^{ch}) e descarregamento (η^{dch}); e taxas de carga (λ^{ch}), descarga (λ^{dch}) e autodescarga (λ^{SD}) (LONG et al., 2018; SCHRAM et al., 2020). Esses parâmetros definem os limites da quantidade de energia (S) que o BESS pode negociar em um determinado intervalo. Ademais, quando o SOC da bateria atinge seu limite inferior ($SOC \rightarrow \underline{SOC}$), isso obriga o BESS a atuar como consumidor no mercado; caso contrário, sua taxa de autodescarga poderá violar esse limite mínimo.

Por outro lado, as restrições contextuais dizem respeito à posição do BESS dentro do mercado e aos acordos estabelecidos para sua operação. Para ilustrar algumas das possibilidades foi elaborada a figura 2 que demonstra as diferentes posições que o BESS pode ocupar em um mercado comunitário. Assim, essas posições podem ser resumidas como: (a) integrante de um prossumidor; (b) um agente independente que pertence a uma comunidade, denominado agente intracomunitário; ou (c) um agente independente que não pertence a nenhuma comunidade, mas realiza transações com todas as comunidades de energia, caracterizando-se como um agente intercomunitário.

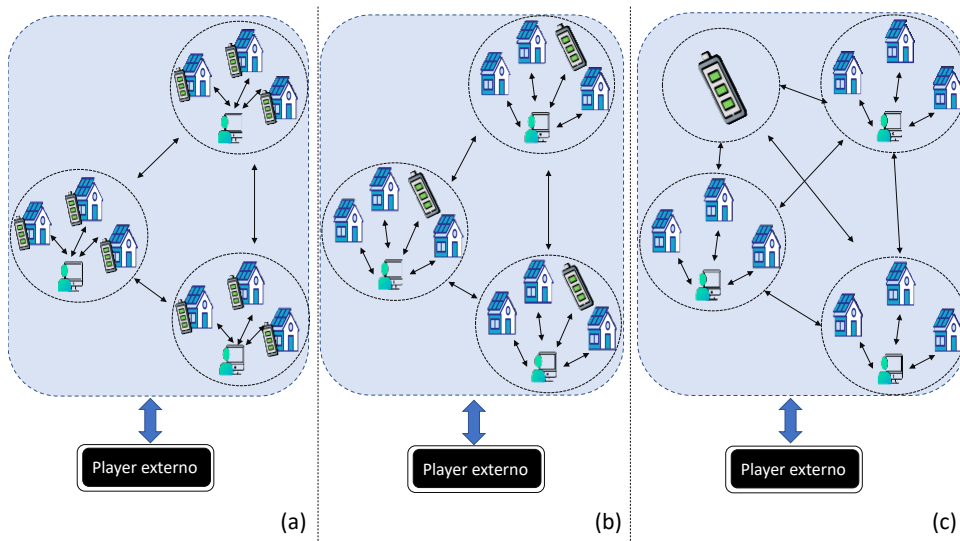


Figura 2 – Modelo de mercado comunitário com BESS em diferentes arranjos: (a) agentes com BESS individual — prossumidores; (b) BESS individual por comunidade — agentes intracomunitários; e (c) BESS como uma comunidade independente — agente intercomunitário (GUEDES et al., 2022).

No contexto do prossumidor, é relevante observar que esse tipo de participante do mercado conta com dois recursos energéticos distintos passíveis de negociação: (i) o saldo resultante entre o que consome e o que gera; e (ii) a possibilidade de comprar ou vender energia por meio do BESS. Dependendo dos objetivos do agente e das regras acordadas dentro da comunidade, podem existir diferentes limitações sobre como esses ativos são negociados. Em

um ambiente de mercado mais liberalizado, ambos os recursos podem ser comercializados separadamente nas várias esferas do mercado energético. Por outro lado, sob uma abordagem mais cautelosa, o uso do BESS pode ser restrito às demandas específicas do prossumidor, permitindo a negociação de apenas um ativo, aquele que representa o balanço entre consumo, geração própria e as operações de carga ou descarga do sistema de armazenamento.

Para o agente intracomunitário, considera-se apenas um ativo relacionado diretamente à habilidade do BESS de armazenar ou liberar energia. Nesse contexto, podem existir diferentes exigências operacionais que limitam ou direcionam sua utilização. É importante destacar que essas mesmas considerações também se aplicam ao agente intercomunitário. Quando o BESS é compartilhado entre duas ou mais comunidades, torna-se necessário lidar com preferências distintas e restrições específicas de operação, que podem variar conforme os acordos e prioridades estabelecidas entre os participantes, tema este abordado mais especificamente em (GUEDES et al., 2024).

Dessa forma, é possível observar a adaptação do modelo de mercado comunitário para contemplar a inserção de baterias, em consonância com os objetivos destacados na subseção 1.2.

3.3 Adaptações do Modelo para Diferentes Inserções do BESS

Apesar de se supor que os prossumidores caracterizam fundamentalmente os agentes comunitários, é imprescindível enfatizar que o modelo apresentado pode ser facilmente adaptado para representar qualquer outro tipo de agente, independentemente de possuir ou não BESS. Algumas dessas adaptações são discutidas a seguir.

O ajuste necessário para representar um BESS intracomunitária como um agente comunitário no contexto do modelo proposto é definido $\underline{P}_j = \overline{P}_j = 0$ uma vez que não existe nenhum consumo de energia ou produção além de sua bateria.

No entanto, alguns ajustes complementares podem ser necessários para estudos específicos. Por exemplo, assumindo que o BESS intracomunitária deve atuar no mercado exclusivamente orientada por sua bateria, (3.2) deve ser reescrito como em (3.9a). No último, as trocas de importação e exportação são especialmente representadas pela variável livre δ_j e não mais por duas variáveis não negativas, α_j e β_j . O uso desta variável, juntamente com as restrições adicionais (3.9b) - (3.9d), garantem que o BESS intracomunitária não consumirá ou fornecerá energia além da quantidade limitada por sua bateria e, portanto, não irá atuar arbitrariamente no mercado. É importante notar que (3.9b) define $\delta_j < 0$ como uma troca de importação e $\delta_j > 0$ como uma troca de exportação.

$$S_j + q_j + \delta_j = 0 \quad (3.9a)$$

$$\delta_j = -\alpha_j + \beta_j \quad (3.9b)$$

$$0 \leq \alpha_j \leq |\delta_j| \quad (3.9c)$$

$$0 \leq \beta_j \leq |\delta_j| \quad (3.9d)$$

$$\delta_j \text{ livre} \quad (3.9e)$$

Esses ajustes discutidos para o BESS intracomunitária podem ser estendidos diretamente para representar o BESS intercomunitária (figura 2.c) no contexto do modelo proposto. Nesse caso, entretanto, esse agente deve ser declarado como um único membro de uma comunidade separada.

Para que consumidores, produtores e prosumidores sejam corretamente representados no contexto do modelo proposto, uma adaptação direta é suficiente: define-se $S_j = 0$. Essa condição elimina a atuação do agente em relação ao sistema de armazenamento, o que, por consequência, desativa as restrições específicas relacionadas à operação do BESS, conforme expressas nas equações (3.3) - (3.7). Esse procedimento simplifica a estrutura do modelo para esses agentes que não interagem com o sistema de baterias. Vale destacar que, ao aplicar esses ajustes, o modelo retorna integralmente à formulação apresentada originalmente por (MORET; PINSON, 2018), mantendo sua consistência teórica e operacional.

O modelo pode ser destacado pela sua versatilidade por também contemplar a representação de um player externo, com apenas algumas modificações adicionais. Esse player externo funciona como um suporte energético ao mercado comunitário, suprindo déficits energéticos que não são atendidos internamente pelas comunidades participantes. Uma forma prática de entender esse agente é considerá-lo como uma comunidade adicional, embora com características bastante específicas. Esta “comunidade externa” é composta por dois agentes distintos que, diferentemente dos agentes comunitários convencionais, não compartilham energia entre si, isto é, possuem $q_j = 0$, o que inviabiliza o intercâmbio energético dentro dessa comunidade fictícia.

O primeiro desses agentes é configurado como um grande consumidor, com limites de consumo representados por $\underline{P}_j = 0$ e $\overline{P}_j \rightarrow \infty$, o que implica que ele pode consumir energia em qualquer quantidade necessária, mas não está autorizado a exportá-la, uma vez que possui $\beta_j = 0$. O segundo agente, por sua vez, é modelado como um grande produtor com a configuração oposta $\overline{P}_j = 0$ e $\underline{P}_j \rightarrow -\infty$, o que lhe permite fornecer energia sem limites, mas o impede de realizar importações ($\alpha_j = 0$). Com essa estrutura, ambos os agentes atuam exclusivamente em prol das demais comunidades, funcionando como um mecanismo externo de equilíbrio para o sistema, sem interferir nas trocas internas de energia entre os agentes comunitários.

Nessa subseção, são apresentadas as adaptações do modelo de mercado comunitário necessárias para contemplar a inserção do BESS em diferentes arranjos, em linha com os

objetivos delineados na subseção 1.2.

3.4 Métricas de Avaliação do Sistema

No estudo apresentado por (GUEDES et al., 2022), são discutidas essas diferentes formas de integração de sistemas de armazenamento de energia no contexto de mercados comunitários. Essa integração está diretamente associada às configurações operacionais e aos parâmetros definidos previamente no modelo matemático.

Em (GUEDES et al., 2022), a avaliação dos resultados obtidos por meio das simulações foi conduzida utilizando indicadores de desempenho consolidados na literatura de mercados de energia. Entre esses indicadores, destaca-se o bem-estar social, apontado por diversos autores como um parâmetro essencial para avaliar e comparar diferentes configurações de mercados comunitários (MORET; PINSON, 2018; SOUSA et al., 2019b). Essa métrica permite compreender, sob a ótica econômica, como o arranjo adotado influencia o equilíbrio entre custos, receitas e benefícios coletivos, servindo como referência para aprimorar a eficiência do sistema.

A relevância do SW decorre do fato de que sua maximização tende a gerar vantagens diretas para todos os agentes participantes, sejam eles produtores, consumidores ou prosumidores. Por essa razão, em cada estudo de caso desenvolvido na pesquisa, foi realizado o cálculo do SW seguindo a formulação apresentada na equação (3.10) considerando $\Delta = 1, \dots, 8760$ como os intervalos horários simulados ao longo do ano. Ela soma duas parcelas econômicas: (i) a contribuição dos agentes que trocam energia com a rede, dada por $\pi^{Rede} \cdot P_{t,j}$, e (ii) a contribuição associada à operação dos sistemas de armazenamento em bateria, dada por $\pi^{Bateria} \cdot S_{t,j}$. Aqui, $P_{t,j}$ representa o saldo líquido de energia do agente j com a rede (positivo quando compra/consome da rede e negativo quando vende/exporta), enquanto $S_{t,j}$ representa a transação de energia da bateria (positiva em carregamento, negativa em descarregamento). Os coeficientes π^{Rede} e $\pi^{Bateria}$ são os custos ou receitas marginais aplicáveis a essas transações em cada hora (por exemplo, tarifas/preços de compra e venda, ou valorações internas do mercado comunitário). Assim, o SW agrega, no tempo e entre agentes, o resultado econômico das interações com a rede e da utilização estratégica das baterias, permitindo comparar cenários: quanto maior o SW, maior a eficiência econômica coletiva do arranjo, considerando simultaneamente consumo/produção na rede e decisões de carga/descarga do BESS.

$$SW = \sum_{t \in T} \left(\sum_{j \in \Psi} \pi^{Rede} \cdot P_{t,j} + \sum_{j \in \mathcal{E}} \pi^{Bateria} \cdot S_{t,j} \right) \quad (3.10)$$

Sob a perspectiva social, a análise contemplou dois indicadores de equidade que se complementam: a qualidade de serviço e a qualidade de experiência (MORET; PINSON, 2018). Esses parâmetros foram selecionados por representarem dimensões distintas, porém interligadas, do desempenho de uma comunidade energética. Enquanto a QoS está relacionado ao nível de atendimento e ao equilíbrio na distribuição de energia, a QoE reflete a percepção dos agentes

quanto à justiça e ao valor obtido no processo de compartilhamento. Juntos, eles permitem observar não apenas a eficiência técnica do arranjo, mas também o quanto as interações entre os membros são equitativas e sustentáveis a longo prazo.

Conforme descrito na equação (3.11), o cálculo da QoS está diretamente associado aos volumes de energia efetivamente compartilhados no interior da comunidade (MORET; PINSON, 2018; JAIN et al., 1984). Valores reduzidos de QoS indicam que determinados agentes exercem influência desproporcional sobre as estratégias coletivas, comprometendo o equilíbrio desejado para o interesse comum. Essa condição pode levar a assimetrias de poder ou benefícios, algo considerado indesejável em comunidades que buscam cooperação mútua e resultados socialmente justos. Assim, a análise combinada de QoS e QoE oferece uma visão mais completa do impacto social do modelo de mercado adotado.

$$QoS = \frac{\left[\sum_{j=1}^n |q_j| \right]^2}{n \times \sum_{j=1}^n q_j^2} \quad (3.11)$$

Dessa forma, podemos definir a equação (3.11) como uma medida de equidade das trocas internas de energia na comunidade. Ela calcula QoS a partir da razão entre o quadrado do somatório dos volumes absolutos compartilhados por cada agente ($|q_j|$) e o produto de n (número de agentes) pelo somatório dos quadrados desses volumes (q_j^2). Intuitivamente, se as trocas estiverem bem distribuídas entre os participantes, o numerador “cresce” de forma semelhante ao denominador, elevando a QoS. Já quando poucos agentes concentram grande parte das trocas (influência desproporcional), o denominador (que penaliza concentrações via q_j^2) cresce mais que o numerador, reduzindo a QoS.

Por outro lado, a QoE foi determinada seguindo a formulação descrita na equação (3.12), na qual $\sigma(\zeta_j)$ corresponde ao desvio padrão de uma variável auxiliar e ζ_j , que captura a variação de resultados econômicos obtidos pelos agentes (MORET; PINSON, 2018; HOSSFELD et al., 2016). Esse indicador foi incorporado à análise justamente por refletir, de maneira mais subjetiva e ao mesmo tempo mensurável, o nível de equidade percebido pelos participantes em relação aos benefícios do mercado comunitário. Diferentemente da QoS, que mede o equilíbrio estrutural, a QoE foca na percepção individual e no quanto cada agente sente-se contemplado pela dinâmica de compartilhamento de energia.

Conforme detalhado na equação (3.13), a variável ζ_j é definida como a razão entre o saldo econômico resultante de todas as transações do agente j e sua energia líquida consumida ou produzida, p_j . O saldo econômico no numerador é composto pelos custos e receitas associados às trocas externas (π^{exp} , π^{imp}), às trocas internas (π^{spr}) e às transações realizadas dentro da comunidade (π^{com}), ponderados pelos coeficientes, β_j , α_j e e e pela quantidade transacionada q_j . Dessa forma, ζ_j quantifica o benefício econômico líquido por unidade de energia correspondente a cada agente (MORET; PINSON, 2018). Quando a QoE se aproxima de seu valor máximo,

que é igual a 1, isso indica baixa variação nos preços enfrentados pelos diferentes participantes, resultando em maior previsibilidade e, conseqüentemente, maior satisfação no engajamento com o ambiente coletivo. Dessa forma, a QoE oferece uma perspectiva complementar a QoS, permitindo avaliar não apenas a equidade estrutural do sistema, mas também a qualidade percebida da experiência individual no contexto comunitário.

$$QoE = 1 - \frac{\sigma(\zeta_j)}{\pi^{spr}} \quad (3.12)$$

$$\zeta_j = \frac{\pi^{exp} \cdot \beta_j - (\pi^{imp} + \pi^{spr}) \cdot \alpha_j - \pi^{com} \cdot q_j}{p_j} \quad (3.13)$$

De maneira geral, a análise conjunta dessas métricas evidencia que o desempenho de uma comunidade energética não deve ser avaliado apenas sob a ótica econômica, mas também pela equidade e pela percepção de justiça entre os agentes participantes. Enquanto o SW oferece uma visão global dos benefícios agregados ao sistema, a QoS e a QoE permitem enxergar nuances mais específicas, relacionadas à distribuição desses benefícios e à satisfação individual frente às condições de operação e aos resultados obtidos. A combinação desses indicadores cria uma base sólida para compreender como as estratégias de compartilhamento e os mecanismos de mercado influenciam tanto a eficiência quanto a coesão social dentro da comunidade, orientando ajustes que favoreçam um ambiente energético mais equilibrado, transparente e sustentável.

Com base nesse entendimento, a próxima seção se dedica a examinar de maneira mais detalhada os mecanismos de compartilhamento de ativos coletivos dentro das comunidades energéticas. Serão abordadas diferentes configurações e estratégias de gestão que, quando bem implementadas fortalecem a sustentabilidade e a resiliência do mercado comunitário como um todo.

4 Mecanismos de Compartilhamento de Ativos Coletivos em Comunidades de Energia

4.1 Síntese Conceitual

Neste capítulo serão discutidos os mecanismos de compartilhamento de ativos coletivos em comunidades de energia, destacando como a integração de sistemas de armazenamento amplia a complexidade e a flexibilidade dos arranjos comunitários. Serão apresentados avanços metodológicos que adaptam as formulações para contemplar as diferentes formas de inserção do BESS no mercado comunitário. A modelagem proposta, inspirada em trabalhos recentes da literatura, oferece uma estrutura capaz de representar múltiplos cenários de cooperação e de avaliar os impactos econômicos, sociais e operacionais dos mecanismos de compartilhamento. Estabelece uma base analítica sólida para examinar estratégias de compartilhamento mais equitativas e sustentáveis, alinhadas aos princípios de justiça e eficiência que orientam a transição energética.

4.2 Contextualização

Com a evolução contínua dos mercados comunitários de energia, torna-se cada vez mais necessário reformular seus modelos operacionais para incorporar novas estratégias de colaboração e uso eficiente dos recursos disponíveis. Uma das direções mais promissoras nesse processo de reestruturação diz respeito à implementação de métodos avançados de compartilhamento, especialmente aqueles que integram tecnologias de armazenamento de energia de maneira coordenada e inteligente. Tais métodos ampliam significativamente as possibilidades de sinergia entre os membros da comunidade, criando novas dinâmicas de participação e fortalecendo a capacidade coletiva de resposta à variabilidade da geração distribuída.

Ao incorporar essas inovações, os mercados comunitários não apenas melhoram a eficiência técnica na gestão da energia, mas também reforçam os princípios de justiça distributiva e inclusão social que fundamentam sua existência. A criação de mecanismos que promovem a equidade no acesso e no benefício do compartilhamento energético é uma etapa crucial para garantir que essas comunidades funcionem como catalisadoras de um desenvolvimento sustentável e verdadeiramente colaborativo.

A literatura especializada sobre mercados de energia comunitária tem se dedicado a investigar os elementos fundamentais que viabilizam esse tipo de compartilhamento energético. Um dos focos centrais é o desenvolvimento de esquemas tarifários e modelos de precificação que reflitam adequadamente tanto os custos operacionais quanto os benefícios sociais e ambientais da cooperação entre os participantes. Esses esquemas, ao mesmo tempo em que buscam maximizar a eficiência econômica, procuram ampliar a adesão de diferentes perfis de usuários, sobretudo os prosumidores, incentivando sua participação ativa no processo de troca e redistribuição de energia no interior da comunidade.

Diversos estudos vêm explorando os mecanismos e as configurações possíveis para o compartilhamento de energia nesse contexto, investigando desde os modelos baseados em contratos *peer-to-peer* até os sistemas coordenados por plataformas cooperativas (MORET; PINSON, 2018; PAUDEL et al., 2019; BAEZ-GONZALEZ et al., 2018). Cada uma dessas abordagens traz implicações distintas em termos de governança, flexibilidade operacional, e impacto sobre os indicadores sociais, revelando a complexidade e a riqueza das escolhas envolvidas na implementação de soluções energéticas comunitárias.

Na sequência, serão feitas análises dos principais mecanismos de compartilhamento de ativos coletivos aplicados em comunidades de energia. O objetivo é compreender como diferentes estratégias podem ser desenhadas e aplicadas para atender às necessidades específicas de cada comunidade, potencializando seus resultados sociais, econômicos e ambientais, e pavimentando o caminho para uma transição energética verdadeiramente justa e participativa.

4.3 Adaptação do Mercado Comunitário para Mecanismos de Compartilhamento

Conforme já discutido, a introdução de sistemas de armazenamento de energia em baterias no contexto de mercados comunitários de energia contribui significativamente para o aumento da complexidade das dinâmicas energéticas envolvidas. A presença desses sistemas altera profundamente tanto a lógica de distribuição quanto os fluxos de energia entre os participantes, exigindo, portanto, reformulações nos modelos tradicionais utilizados para representar esses mercados.

Diante desse cenário, tornou-se necessário adaptar e expandir formulações já consolidadas na literatura, a fim de incluir as novas variáveis e restrições técnicas introduzidas pelos sistemas de armazenamento. Nesse sentido, a estrutura geral apresentada por Moret et al. (MORET; PINSON, 2018), originalmente voltada para mercados comunitários compostos por prossumidores, foi estendida de modo a incorporar diferentes formas de inserção de BESS no mercado, bem como suas respectivas características operacionais e limitações técnicas, conforme abordado em (GUEDES et al., 2022). Outros estudos relevantes, como os de Long et al. (LONG et al., 2018) e Schram et al. (SCHRAM et al., 2020), também forneceram importantes contribuições para a construção de modelos mais realistas e flexíveis, que permitam representar múltiplos arranjos de compartilhamento e gestão de energia com a presença de armazenamento.

A proposta metodológica aqui adotada busca oferecer uma estrutura analítica capaz de capturar com fidelidade as interações entre os diversos agentes da comunidade. A modelagem apresentada em (GUEDES et al., 2024) permite simular diferentes cenários operacionais, avaliar o desempenho dos mecanismos de compartilhamento implementados e propor estratégias mais robustas e sustentáveis para a gestão coletiva da energia.

A função objetivo do mercado comunitário segue sua base, mas sofre adaptações para atender aos mecanismos de compartilhamento, conforme apresentado em 4.1

$$\min_{\Gamma} \sum_t^T \left(\sum_{j=1}^n \pi_{(t,j)}^{\text{SUP}} \cdot P_{(t,j)} - \sum_{j=1}^n \pi_{(t,j)}^{\text{SUR}} \cdot \beta_{(t,j)} + \sum_{j=1}^n \pi_{(t,j)}^{\text{SUP}} \cdot \alpha_{(t,j)} \right) \quad (4.1)$$

Onde Γ é o conjunto das variáveis de decisão do problema. Para cada agente n dentro de sua comunidade, o balanço de potência $P_{(t,j)}$ deve ser considerado entre toda a energia importada α_j , toda a energia exportada β_j e toda a energia comercializada dentro da comunidade $q_{(t,j)} + CPV_{(t,i,j)} + CESS^{\text{ch}}(t,i,j) - CESS^{\text{dch}}(t,i,j)$, como apresentado nas restrições (4.2) e (4.3). No segundo termo, como um benefício para a comunidade, a soma de toda a energia exportada é determinada através da exportação de cada agente $\beta_{(j)}$, que é precificada em relação à tarifa de *feed-in* no período T , $\pi_{(t,j)}^{\text{SUR}}$. No terceiro termo, a soma de toda a energia importada $\alpha_{(j)}$ é precificada de acordo com o fornecedor do agente j , $\pi_{(t,j)}^{\text{SUP}}$. A restrição (4.2) se refere ao balanço de potência para os produtores, enquanto a restrição (4.3) se refere ao balanço de potência para os consumidores. Essas restrições devem ser reestruturadas para os agentes que não possuem BESS. Assim, $S_{(t,j)}^{\text{ch}}$ e $S_{(t,j)}^{\text{dch}}$ são zero, e o restante da restrição se mantém.

$$\begin{aligned} & P_{(t,j)} - q_{(t,j)} + \alpha_{(t,j)} - \beta_{(t,j)} - S_{(t,j)}^{\text{ch}} + S_{(t,j)}^{\text{dch}} + \sum_i^{\Omega_{\text{cpv}}} CPV_{(t,i,j)} - \sum_k^{\Omega_{\text{cess}}} CESS_{(t,k,j)}^{\text{ch}} + \sum_k^{\Omega_{\text{cess}}} CESS_{(t,k,j)}^{\text{dch}} \\ & = 0, \forall (t,j) \in (T, \Theta) \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} & P_{(t,j)} - q_{(t,j)} - \alpha_{(t,j)} + \beta_{(t,j)} + S_{(t,j)}^{\text{ch}} - S_{(t,j)}^{\text{dch}} - \sum_i^{\Omega_{\text{cpv}}} CPV_{(t,i,j)} + \sum_k^{\Omega_{\text{cess}}} CESS_{(t,k,j)}^{\text{ch}} - \sum_k^{\Omega_{\text{cess}}} CESS_{(t,k,j)}^{\text{dch}} \\ & = 0, \forall (t,j) \in (T, \Theta) \end{aligned} \quad (4.3)$$

Como em todo mercado, cada agente j tem limites definidos por (4.4). A soma das trocas internas realizadas na comunidade envolvendo todos os seus agentes deve ser igual a zero (4.5), o que é gerenciado centralmente pelo gestor da comunidade, assim como a soma das trocas externas, $\sum_j^n \alpha_{(t,j)}$ e $\sum_j^n \beta_{(t,j)}$.

$$\underline{P}_{(t,j)} \leq P_{(t,j)} \leq \overline{P}_{(t,j)}, \quad \forall (t,j) \in (T, \Psi) \quad (4.4)$$

$$\sum_j^n q_{(t,j)} = 0, \quad \forall (t,j) \in (T, \Theta) \quad (4.5)$$

O estado de carga é determinado de acordo com o SOC anterior, considerando uma taxa de autodescarga e a carga ou descarga da bateria, conforme já observado a restrição (4.6) o

representa para cada agente $j \in \Theta$ dentro de sua comunidade para cada intervalo de tempo t . As cargas ou descargas das baterias são limitadas nas restrições (4.7) e (4.8), respectivamente.

$$SOC_{(t,j)} = SOC_{t-1,j} \cdot (1 - \lambda_j^{SD}) + \eta^{\text{ch}} \cdot S_{(t,j)}^{\text{ch}} + \frac{S_{(t,j)}^{\text{dch}}}{\eta^{\text{dch}}}, \quad \forall (t, j) \in (T, \Omega_{\text{bess}}) \quad (4.6)$$

$$S_{(t,j)}^{\text{ch}} \leq b_{(t,j)} \cdot X_{(t,j)}, \quad \forall (t, j) \in (T, \Omega_{\text{bess}}) \quad (4.7)$$

$$S_{(t,j)}^{\text{dch}} \leq b_{(t,j)} \cdot (1 - X_{(t,j)}), \quad \forall (t, j) \in (T, \Omega_{\text{bess}}) \quad (4.8)$$

O $SOC_{(t,j)}$ de cada bateria tem seus limites restritos por $\underline{SOC}_{(t,j)}$ e $\overline{SOC}_{(t,j)}$, conforme apresentado em (4.9).

$$\underline{SOC}_{(t,j)} \leq SOC_{(t,j)} \leq \overline{SOC}_{(t,j)}, \quad \forall (t, j) \in (T, \Omega_{\text{bess}}) \quad (4.9)$$

A integração de sistemas de armazenamento coletivo em mercados comunitários de energia requer não apenas ajustes técnicos nos modelos matemáticos, mas também uma reinterpretação das relações de propriedade e uso compartilhado dos ativos energéticos. Quando os recursos energéticos distribuídos (DERs), como painéis fotovoltaicos e baterias, passam a ser operados de forma conjunta por múltiplos agentes, torna-se imprescindível estabelecer mecanismos transparentes que definam a participação de cada membro da comunidade nesses ativos. Tais mecanismos garantem não apenas uma alocação justa da energia gerada e armazenada, mas também permitem que o sistema opere com coerência interna e equilíbrio de interesses.

Nesse contexto, a formulação equacional do modelo de mercado comunitário com DERs compartilhados, incluindo sistemas de armazenamento em baterias, mantém a estrutura geral discutida anteriormente, com a adição de parâmetros específicos que representam os vínculos de copropriedade e os direitos de uso de cada agente sobre os ativos coletivos. A lógica operacional continua orientada por princípios de equilíbrio de energia, otimização de custos e justiça distributiva, mas agora sob uma arquitetura mais complexa, que exige detalhamento preciso das interações entre os participantes.

Mais especificamente, cada agente j possui uma participação em um recurso energético distribuído coletivo i representada pelo parâmetro $\Upsilon_{(t,i,j)}$. Este valor varia continuamente entre 0 e 1, sendo que $\Upsilon_{(t,i,j)} = 0$ indica ausência total de propriedade ou direito de uso por parte do agente j no ativo coletivo i enquanto valores maiores denotam graus proporcionais de participação. Essa modelagem permite flexibilidade e granularidade na representação das estruturas de compartilhamento, refletindo arranjos comunitários reais em que a posse e os benefícios são fracionados entre os membros de forma diversa.

A restrição expressa na equação (4.10) tem como função essencial coordenar as trocas de energia provenientes de sistemas fotovoltaicos coletivos, garantindo que a energia gerada seja corretamente distribuída apenas entre os agentes que possuem participação ativa no respectivo ativo. Com isso, assegura-se que os fluxos energéticos estejam alinhados à lógica de justiça contratual do mercado, respeitando os limites de propriedade e o uso proporcional de cada participante. Além de manter a coerência técnica do modelo, essa abordagem contribui para a transparência e aceitação social do sistema, elementos fundamentais para a consolidação de comunidades energéticas sustentáveis e resilientes.

$$CPV_{(t,i,j)} = \Upsilon_{(t,i,j)} \cdot \overline{P_{(t,i)}^{CPV}}, \forall (t,i,j) \in (T, \Omega_{cpv}, \Theta) \quad (4.10)$$

No contexto do compartilhamento de sistemas de armazenamento comunitário (CESS), a formulação do modelo incorpora um conjunto de restrições fundamentais que asseguram a operação técnica adequada desses ativos, ao mesmo tempo em que respeitam os princípios de participação proporcional dos agentes envolvidos. As restrições expressas em (4.11) a (4.16) desempenham papel central na regulação do comportamento de carga e descarga dos CESS, ajustando-o de acordo com o grau de envolvimento de cada agente no ativo coletivo.

Em particular, as equações (4.11) e (4.12) impõem limites operacionais à carga e à descarga executadas por um determinado agente j , em função de sua participação proporcional $\Upsilon_{(t,i,j)}$ no CESS i . Dessa forma, agentes com maior participação no sistema de armazenamento comunitário podem utilizar maior capacidade de carga e descarga, refletindo sua maior responsabilidade e direito sobre o ativo. Além disso, essas restrições também evitam que um mesmo agente realize simultaneamente processos de carga e descarga no mesmo intervalo de tempo, o que seria operacionalmente inviável e energeticamente incoerente.

$$CESS_{(t,k,j)}^{ch} \leq \Upsilon_{(t,k,j)} \cdot CESS^{\max} \cdot Z_{(t,k,j)}, \forall (t,k,j) \in (T, \Omega_{cess}, \Omega_{cess} \subseteq \Theta) \quad (4.11)$$

$$CESS_{(t,k,j)}^{dch} \leq \Upsilon_{(t,k,j)} \cdot CESS^{\max} \cdot (1 - Z_{(t,k,j)}), \forall (t,k,j) \in (T, \Omega_{cess}, \Omega_{cess} \subseteq \Theta) \quad (4.12)$$

Complementarmente, as equações (4.13) e (4.14) realizam a agregação das operações individuais de carga e descarga de todos os agentes participantes, produzindo assim os valores totais que impactam diretamente o estado energético do CESS. Essa agregação é indispensável para o cálculo acurado do SOC, que representa a energia acumulada no sistema em cada instante de tempo. A equação (4.15) utiliza essas somas para atualizar o SOC do CESS k com base na diferença líquida entre as cargas e descargas realizadas por todos os agentes j no tempo t .

$$\sum_j^n CESS_{(t,k,j)}^{ch} = CESS_{(t,k)}^{ch}, \quad \forall (t,k,j) \in (T, \Omega_{cess}, \Omega_{cess} \subseteq \Theta) \quad (4.13)$$

$$\sum_j^n CESS_{(t,k,j)}^{\text{dch}} = CESS_{(t,k)}^{\text{dch}}, \quad \forall (t,k,j) \in (T, \Omega_{cess}, \Omega_{cess} \subseteq \Theta) \quad (4.14)$$

$$SOC_{(t,k)} = SOC_{(t-1,k)} \cdot (1 - \lambda^{\text{SD}}) + \eta^{\text{ch}} \cdot CESS_{(t,k)}^{\text{ch}} + \frac{CESS_{(t,k)}^{\text{dch}}}{\eta^{\text{dch}}}, \quad \forall (t,k) \in (T, \Omega_{cess}) \quad (4.15)$$

Finalmente, como ocorre em qualquer sistema de armazenamento, e já anteriormente citado, é essencial que o SOC seja mantido dentro de uma faixa operacional segura. Por isso, a equação (4.16) estabelece os limites superior e inferior permitidos para o SOC do CESS, prevenindo tanto a sobrecarga quanto a descarga profunda, que poderiam comprometer a integridade técnica do sistema e reduzir sua vida útil. Esses limites refletem especificações técnicas do equipamento e garantem a confiabilidade da operação em longo prazo, além de assegurar uma gestão eficiente e equilibrada do armazenamento compartilhado no interior da comunidade energética.

$$\underline{SOC}_{(t,k)} \leq SOC_{(t,k)} \leq \overline{SOC}_{(t,k)}, \quad \forall (t,k) \in (T, \Omega_{cess}) \quad (4.16)$$

A restrição (4.17) estabelece o domínio das variáveis.

$$P_{(t,j)}, q_{(t,j)}, \alpha_{(t,j)}, \beta_{(t,j)}, S_{(t,j)}^{\text{ch}}, S_{(t,j)}^{\text{dch}}, CPV_{(t,i,j)}, CESS_{(t,k,j)}^{\text{ch}}, CESS_{(t,k,j)}^{\text{dch}} \geq 0, \quad (4.17)$$

$$\forall (t,i,k,j) \in (T, \Omega_{cpv}, \Omega_{cess}, \Theta)$$

4.4 Economias de Compartilhamento de Ativos em Comunidades

O compartilhamento de ativos é uma estrutura econômica que representa uma importante transformação no setor energético, alinhando-se com objetivos de sustentabilidade, acessibilidade e justiça social, ao mesmo tempo em que promove a inovação tecnológica e o empoderamento das comunidades locais. Nessa seção dois tipos e seus subtipos são destacados e abordados de forma a adaptar o modelo comunitário para atender essas estruturas.

4.4.1 Economia de Compartilhamento Total

No conceito de economia de compartilhamento total, ou *total-sharing economy*, a proposta central é promover uma distribuição justa e igualitária da riqueza gerada pela comunidade entre todos os seus integrantes. Nesse modelo, a prioridade está na coletividade: os recursos, bens e ativos da comunidade não pertencem a indivíduos isolados, mas sim ao grupo como um todo, sendo acessíveis a todos de maneira equitativa.

Dessa forma, cada membro da comunidade tem o direito e a responsabilidade de participar ativamente da gestão e utilização desses ativos comuns. Isso inclui, por exemplo, atividades

como o carregamento ou o descarregamento de um sistema de armazenamento comunitário, como um CESS. Há flexibilidade na forma de participação: cada agente pode realizar uma ou ambas as ações, de acordo com a sua capacidade, necessidade ou disponibilidade, sempre dentro de um espírito colaborativo.

O gestor comunitário, nesse cenário, desempenha um papel fundamental. É ele quem coordena as interações energéticas entre os agentes e os recursos compartilhados, assegurando que os fluxos de energia sejam administrados de forma eficiente e justa. Além disso, é responsabilidade desse gestor garantir que todos os custos relacionados a essas trocas, sejam eles financeiros, operacionais ou ambientais, sejam devidamente distribuídos entre os membros da comunidade, mantendo o equilíbrio e a equidade no uso dos bens coletivos.

Vale ressaltar que os princípios de distribuição das participações nos ativos coletivos e os custos de manutenção e operação da rede comunitária são diferentes entre as economias propostas. A equação (4.18) é a função de custo ($\theta_n(T)$) para cada agente j em um período T , e a equação (4.19) representa a energia total alocada por período de tempo para toda a comunidade.

$$\begin{aligned} \theta_n(T) = & \sum_{t=0}^T \left(\left(\pi_{(t,j)}^{\text{SUP}} + \gamma_{(t)}^{\text{rede}} \right) \cdot \alpha_{(t,j)} - \pi_{(t,j)}^{\text{SUR}} \cdot \beta_{(t,j)} + \pi_{(t,j)}^{\text{LEM}} \cdot \left(q_{(t,j)}^c - q_{(t,j)}^p \right) \right) \\ & + \sum_{t=0}^T \left(\gamma_{(t)}^{\text{LEM}} \cdot \left(\frac{1}{\Theta} \cdot E_{(t)}^{\text{ALC}} + q_{(t,j)}^c \right) \right) \end{aligned} \quad (4.18)$$

$$E_{(t)}^{\text{ALC}} = \sum_i^{\Omega_{\text{cess}}} \text{CESS}_{(t,k)}^{\text{dch}} + \sum_i^{\Omega_{\text{cpv}}} \sum_j^n \text{CPV}_{(t,i,j)} \quad (4.19)$$

onde $\pi_{(t,j)}^{\text{SUP}}$ e $\pi_{(t,j)}^{\text{SUR}}$ são os preços para comprar e vender energia do fornecedor, respectivamente. $\gamma_{(t)}^{\text{rede}}$ corresponde à tarifa de acesso à rede sobre a energia fornecida ($\alpha_{(t,j)}$). O mercado local de energia é regulado por $\pi_{(t,j)}^{\text{LEM}}$, e os custos totais para um agente j no intervalo de tempo t provenientes das trocas internas na comunidade são dados por $\pi_{(t,j)}^{\text{LEM}} \cdot q_{(t,j)}^c$, e as receitas totais por $\pi_{(t,j)}^{\text{LEM}} \cdot q_{(t,j)}^p$. Finalmente, é aplicada uma tarifa sobre as trocas realizadas no mercado interno da comunidade, representada por $\gamma_{(t)}^{\text{LEM}}$, com o objetivo de cobrir os custos de operação e gestão do mercado interno da comunidade. Como se pode ver, é feita uma média da energia total alocada ($E_{(t)}^{\text{ALC}}$), somada à energia total negociada como consumidor ($q_{(t,j)}^c$) para todos os participantes da comunidade por $\frac{1}{\Theta} \cdot E_{(t)}^{\text{ALC}} + q_{(t,j)}^c$, o que, multiplicado pela tarifa LEM, corresponde à taxa aplicável sobre a parte dos custos de gestão e operação da comunidade.

4.4.1.1 Recognition and Procedural Justice

Dentro desse princípio de economia comunitária, o papel do gestor comunitário vai muito além da simples administração de recursos: ele atua como um mediador estratégico das relações entre os agentes e os ativos compartilhados. Seu principal objetivo é organizar as trocas

de maneira proporcional às capacidades individuais de cada agente, respeitando o poder de troca de cada um e assegurando que os custos operacionais envolvidos sejam divididos de forma justa entre todos os participantes.

Essa gestão precisa considerar, de forma sensível e equilibrada, as desigualdades existentes dentro da própria comunidade. Para que a justiça social seja realmente promovida, é fundamental que os agentes com menor poder de troca, ou seja, aqueles com menos capacidade de contribuição direta, tenham acesso ampliado aos recursos comunitários. Isso não é apenas uma questão de inclusão, mas uma estratégia consciente de redistribuição, em que os excedentes gerados pelos agentes com maior poder de troca podem ser partilhados com os que mais necessitam.

Ao estruturar essa dinâmica, o gestor não apenas equilibra o sistema, mas fortalece o sentido de solidariedade e interdependência entre os membros da comunidade. Assim, cria-se um ciclo virtuoso no qual os recursos são utilizados de forma mais eficiente, e a coesão social é intensificada por meio de práticas coletivas que valorizam tanto a equidade quanto a sustentabilidade.

Dessa forma, propõe-se um compartilhamento baseado no poder de troca dos agentes, conforme explicado no algoritmo 1. Nesse caso, $\Upsilon_{(t,k,j)} \rightarrow$ índice social ($SI_{(t,k,j)}$), ou seja, o compartilhamento torna-se a relação entre a produção/consumo do agente e o número de agentes com o mesmo perfil em relação ao número total de agentes que compõem a própria comunidade. Com isso, é possível garantir uma divisão socialmente justa entre os membros da comunidade.

Algorithm 1 Algoritmo do RePro justice

Require: $0 < SI_{(t,k,j)} < 1$

Ensure: $\Upsilon_{(t,k,j)} = SI_{(t,k,j)}$

```

 $\sum_n^j SI_{(t,k,j)} = 1, \quad \forall (t,k) \in (T, \Omega_{cess})$ 
for ( $t = 0; t < T; t = t + 1$ ) do
  for ( $k = 0; k < \Omega_{cess}; k = k + 1$ ) do
    for ( $j = 0; j < n; j = j + 1$ ) do
      if ( $j \in \Psi$ ) then
         $SI_{(t,k,j)} = \frac{P_{(t,j)}}{(\sum_j^{\Psi} P_{(t,j)})} \cdot \frac{j}{n}$ 
      else
         $SI_{(t,k,j)} = \frac{P_{(t,j)}}{(\sum_j^{\Omega_c} P_{(t,j)})} \cdot \frac{j}{n}$ 
      end if
    end for
  end for
end for

```

Com isso, temos que o algoritmo 1 define o índice social de compartilhamento $SI_{(t,k,j)}$ para cada agente j , em cada instante t e para cada ativo comunitário $k \in \Omega_{cess}$. Esse índice é calculado de forma que $0 < SI_{(t,k,j)} < 1$ e que a soma das parcelas de todos os agentes seja igual a 1, isto é, $\sum_j SI_{(t,k,j)} = 1$, garantindo que todo o recurso compartilhado seja integralmente

alocado. Para cada período de tempo t e para cada CESS k , o algoritmo percorre todos os agentes da comunidade e, a depender de o agente pertencer ao conjunto de produtores ($j \in \Omega_p$) ou de consumidores ($j \in \Omega_c$), atribui a ele uma fração proporcional à sua energia produzida/consumida $P_{(t,j)}$ em relação à energia total produzida/consumida de seu respectivo grupo, ponderada ainda pelo tamanho relativo desse grupo (número de produtores ou de consumidores j em relação ao total de agentes n). Dessa forma, o índice $SI_{(t,k,j)}$ combina, simultaneamente, a contribuição individual de cada agente (produção ou consumo) e a representatividade de seu grupo dentro da comunidade, resultando em um mecanismo de partilha que busca conciliar proporcionalidade e justiça social na utilização do ativo compartilhado.

4.4.1.2 Distributive Justice

O princípio em questão tem como finalidade central a gestão das operações de maneira justa do ponto de vista econômico, assegurando que todos os membros da comunidade participem, em igualdade de condições, dos ativos coletivos. Nesse modelo, a propriedade dos recursos não é concentrada nem hierarquizada, ela é distribuída de forma equilibrada entre todos os agentes, refletindo um compromisso com a equidade e a responsabilidade compartilhada.

As trocas entre os agentes e os ativos da comunidade são orientadas justamente por essa lógica de participação igualitária. Cada indivíduo possui a mesma parcela de direito sobre os recursos comuns, o que garante que as decisões e os acessos não sejam influenciados por desequilíbrios de poder ou por vantagens individuais. Isso significa que, independentemente da posição social, capacidade de produção ou influência de cada agente, as interações com os ativos seguem uma base uniforme, respeitando o princípio da igualdade material.

Esse modelo, ao reforçar a horizontalidade nas relações econômicas, contribui diretamente para o fortalecimento da coesão comunitária e para a criação de um ambiente onde a justiça distributiva não é apenas um ideal, mas uma prática cotidiana. Com isso, a economia local passa a ser construída de forma coletiva, em que os lucros, os esforços e os benefícios são repartidos de maneira justa e transparente entre todos os envolvidos. Para esse fim, alguns ajustes ao modelo apresentado nas equações (4.1)-(4.16) precisam ser considerados. Nesse caso, a restrição (4.12) deve ser substituída por (4.20) e a restrição (4.21) adicionada.

Essas considerações são necessárias porque, para que as transações de energia sejam realizadas corretamente, as trocas devem ser feitas de acordo com as parcelas predefinidas ($\Upsilon_{(t,k,j)}^{\text{aux}}$), que devem ser atualizadas conforme o uso dos agentes e seus respectivos papéis na comunidade (4.21). A garantia desse acordo é responsabilidade do gestor da comunidade.

$$CESS_{(t,k,j)}^{\text{dch}} \leq \Upsilon_{(t,k,j)}^{\text{aux}} \cdot CESS^{\text{max}} \cdot (1 - Z_{(t,k,j)}), \forall (t,k,j) \in (T, \Omega_{\text{cess}}, \Omega_{\text{cess}} \subseteq \Theta) \quad (4.20)$$

$$\Upsilon_{(t,k,j)}^{\text{aux}} = \Upsilon_{(t-1,k,j)}^{\text{aux}} + \eta^{\text{ch}} \cdot \text{CESS}_{(t,k,j)}^{\text{ch}} + \frac{\text{CESS}_{(t,k,j)}^{\text{dch}}}{\eta^{\text{dch}}}, \quad \forall (t,k,j) \in (T, \Omega_{\text{cess}}, \Omega_{\text{cess}} \subseteq \Theta) \quad (4.21)$$

4.4.2 Proportional-sharing Economy

Na lógica da economia de compartilhamento proporcional, o princípio que norteia as interações entre os membros da comunidade é a participação individual previamente estabelecida em relação aos ativos coletivos. Cada agente possui uma cota específica de participação, definida com base em critérios objetivos, como contribuição inicial, investimento ou propriedade proporcional, e é exatamente essa cota que determina o seu direito de acesso e uso dos recursos disponíveis. Nesse modelo, a justiça econômica não se pauta pelas necessidades momentâneas de cada indivíduo, mas sim pela proporção que cada um detém dentro do sistema coletivo.

Dessa forma, as trocas realizadas entre os agentes e os ativos comunitários seguem um critério estritamente proporcional. Ou seja, cada agente pode usufruir dos benefícios oferecidos pelos ativos na medida exata de sua quota, sem excedentes ou concessões baseadas em circunstâncias externas. Ainda que alguns membros da comunidade possam apresentar maior necessidade em determinado momento, o princípio fundamental desse tipo de economia prioriza a previsibilidade, a estabilidade e o respeito ao que foi previamente acordado.

Para que essa estrutura funcione de maneira equilibrada e transparente, o papel do gestor comunitário torna-se essencial. Cabe a ele assegurar que todas as transações de energia, ou de qualquer outro tipo de recurso compartilhado, estejam plenamente alinhadas às cotas de participação de cada agente. Sua atuação envolve não apenas o monitoramento técnico das trocas, mas também a garantia de que as regras do sistema sejam seguidas rigorosamente, evitando abusos, desvios ou interpretações equivocadas que possam comprometer a integridade do modelo.

Esse tipo de abordagem pode ser especialmente eficaz em contextos onde a previsibilidade e o controle são valorizados, oferecendo segurança aos agentes e incentivando a corresponsabilidade pela manutenção dos ativos coletivos. Ao mesmo tempo, também impõe desafios, sobretudo no que diz respeito à flexibilidade e à sensibilidade social, uma vez que as necessidades individuais, embora legítimas, não alteram o direito formal de cada participante.

Os valores das trocas devem ser armazenados em uma variável auxiliar do problema de otimização, que assegura o cumprimento da exclusividade do agente sobre essa energia, através de $\Upsilon_{(t,k,j)}^{\text{aux}}$, da mesma forma que apresentado na subseção 4.4.1.2. Tanto as cargas quanto as descargas de energia do sistema comunitário de armazenamento de energia são limitadas à participação do agente nesse ativo, seguindo as restrições (4.11) e (4.20).

Além disso, cada agente que participa de um CESS é limitado à sua própria parte de armazenamento de energia, de acordo com a capacidade máxima desse ativo coletivo, conforme restrição (4.22). Essa mesma restrição garante que as descargas sejam feitas de acordo com a participação do agente no CESS. Ressalta-se que, nesse caso, a grande diferença entre esses

conceitos e aplicações é o número de agentes participando do compartilhamento. Nesse caso, apenas uma parte dos agentes tem uma participação nos ativos da comunidade.

$$\Upsilon_{(t,k,j)}^{\text{aux}} \leq \Upsilon_{(t,k,j)} \cdot CESS^{\text{max}}, \quad \forall (t,k,j) \in (T, \Omega_{cess}, \Omega_{cess} \subseteq \Theta) \quad (4.22)$$

Quanto ao cálculo dos custos anuais dos agentes, a equação (4.23) é a função de custo para cada agente j em um período T .

$$\begin{aligned} \theta_n(T) = & \sum_{t=0}^T \left(\left(\pi_{(t,j)}^{\text{SUP}} + \gamma_{(t)}^{\text{rede}} \right) \cdot \alpha_{(t,j)} - \pi_{(t,j)}^{\text{SUR}} \cdot \beta_{(t,j)} + \pi_{(t,j)}^{\text{LEM}} \cdot \left(q_{(t,j)}^c - q_{(t,j)}^p \right) \right) \\ & + \sum_{t=0}^T \left(\gamma_{(t)}^{\text{LEM}} \cdot \left(E_{(t,j)}^{\text{ALC}} + q_{(t,j)}^c \right) \right) \end{aligned} \quad (4.23)$$

$$E_{(t,j)}^{\text{ALC}} = \sum_i^{\Omega_{cess}} CESS_{(t,k)}^{\text{dch}} \cdot \Upsilon_{(t,k,j)} + \sum_i^{\Omega_{cpv}} CPV_{(t,i,j)} \quad (4.24)$$

Onde Ω_{CA} é o conjunto de todos os ativos coletivos da comunidade. Neste princípio econômico, os custos de operação e gestão do LEM são distribuídos de acordo com as participações nos ativos coletivos, ou seja, cada agente é taxado apenas pela energia alocada por ele mesmo e pela energia negociada com os outros agentes da comunidade.

4.5 Considerações Finais sobre os Mecanismos de Compartilhamento

A análise dos diferentes mecanismos de compartilhamento, como o total sharing, a justiça social, a justiça econômica e o proportional sharing, evidencia que não existe um único arranjo capaz de atender de forma ótima a todas as comunidades energéticas. Cada abordagem oferece vantagens e limitações próprias, e a escolha do mecanismo mais adequado depende do contexto específico de cada comunidade, de seus objetivos e dos perfis de consumo e geração de seus membros. O ponto comum entre essas estratégias é a busca por um equilíbrio entre eficiência técnica, equidade entre participantes e viabilidade econômica, aspectos fundamentais para a consolidação de mercados comunitários sustentáveis.

Dessa forma, os mecanismos de compartilhamento analisados nesta tese se alinham diretamente com o objetivo de investigar o uso de ativos comunitários como instrumentos de viabilização econômica e promoção de equidade entre os participantes, conforme anunciado na subseção 1.2. Os diferentes arranjos econômicos e sociais aqui propostos distinguem-se de abordagens presentes em outros trabalhos ao integrarem, de forma explícita, critérios de justiça distributiva, desempenho econômico e experiência do usuário na definição das regras de partilha. Essa combinação permite não apenas avaliar o impacto técnico e financeiro de cada mecanismo, mas também compreender como eles influenciam a percepção de justiça e a

adesão dos prossumidores, constituindo uma contribuição original para o desenho de mercados comunitários mais sustentáveis e socialmente aceitáveis.

Sinteticamente, os mecanismos de compartilhamento considerados podem ser descritos da seguinte forma: (i) *RePro justice*, voltado à distribuição da riqueza comunitária priorizando os agentes mais desfavorecidos em termos de contribuição energética, ao gerir as trocas com os ativos de acordo com o poder de troca de cada agente e partilhar equitativamente os custos operacionais; (ii) justiça distributiva, em que cada agente possui uma participação fixa em cada ativo comunitário, com quotas garantidas de forma proporcional, permitindo certa flexibilidade de carga em função dessa participação; e (iii) *proportional-sharing*, no qual as quotas de todos os agentes nos ativos comunitários são distribuídas igualmente, cabendo ao gerente da comunidade registrar localmente as trocas para garantir a exclusividade de cada participante, ainda que, em contrapartida, se limitem as possibilidades de agentes mais ativos otimizarem suas interações com os ativos. Essa sistematização reforça o papel central das regras de partilha na conciliação entre eficiência, justiça e atratividade econômica nos mercados comunitários de energia.

Ao compreender como essas diferentes formas de alocação impactam o bem-estar coletivo, a satisfação individual e a distribuição de custos e benefícios, fica evidente que o compartilhamento de energia não pode ser tratado apenas como uma questão de divisão de recursos, mas como um instrumento capaz de fortalecer a coesão social e promover resultados mais justos. Essa consciência também abre caminho para um novo nível de exploração do potencial das baterias no contexto comunitário. Além de servirem apenas como elementos de equilíbrio interno entre geração e consumo, esses ativos podem ser utilizados de maneira estratégica nos mercados de energia, atuando tanto no ambiente *day-ahead* quanto no *real-time*. Ao participar desses mercados, a comunidade tem a possibilidade de otimizar economicamente o uso de seus recursos, ofertando ou adquirindo energia de forma mais vantajosa conforme as condições previstas e as correções em tempo real.

No capítulo seguinte, essa perspectiva será aprofundada, analisando como as decisões relativas ao carregamento e à descarga das baterias podem ser estruturadas para responder às dinâmicas do mercado. Será discutido como mecanismos de previsão, reservas operacionais e ajustes instantâneos permitem que as comunidades energéticas utilizem suas baterias não apenas como suporte local, mas como ferramentas ativas de negociação e gestão de riscos, potencializando ainda mais os benefícios obtidos pelos modelos apresentados até aqui.

5 Operação das Comunidades Energéticas Sob Incerteza

5.1 Síntese Conceitual

Este capítulo abordará a operação das comunidades energéticas sob condições de incerteza, destacando como fatores como a variabilidade da geração solar afeta diretamente a eficiência e a confiabilidade do sistema. As análises mostram que os sistemas de armazenamento desempenham papel estratégico ao oferecer flexibilidade operacional, permitindo ajustes rápidos entre os mercados *day-ahead* e *real-time* e protegendo a comunidade contra cenários adversos. Serão discutidas técnicas de programação estocástica e modelagem baseada em cenários como ferramentas essenciais para apoiar a tomada de decisão em contextos de risco. Evidencia-se que a coordenação inteligente entre geração, armazenamento e mecanismos de compartilhamento é fundamental para ampliar a autonomia, a resiliência e a sustentabilidade das comunidades energéticas, consolidando sua posição como agentes ativos na transição para um modelo energético descentralizado e colaborativo.

5.2 Contextualização

A operação eficiente de comunidades energéticas requer a consideração de diversos fatores incertos, como a variabilidade da geração solar, a flutuação nos preços da energia e as mudanças no perfil de consumo dos usuários. Esses elementos, que não podem ser determinados com precisão antecipadamente, tornam a gestão dos recursos energéticos distribuídos um desafio constante. Dessa forma, as decisões operacionais precisam incorporar mecanismos que permitam flexibilidade e adaptação diante de cenários inesperados, garantindo a continuidade do suprimento energético a custos competitivos (YUAN; ILLINDALA; KHALSA, 2017).

Entre os principais recursos para lidar com a incerteza, destacam-se os sistemas de armazenamento, que atuam como amortecedores entre a geração e a demanda. Ao permitir o deslocamento do uso da energia gerada para momentos mais vantajosos, esses sistemas oferecem maior controle sobre o balanço energético da comunidade. Além disso, a participação em ativos coletivos amplia a resiliência do sistema ao distribuir os riscos entre os membros da comunidade, o que é especialmente valioso em contextos com alta variabilidade solar (LEE; KIM; JOO, 2025).

A tomada de decisão sob incerteza pode se apoiar no uso de modelos preditivos e ferramentas de otimização robusta, capazes de explorar diferentes cenários futuros. Técnicas como programação estocástica ou abordagem baseada em cenários permitem simular o comportamento do sistema sob diversas condições possíveis, antecipando falhas ou oportunidades de economia. Com isso, os gestores das comunidades energéticas conseguem estabelecer estratégias operacionais mais eficientes, mesmo sem dispor de informações completas ou confiáveis a todo momento (SHARMA et al., 2019).

Por fim, vale destacar que o grau de autonomia energética obtido pelas comunidades

está diretamente relacionado à capacidade de resposta frente à incerteza. Soluções descentralizadas que combinam geração fotovoltaica, armazenamento e mecanismos de compartilhamento energético contribuem para aumentar essa autonomia. No entanto, para que esses sistemas funcionem de forma eficaz, é essencial que haja uma coordenação inteligente entre os agentes participantes, baseada não apenas em aspectos técnicos, mas também em acordos regulatórios e arranjos cooperativos que levem em conta as incertezas inerentes ao setor elétrico (REHMAN; MAHMOOD; WAQAS, 2025).

5.3 Adaptação do Mercado Comunitário para Considerar *Day-ahead* e *Real-time*

A incerteza é um elemento intrínseco à operação de sistemas energéticos descentralizados, especialmente no contexto das comunidades energéticas. Variáveis como irradiação solar, temperatura ambiente, demanda dos consumidores e volatilidade nos preços dos mercados de energia, tanto no mercado de antecipação quanto no de ajuste, afetam diretamente o desempenho técnico e econômico desses sistemas. Para lidar com essa complexidade, a programação estocástica tem se consolidado como uma das abordagens mais eficazes para o planejamento e a tomada de decisão sob incerteza (CRESPO-VAZQUEZ et al., 2020).

Essa abordagem parte do princípio de que é possível representar variáveis incertas, como geração solar e preços de mercado, por meio de distribuições de probabilidade construídas a partir de dados históricos, previsões meteorológicas ou inferência estatística. Com isso, o modelo busca encontrar decisões que sejam eficientes em termos médios ou sob critérios de risco, considerando múltiplos cenários possíveis. No contexto de comunidades energéticas, isso permite coordenar de forma inteligente o uso coletivo de ativos, como baterias comunitárias, para maximizar benefícios financeiros e operacionais mesmo diante de variações inesperadas no sistema (DENG et al., 2023).

Um exemplo claro da aplicação dessa modelagem aparece quando se considera a participação da comunidade em um mercado local de energia, com negociações no dia anterior e ajustes em tempo real. A decisão de quanto reservar da bateria para vender energia no mercado do dia seguinte precisa ser tomada com base em previsões incertas de preço e de geração fotovoltaica. Essa é a primeira etapa do modelo estocástico. Já na segunda etapa, quando os dados reais começam a se revelar, como uma queda súbita na produção solar ou uma mudança inesperada no preço spot, a comunidade pode utilizar a flexibilidade da bateria para ajustar sua posição no mercado real-time, evitando penalidades ou aproveitando oportunidades. Assim, a bateria se transforma em um recurso estratégico para equilibrar risco e retorno diante da incerteza do mercado (YAN et al., 2024).

Além da tomada de decisão em etapas, descrita anteriormente, a capacidade de resposta oferecida pelas baterias torna-se um ponto central para o desempenho do mercado comunitário. Essa flexibilidade não apenas permite ajustar rapidamente a estratégia de venda ou retenção de energia, mas também atua como um mecanismo de proteção diante de cenários inesperados.

Quando a geração prevista não se confirma ou os preços se desviam do esperado, o sistema de armazenamento possibilita ações corretivas quase imediatas, mantendo a operação dentro de parâmetros técnicos e econômicos aceitáveis.

Essa característica transforma as baterias em verdadeiros ativos operacionais, indo além do simples papel de armazenamento. Conforme ilustrado na figura 3, elas funcionam como reservas dinâmicas, acionadas para suavizar oscilações e estabilizar a rede, enquanto simultaneamente contribuem para a otimização financeira das transações. Com isso, a integração inteligente dos sistemas de armazenamento se revela essencial para fortalecer a confiabilidade e a sustentabilidade das comunidades energéticas, consolidando-as como protagonistas em um novo paradigma de mercado.

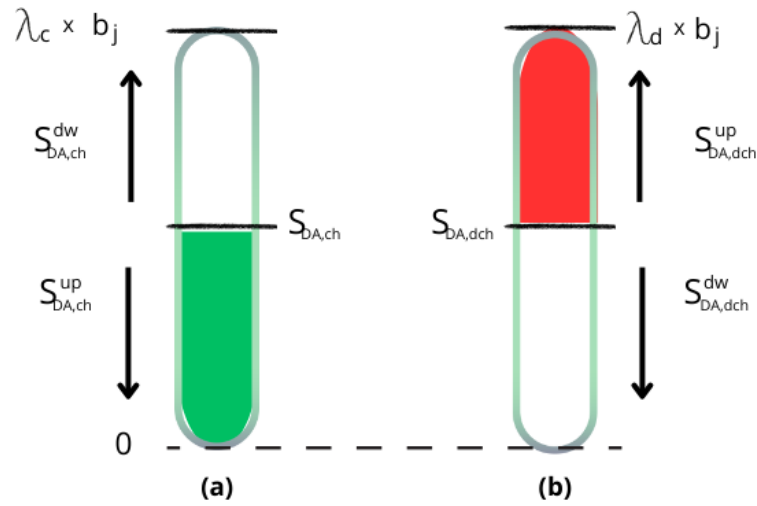


Figura 3 – Flexibilidade do BESS, (a) carregamento , e (b) descarregamento.

Na figura 3, o termo $S^{DA,ch}$ representa a potência de carregamento do sistema de armazenamento por baterias para um intervalo de tempo t , previamente acordada no mercado do dia anterior. Já o valor $S^{(DA,ch)^{up}}$ indica uma reserva adicional planejada para casos em que a demanda por energia venha a aumentar inesperadamente. Nesse cenário, o carregamento do BESS pode ser reduzido para um patamar inferior ao acordado inicialmente, liberando essa reserva para suprir o aumento da demanda.

Essa estratégia de reserva é formalizada pela equação 5.1, que assegura que o sistema possa ajustar o carregamento do BESS dentro dos limites previstos. Assim, é possível garantir maior flexibilidade operacional, permitindo que a bateria funcione tanto para armazenar energia quanto para disponibilizá-la conforme as variações do sistema, promovendo maior estabilidade e eficiência na gestão energética.

$$S_{(t,c,j)}^{DA,ch} - S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{up}} \geq 0, \quad \forall (t,c,j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.1)$$

O valor $S^{(DA,ch)^{dw}}$ representa uma reserva destinada a situações em que a demanda por energia diminui, permitindo que o carregamento do sistema de armazenamento por baterias ultrapasse o valor previamente acordado para aquele período. Nesses casos, o carregamento pode atingir até a capacidade nominal do BESS, indicada por b , multiplicada pela taxa máxima de carregamento λ^{ch} . Essa reserva extra possibilita um aproveitamento mais eficiente da bateria, ajustando o fluxo de energia de acordo com as condições reais do sistema.

Para garantir esse funcionamento, a restrição 5.2 estabelece os limites operacionais do carregamento do BESS, considerando também a variável binária X^{ch} . Essa variável determina se o carregamento está ativo no instante de tempo t , assegurando que a capacidade nominal seja aplicada somente quando o sistema estiver em operação. Dessa forma, o modelo consegue representar com precisão o comportamento dinâmico do armazenamento, mantendo a flexibilidade necessária para responder a variações na demanda energética.

$$S_{(t,c,j)}^{DA,ch} + S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{dw}} \leq \lambda^{ch} \cdot b_{(t,j)} \cdot X_{(t,j)}^{ch}, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.2)$$

De modo análogo ao carregamento, na figura 3(b) a reserva $S^{(DA,dch)^{up}}$ corresponde à capacidade adicional destinada a responder a um aumento na demanda de energia, o que implica um incremento na taxa de descarga do sistema de armazenamento. O limite máximo para esse aumento é dado pelo produto entre a capacidade nominal do BESS e a taxa máxima de descarga, λ^{dch} . Além disso, a restrição 5.3 incorpora a variável binária X^{dch} , que determina se a descarga está ativa no instante de tempo t , assegurando que essa capacidade seja considerada somente quando o sistema estiver operando.

Por outro lado, a reserva $S^{(DA,dch)^{dw}}$ é utilizada para lidar com situações em que a demanda diminui, exigindo uma redução proporcional na descarga, que pode chegar a zero. Essa condição é formalizada pela restrição 5.4, garantindo que o sistema possa ajustar dinamicamente sua operação para manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia, otimizando o uso do armazenamento e contribuindo para a estabilidade do sistema.

$$S_{(t,c,j)}^{DA,dch} + S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{up}} \leq \lambda^{dch} \cdot b_{(t,c,j)} \cdot X_{(t,c,j)}^{dch}, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.3)$$

$$S_{(t,c,j)}^{DA,dch} - S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{dw}} \geq 0, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.4)$$

No mercado de tempo real, as reservas estabelecidas previamente podem ser ativadas de forma controlada, respeitando as variações que ocorrem nos diferentes cenários operacionais. Essa ativação cautelosa busca assegurar que as decisões tomadas antecipadamente permaneçam

coerentes e viáveis diante das condições reais observadas, evitando respostas precipitadas ou descoordenadas.

Essa lógica é formalizada por meio das restrições *non-anticipatives* (5.5-5.8), que garantem que as ações no tempo real não prejudiquem as decisões já definidas no planejamento inicial. Assim, o sistema mantém a integridade operacional, alinhando flexibilidade e estabilidade mesmo diante das incertezas inerentes ao ambiente energético.

$$s_{(t,c,j,cn)}^{(ch)^{up}} \leq S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{up}}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \quad (5.5)$$

$$s_{(t,c,j,cn)}^{(ch)^{dw}} \leq S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{dw}}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \quad (5.6)$$

$$s_{(t,c,j,cn)}^{(dch)^{up}} \leq S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{up}}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \quad (5.7)$$

$$s_{(t,c,j,cn)}^{(dch)^{dw}} \leq S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{dw}}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \quad (5.8)$$

5.4 Modelo Proposto

A metodologia apresentada nessa seção foi desenvolvida para que comunidades energéticas lidem com as variações e imprevisibilidades dos recursos energéticos disponíveis, garantindo que as decisões relacionadas ao armazenamento e distribuição de energia sejam tomadas de forma otimizada e resiliente. O modelo incorpora a flexibilidade dos sistemas de armazenamento de energia como um mecanismo central.

O modelo é tratado como um problema estocástico em duas fases. Sendo a primeira fase, responsável pelas decisões antecipadas sobre energia e flexibilidade e, a segunda fase, o momento em que são tomadas as decisões de ativação da flexibilidade. Essa metodologia tem como base (SOARES et al., 2020) e possibilita uma resposta adaptativa e eficiente às variações e incertezas do sistema, assegurando uma operação mais resiliente e equilibrada para as comunidades energéticas. Dessa forma, a proposta não só contribui para a melhoria do desempenho operacional das comunidades energéticas, mas também fortalece a capacidade dessas comunidades de enfrentar os desafios impostos por um ambiente energético em constante mudança.

A função objetivo, representada em 5.9, contempla as transações energéticas que ocorrem no DA e nos cenários probabilísticos do RT.

$$\begin{aligned}
\text{minimize}_{\Gamma} \sum_t \sum_c \sum_j & \left(\pi_{(t,j)} \cdot (P_{(t,c,j)} - L_{(t,c,j)}) + (q_{(t,c,j)}^c - q_{(t,c,j)}^p) \cdot \pi_{(j)}^{com} \right) \\
& + \sum_{com} \left(\pi_{(c,com)}^{imp} \cdot q_{(c,com,t)}^{imp} - \pi_{(c,com)}^{exp} \cdot q_{(c,com,t)}^{exp} \right) \\
& + \sum_j \left(\pi_{(t,j)}^{(DA,dch)^{up}} \cdot S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{up}} + \pi_{(t,j)}^{(DA,dch)^{dw}} \cdot S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{dw}} \right) \\
& + \sum_j \left(\pi_{(t,j)}^{(DA,ch)^{up}} \cdot S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{up}} + \pi_{(t,j)}^{(DA,ch)^{dw}} \cdot S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{dw}} \right) \\
& + \sum_j \left(\pi_{(t,j)}^S \cdot (S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)} - S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)}) \right) \\
& + \sum_{cn} \Gamma_{(cn)} \left(\sum_c \sum_j \pi_{(t,j)}^P \cdot \Delta P_{(t,c,j,cn)} \right) \\
& + \sum_{cn} \Gamma_{(cn)} \left(\sum_c \sum_j \pi_{(t,j)}^L \cdot \Delta L_{(t,c,j,cn)} \right) \tag{5.9}
\end{aligned}$$

O problema DA é sujeito às seguintes restrições 5.10 - 5.20.

$$\begin{aligned}
& (P_{(t,c,j)} - L_{(t,c,j)}) + S_{(t,c,j)}^{DA,dch} - S_{(t,c,j)}^{DA,ch} + q_{(t,c,j)}^c \\
& - q_{(t,c,j)}^p + \alpha_{(t,c,j)} - \beta_{(t,c,j)} = 0, \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Theta) \tag{5.10}
\end{aligned}$$

$$\sum_j^n q_{(t,c,j)}^c = \sum_j^n q_{(t,c,j)}^p, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Theta) \tag{5.11}$$

$$\sum_j^n \alpha_{(t,c,j)} = \sum_{com}^{\Omega_{com}} q_{(c,com,t)}^{imp}, \quad \forall (t, c, com, j) \in (T, \Omega_c, \Theta) \tag{5.12}$$

$$\sum_j^n \beta_{(t,c,j)} = \sum_{com}^{\Omega_c} q_{(c,com,t)}^{exp}, \quad \forall (t, c, com, j) \in (T, \Omega_{com}, \Theta) \tag{5.13}$$

$$\sum_{com}^{\Omega_c} q_{(c,com,t)}^{imp} = \sum_{com}^{\Omega_c} q_{(c,com,t)}^{exp}, \quad \forall (t, c, com) \in (T, \Omega_{com}) \tag{5.14}$$

$$\begin{aligned}
SOC_{(t,c,j)} &= SOC_{(t-1,c,j)} \cdot (1 - \lambda^{SD}) + \eta^{ch} \cdot S_{(t,c,j)}^{DA,ch} \\
& - \frac{1}{\eta^{dch}} \cdot S_{(t,c,j)}^{DA,dch}, \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \tag{5.15}
\end{aligned}$$

$$S_{(t,c,j)}^{DA,ch} - S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{up}} \geq 0, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.16)$$

$$S_{(t,c,j)}^{DA,ch} + S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{dw}} \leq \lambda^{ch} \cdot b_{(t,j)} \cdot X^{ch}, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.17)$$

$$S_{(t,c,j)}^{DA,dch} + S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{up}} \leq \lambda^{dch} \cdot b_{(t,j)} \cdot X^{dch}, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.18)$$

$$S_{(t,c,j)}^{DA,dch} - S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{dw}} \geq 0, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.19)$$

$$X_{(t,c,j)}^{ch} + X_{(t,c,j)}^{dch} \leq 1, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.20)$$

A equação 5.10 representa o balanço de energia do agente j no mercado DA. Realizando devidos ajustes nas parcelas de acordo com o papel do agente no sistema. Como, caso o agente seja um BESS, as parcelas $P_{(t,c,j)}$ e $L_{(t,c,j)}$ não participam do equacionamento e, também, somente nesse caso as parcelas de $S_{(t,c,j)}^{DA,dch}$ e $S_{(t,c,j)}^{DA,ch}$ são computadas. Bem como, no caso do agente ser a rede, o mesmo não possuirá, além das variáveis que representam o BESS, as parcelas de trocas internas de energia, $q_{(t,c,j)}^c$ e $q_{(t,c,j)}^p$. As restrições 5.11 - 5.13 referem-se aos balanços dos agentes, correspondendo às transações internas, importações e exportações, respectivamente. A restrição 5.14 representa a equivalência entre as exportações e importações realizadas dentro das comunidades.

As baterias intra-comunitárias, tem seu SOC, moldado pela restrição 5.15 no DA. Os limites associados à quantidade de energia flexível *up* ($S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{up}}$) da bateria, relacionada à carga disponível no mercado de dia anterior, bem como a quantidade de energia flexível *down* ($S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{dw}}$) associada à carga, são representados pelas equações 5.16 - 5.17. Da mesma forma, os limites associados à quantidade de energia flexível *up* e *down* ($S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{up}}$ e $S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{dw}}$) da bateria, associada à descarga disponível no mercado de dia anterior, são representados pelas equações 5.18 e 5.19. Além disso, a restrição que garante a não simultaneidade entre carga e descarga da bateria é assegurada pela equação 5.20.

As restrições não antecipativas são representadas pelas equações 5.21 - 5.24 e limitam o uso da energia de reserva em tempo real à quantidade previamente disponibilizada no mercado *day-ahead*.

$$s_{(t,c,j,cn)}^{(ch)^{up}} \leq S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{up}}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \quad (5.21)$$

$$s_{(t,c,j,cn)}^{(ch)^{dw}} \leq S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)^{dw}}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \quad (5.22)$$

$$s_{(t,c,j,cn)}^{(dch)^{up}} \leq S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{up}}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \quad (5.23)$$

$$s_{(t,c,j,cn)}^{(dch)^{dw}} \leq S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)^{dw}}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \quad (5.24)$$

As equações 5.25 -5.31 referem-se ao mercado em tempo real. Nas equações 5.25, o balanço dos agentes é representado, considerando as transações e o uso da energia disponível na reserva. Realizando devidos ajustes nas parcelas de acordo com o papel do agente no sistema, seguindo os mesmos preceitos explicados para o DA. As equações 5.27 - 5.29 representam o balanço das trocas entre agentes no mercado em tempo real. A restrição 5.30 representa o equilíbrio entre as importações e exportações externas realizadas pelas comunidades. Na equação 5.31, SOC da bateria é calculado com base no uso da energia de reserva.

$$P_{(t,c,j,cn)}^{rt} - L_{(t,c,j,cn)}^{rt} + \left(q_{(t,c,j,cn)}^{(c)rt} - q_{(t,c,j,cn)}^{(p)rt} \right) \quad (5.25)$$

$$+ \left(\alpha_{(t,c,j,cn)}^{(up)rt} - \beta_{(t,c,j,cn)}^{(dw)rt} \right) - \left(S_{(t,c,j)}^{(DA,ch)} - s_{(t,c,j,cn)}^{(ch)^{up}} + s_{(t,c,n,cn)}^{(ch)^{dw}} \right) \\ + \left(S_{(t,c,j)}^{(DA,dch)} + s_{(t,c,j,cn)}^{(dch)^{up}} - s_{(t,c,j,cn)}^{(dch)^{dw}} \right) = 0 \\ \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Theta, \Omega_{cn}) \quad (5.26)$$

$$\sum_j^n q_{(t,c,j,cn)}^{(c)rt} = \sum_j^n q_{(t,c,j,cn)}^{(p)rt}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Theta, \Omega_{cn}) \quad (5.27)$$

$$\sum_j^n \alpha_{(t,c,j,cn)}^{(up)rt} = \sum_{com}^{\Omega_c} q_{(t,c,com,cn)}^{(imp)rt}, \quad \forall (t, c, com, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Theta, \Omega_{cn}) \quad (5.28)$$

$$\sum_j^n \beta_{(t,c,j,cn)}^{(dw)rt} = \sum_{com}^{\Omega_c} q_{(t,c,com,cn)}^{(exp)rt}, \quad \forall (t, c, com, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Theta, \Omega_{cn}) \quad (5.29)$$

$$\sum_{com}^{\Omega_c} q_{(t,c,com,cn)}^{(imp)^{rt}} = \sum_{com}^{\Omega_c} q_{(t,c,com,cn)}^{(exp)^{rt}}, \quad \forall (t, c, com, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{cn}) \quad (5.30)$$

$$\begin{aligned} SOC_{(t,c,j,cn)}^{rt} &= SOC_{(t-1,c,j,cn)}^{rt} \cdot (1 - \lambda^{SD}) \\ &\quad + \eta^{ch} \cdot \left(S_{(t,c,j)}^{DA,ch} - s_{(t,c,j,cn)}^{(ch)^{up}} + s_{(t,c,j,cn)}^{(ch)^{dw}} \right) \\ &\quad - \frac{1}{\eta^{dch}} \cdot \left(S_{(t,c,j)}^{DA,dch} - s_{(t,c,j,cn)}^{(dch)^{dw}} + s_{(t,c,j,cn)}^{(dch)^{up}} \right) \\ &\quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}, \Omega_{cn}) \end{aligned} \quad (5.31)$$

As equações de desvio no modelo (5.32 - 5.35) tem como objetivo capturar a diferença entre a operação programada da rede e a realizada. O desvio, modelado por meio da linearização do valor absoluto da diferença entre programação e realização, expressa precisamente esse descompasso.

É importante destacar que a incorporação desses desvios na função objetivo é fundamental, pois evita que o modelo busque soluções ótimas apenas em termos de custo energético, mas que seriam inviáveis ou excessivamente onerosas quando confrontadas com a realidade operacional. Ao ponderar os desvios pela probabilidade de ocorrência de cada cenário, o modelo internaliza o custo esperado associado a penalidades de desequilíbrio, encargos de balanço e necessidade de ajustes pela operação do sistema. Dessa forma, a otimização não apenas minimiza custos médios de energia, mas também reduz riscos econômicos advindos de divergências entre o programado e o realizado.

Além disso, a presença explícita dos desvios na função objetivo favorece o uso estratégico do sistema de armazenamento. A bateria deixa de ser utilizada apenas para arbitragem temporal de preços e passa a desempenhar papel ativo na mitigação de desequilíbrios, suavizando diferenças entre previsão e realidade. Com isso, o modelo aproxima-se de um despacho mais robusto e aderente às condições reais de mercado e operação, equilibrando custos energéticos e custos de desequilíbrio de maneira integrada.

$$\Delta P_{(t,c,j,cn)} \geq P_{(t,c,j,cn)}^{rt} - P_{(t,c,j)}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, j_{rede}, \Omega_{cn}) \quad (5.32)$$

$$\Delta P_{(t,c,j,cn)} \geq -P_{(t,c,j,cn)}^{rt} + P_{(t,c,j)}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, j_{rede}, \Omega_{cn}) \quad (5.33)$$

$$\Delta L_{(t,c,j,cn)} \geq L_{(t,c,j,cn)}^{rt} - L_{(t,c,j)}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, j_{rede}, \Omega_{cn}) \quad (5.34)$$

$$\Delta L_{(t,c,j,cn)} \geq -L_{(t,c,j,cn)}^{rt} + L_{(t,c,j)}, \quad \forall (t, c, j, cn) \in (T, \Omega_{com}, j_{rede}, \Omega_{cn}) \quad (5.35)$$

Os limites do SOC, em ambos os mercados, são garantidos pela equação 5.36. Além disso, os limites de geração do prossumidor são garantidos por 5.37.

$$\underline{SOC} \leq SOC_{(t,c,j)} \leq \overline{SOC}, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.36)$$

$$\underline{P(t, c, j)} \leq P(t, c, j) \leq \overline{P(t, c, j)}, \quad \forall (t, c, j) \in (T, \Omega_{com}, \Omega_{BESS}) \quad (5.37)$$

5.5 Considerações Finais sobre Comunidades Energéticas Sob Incerteza

O presente capítulo consolidou a formulação matemática necessária para representar a operação das comunidades energéticas em cenários sujeitos a incertezas. A modelagem incorporou aspectos como a variabilidade da geração renovável, a atuação estratégica dos sistemas de armazenamento e a importância de ferramentas estocásticas para lidar com diferentes condições de mercado. Com isso, estabeleceu-se uma estrutura capaz de integrar os mecanismos de compartilhamento, ampliando a análise para um contexto mais realista e dinâmico.

Essa base teórica oferece o suporte necessário para a etapa seguinte, dedicada à avaliação empírica das propostas apresentadas. No próximo capítulo, os modelos formulados apresentados até aqui serão aplicados, permitindo validar hipóteses e evidenciar de que forma os arranjos de compartilhamento, a gestão das baterias e os mecanismos de tomada de decisão sob incerteza podem contribuir para comunidades energéticas mais eficientes, resilientes e sustentáveis.

6 Resultados

6.1 Síntese Conceitual

Este capítulo apresentará os principais resultados obtidos ao longo do estudo, organizados em três eixos complementares: a análise do impacto da inserção de sistemas de armazenamento em baterias em mercados comunitários, a avaliação de diferentes mecanismos de compartilhamento de energia entre os participantes, e a investigação da operação das comunidades energéticas sob condições de incerteza. Para cada eixo, serão descritos os cenários analisados, as implicações econômicas, técnicas e sociais, permitindo compreender como a integração de BESS, a adoção de modelos de compartilhamento e a consideração da variabilidade do sistema contribuem para a eficiência, a equidade e a resiliência das comunidades energéticas.

6.2 Principais Resultados em Mercados Comunitários com BESS

6.2.1 Performance Computacional

As simulações foram realizadas com um processador Intel(R) Core(TM) i5-4210U @ 1,70 GHz, com 8 GB de RAM. Para resolver o problema de otimização, foi utilizado um solver de programação linear inteira mista. Destaca-se que o tempo computacional foi de aproximadamente 5 minutos para a simulação anual em todos os casos, com exceção do Caso 2, que levou cerca de 10 minutos.

6.2.2 Descrição Geral do Cenário

Com o objetivo de validar o modelo proposto e ilustrar seu potencial de aplicação em contextos reais, foi elaborado um estudo de caso cuidadosamente estruturado. Esse estudo busca avaliar os impactos que um mesmo recurso de armazenamento, representado por um sistema de baterias com capacidade fixa, pode exercer ao ser inserido em diferentes camadas dentro de um mercado comunitário de energia.

A análise proposta permite observar como a localização e a função atribuída ao sistema de armazenamento influenciam diretamente os resultados operacionais e econômicos da comunidade como um todo. Ao simular diferentes cenários, em que o BESS é posicionado ora como um ativo comum, ora como um recurso individual, é possível compreender como as estratégias de compartilhamento e o desenho institucional do mercado afetam o aproveitamento do armazenamento.

Os detalhes e resultados desse estudo são apresentados a seguir, oferecendo subsídios concretos para a discussão sobre o papel estratégico do armazenamento de energia em comunidades energéticas.

6.2.2.1 Caso Base – Um Mercado Comunitário Sem BESS

Como base para o estudo, foi considerado um mercado comunitário composto por nove prosumidores, todos equipados com sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades. Os dados de consumo e geração de energia desses agentes foram originalmente coletados a partir de residências localizadas na Austrália, no período compreendido entre julho de 2012 e junho de 2013 (RATNAM et al., 2017).

Com o intuito de representar um mercado mais heterogêneo e refletir a diversidade de perfis energéticos normalmente observada em comunidades reais, esses nove prosumidores foram organizados em três comunidades distintas, com base em suas respectivas capacidades de geração. Conforme apresentado na Tabela 1, a Comunidade 1 agrupa os prosumidores com menor geração fotovoltaica, enquanto a Comunidade 3 é composta por aqueles com maior capacidade de geração fotovoltaica. Já a Comunidade 2 concentra agentes com capacidades mais discrepantes entre si, promovendo uma combinação intermediária entre os dois extremos.

Essa organização visa explorar diferentes dinâmicas de compartilhamento e interação dentro do mercado comunitário, permitindo observar como a diversidade entre os participantes pode influenciar a eficiência e os benefícios das estratégias coletivas de operação e uso do armazenamento.

Tabela 1 – Capacidade Nominal de Geração (kWp) dos prosumidores

Agente	Comunidade 1	Comunidade 2	Comunidade 3
prosumidor 1	2	2	6,2
prosumidor 2	2,7	4,2	8
prosumidor 3	3	8	9,9

6.2.2.2 Estudos de Caso – Inserção de BESS nas Diferentes Camadas do Mercado

Com o objetivo de analisar de forma aprofundada os impactos que uma determinada capacidade de armazenamento pode exercer sobre o mercado comunitário previamente descrito, foram consideradas três possibilidades distintas de posicionamento do sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS), conforme ilustrado na figura 2.

No Caso 1, considerou-se que os nove prosumidores adquiriram individualmente um sistema de armazenamento de energia por baterias. Estes consumidores passam a ser classificados assim como *prosumages*, ou seja, consumidores que, além de atuarem como produtores, também detêm sistemas de armazenamento de energia, conforme ilustrado na figura 2.a. A capacidade de armazenamento de cada BESS foi dimensionada com base no consumo médio de energia de cada agente. A partir dessa configuração inicial, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Capacidade Nominal de Armazenamento (kWh) Adotada para os Agentes

Caso	Agente	Comunidade			
		1	2	3	Extra
1	prossumidor 1	1,65	1,65	3,3	—
1	prossumidor 2	1,65	1,65	3,3	—
1	prossumidor 3	3,3	3,3	3,3	—
2	Intracomunitária	6,6	6,6	9,9	—
3	Intercomunitária	—	—	—	23,1

No que diz respeito à operação desses BESS individuais, não foram impostas restrições contextuais específicas. Dessa forma, cada *prossumage* foi considerado livre para compartilhar ou comercializar a energia armazenada em seu respectivo sistema, além de negociar o excedente energético resultante do balanço entre sua geração fotovoltaica e seu consumo. Essa liberdade operacional visa simular um cenário em que os agentes possuem total autonomia sobre seus ativos energéticos, refletindo arranjos descentralizados e voltados à maximização do benefício individual dentro do mercado comunitário.

No Caso 2, a configuração considerada parte da premissa de que, em vez de cada prossumidor adquirir um BESS próprio, cada comunidade opta por adquirir um sistema de armazenamento coletivo intracomunitário, como ilustrado na figura 2.b. Conforme pode ser verificado na Tabela 2, a capacidade de armazenamento de cada BESS intracomunitário foi definida a partir da soma das capacidades atribuídas a cada agente da respectiva comunidade no Caso 1.

No que se refere à operação desses sistemas, estabeleceu-se que cada BESS intracomunitário atenderia igualmente todos os agentes de sua comunidade, independentemente de suas contribuições individuais para a carga total. O custo associado ao compartilhamento de energia entre os membros da comunidade foi considerado uniforme, equivalente àquele praticado nas demais transações entre agentes comunitários. Adicionalmente, definiu-se que os BESS intracomunitários poderiam interagir com o mercado externo, da mesma forma que qualquer outro agente. No entanto, por serem considerados bens coletivos da comunidade, e não ativos de terceiros, foi estabelecido que seu consumo e fornecimento de energia não poderiam ultrapassar os limites definidos pela respectiva capacidade da bateria, ou seja, adotam-se regras de alocação que disciplinam como a capacidade é distribuída entre os participantes, de modo a preservar o caráter compartilhado do recurso e evitar concentrações indevidas de uso.

No Caso 3, considerou-se uma abordagem ainda mais agregada, em que as três comunidades que compõem o mercado se uniram para adquirir um único sistema de armazenamento coletivo intercomunitário, representado na figura 2.c. Conforme indicado na Tabela 2, a capacidade de armazenamento desse BESS intercomunitário foi definida pela soma das capacidades dos sistemas individuais atribuídas a todos os agentes no Caso 1.

Embora esse sistema seja entendido como um bem coletivo de todas as comunidades participantes, definiu-se que os custos associados às suas transações energéticas com os demais agentes seguiriam os mesmos critérios aplicáveis às trocas de importação e exportação entre comunidades. Isso implica que, mesmo sendo um recurso compartilhado em escala mais ampla, a lógica econômica das interações permanece alinhada com as estruturas tarifárias estabelecidas entre os blocos comunitários, garantindo a equidade e a consistência regulatória.

Por fim, para os três estudos de caso analisados, foram considerados os mesmos parâmetros técnicos apresentados na Tabela 3, os quais caracterizam as restrições tecnológicas associadas à operação dos BESS. Com isso, estabeleceu-se uma base comum de comparação, permitindo a avaliação objetiva dos impactos operacionais e econômicos de cada arranjo de posicionamento dos sistemas de armazenamento dentro do mercado comunitário.

Tabela 3 – Principais Parâmetros Técnicos do BESS

Parâmetro	Valor	Referência
$\underline{SOC} / \overline{SOC}$	0,2 / 0,8	(LONG et al., 2018)
$\lambda^{ch} / \lambda^{dch}$	0,5 / 0,9375	(Power Plus Energy, 2021)
λ_{sd}	8.6086×10^{-6}	(Power Plus Energy, 2021)
η_c / η_d	0,96 / 0,96	(Power Plus Energy, 2021)

6.2.3 Análise dos Resultados Obtidos

Considerando as análises realizadas, é possível observar nas Tabelas 4 e 5 os resultados obtidos a partir do modelo proposto, destacando suas características e particularidades em cada cenário estudado. Essas tabelas oferecem uma visão detalhada do desempenho dos diferentes casos, permitindo avaliar de forma clara os impactos das variações nos parâmetros e configurações adotadas, bem como suas implicações para os agentes e para o mercado comunitário como um todo.

Em suma, os resultados das simulações mostram como diferentes formas de integração de BESS influenciam o desempenho de comunidades energéticas, considerando indicadores como energia compartilhada, equilíbrio entre agentes (QoS), satisfação (QoE) e bem-estar social.

Tabela 4 – Principais resultados econômicos encontrados nas simulações realizadas.

Caso Analisado	SW	Energia compartilhada dentro das comunidades (q_j)		Trocas de energia no mercado (q^{imp}, q^{exp})	
		Disponibilizado	Consumido	Importado	Exportado
Caso Base	2649,60 m.u.	1456,10 kWh	-1456,10 kWh	43754 kWh	43754 kWh
Caso 1	2359.10 m.u.	2096,20 kWh	-2096,20 kWh	37809 kWh	37809 kWh
Caso 2	2885 m.u.	44459 kWh	-44459 kWh	45284 kWh	45284 kWh
Caso 3	2976.30 m.u.	1451.70 kWh	-1451.70 kWh	57506 kWh	57506 kWh

Tabela 5 – Resultados de QoS e QoE das simulações.

Caso Analisado	QoS		QoE	
	Média	DP	Média	DP
Caso Base	0,7344	0,0850	0,7529	0,4014
Caso 1	0,7361	0,0952	0,3955	0,3656
Caso 2	0,6875	0,0695	0,8955	0,1978
Caso 3	0,7392	0,0858	0,7526	0,4006

- i Caso 1 – BESS individual: Houve um aumento de cerca de 44% na energia compartilhada entre os agentes, sem comprometer o equilíbrio da comunidade (QoS permaneceu estável). No entanto, as trocas de energia com o mercado externo foram reduzidas em 14%, indicando maior autossuficiência dos prossumidores. Essa autonomia resultou em uma queda significativa na QoE (quase 50% menor) e uma leve redução no SW, sinalizando menor satisfação geral dos participantes. Com isso, nesse caso a flexibilidade é gerida de forma descoordenada e estritamente orientada ao interesse de cada unidade. Isso aumenta a autossuficiência e reduz as trocas com o mercado externo, mas não explora o potencial de cooperação entre os participantes, ou seja, cada agente otimiza isoladamente o seu perfil. Em termos econômicos e de bem-estar, isso se traduz em ganhos limitados para a comunidade como um todo, o que é compatível com a queda observada na QoE e com a redução no SW, apesar do aumento na energia compartilhada.
- ii Caso 2 – BESS intracomunitário: Com a inclusão de um BESS dentro das comunidades, o volume de energia compartilhada cresceu de forma expressiva, cerca de 30 vezes em relação ao caso base. Isso melhorou a satisfação dos agentes (QoE subiu 19%) e reduziu a desigualdade entre eles (o desvio padrão da QoE caiu pela metade). Apesar de uma pequena queda na QoS (–6%), o SW teve um aumento de quase 10%, mostrando que a presença do BESS intracomunitário fortaleceu a coesão e eficiência interna das comunidades. Dessa forma, é possível concluir que a flexibilidade passa a ser coordenada em nível de comunidade, transformando o BESS em um recurso comum. Tal coordenação permite aproveitar de maneira mais eficiente os diferentes perfis de geração e consumo, redistribuindo benefícios de custos entre os agentes e reduzindo assimetrias. O aumento expressivo da energia compartilhada, o crescimento da QoE, a redução da sua dispersão e o acréscimo no SW refletem justamente essa melhor utilização coletiva da flexibilidade disponível.
- iii Caso 3 – BESS intercomunitário: Neste cenário, o BESS atua entre as comunidades e o mercado externo. Ele não afetou significativamente o equilíbrio ou o compartilhamento interno de energia (QoS e energia compartilhada semelhantes ao caso base), mas aumentou as trocas externas em 32%. O QoE permaneceu praticamente inalterado, indicando que os agentes não sentiram grande impacto direto. No entanto, o SW aumentou em 12,33%,

sugerindo que o BESS intercomunitário funcionou como um mediador eficiente entre as comunidades e o ambiente externo, contribuindo para o bem-estar coletivo. Desse modo, como a coordenação se dá em um nível mais agregado, o padrão de consumo interno é pouco alterado, o que explica a estabilidade da QoE e da QoS. Ainda assim, a melhora nas condições de troca com o mercado resulta em aumento do SW, indicando ganho de eficiência em escala sistêmica.

Com o objetivo de validação do modelo proposto, e para analisar de forma mais concreta as mudanças ocorridas no mercado de energia estudado, foi apresentado o balanço energético referente ao dia 6, às 14 horas, na Tabela 6. Vale destacar que os resultados desta subseção referem-se ao Caso 1, que corresponde ao cenário com maior inserção de BESSs. Por meio da figura 4, é possível acompanhar o estado de carga dos BESSs ao longo desse mesmo dia. Os resultados obtidos no balanço energético podem ser interpretados da seguinte forma:

- Comunidade 1: (i) prosumidor 1 exporta 0,4872 kWh da sua geração solar e 0,3619 kWh do seu BESS para a comunidade; (ii) prosumidor 2 importa a quantidade do prosumidor 1 e mais 0,4755 kWh do seu próprio BESS, além de 0,6534 kWh de outras comunidades; (iii) prosumidor 3 importa 0,9442 kWh do seu BESS e 0,7298 kWh de outras comunidades;
- Comunidade 2: (i) prosumidor 1 exporta 0,4872 kWh da sua geração solar para outras comunidades/agente externo e 0,4045 kWh do seu BESS para o prosumidor 2; (ii) prosumidor 2 importa 0,7902 kWh da sua própria comunidade para suprir a carga doméstica e carregar seu BESS; (iii) prosumidor 3 exporta 1,9350 kWh da sua geração solar para outras comunidades/agente externo e 0,3857 kWh do seu BESS para o prosumidor 2;
- Comunidade 3: (i) prosumidor 1 exporta 0,0296 kWh da sua geração solar e 0,0148 kWh do seu BESS para outras comunidades/agente externo; (ii) prosumidor 2 exporta 1,9350 kWh da sua geração solar para outras comunidades/agente externo; (iii) prosumidor 3 exporta 1,4388 kWh da sua geração solar para outras comunidades/agente externo;
- Agente externo importa 4,4572 kWh das comunidades 2 e 3.

A partir dos resultados apresentados, foi possível observar que a Comunidade 2 consegue suprir suas próprias necessidades no período considerado e exportar o excedente de energia, sendo o BESS um elemento fundamental para a autossuficiência dessa comunidade. A Comunidade 3, composta pelos maiores prosumidores, exporta toda a sua produção excedente, sem necessidade de compartilhamento interno. Por outro lado, a Comunidade 1, formada por prosumidores menores, além das trocas internas, precisa importar energia para atender à demanda de todos os seus agentes. Nesse contexto, verifica-se que o alinhamento otimizado das configurações e objetivos dos membros das comunidades pode contribuir de forma positiva tanto para o mercado quanto para o sistema como um todo.

Tabela 6 – Balanço de energia – Caso 1.

Agentes de Mercado	p	q	α	β	s
Comunidade 1					
prosumidor 1	-0,4872	0,8491	0	0	-0,3619
prosumidor 2	1,9780	-0,8491	0,6534	0	-0,4755
prosumidor 3	1,6740	0	0,7298	0	-0,9442
Comunidade 2					
prosumidor 1	-0,4872	0,4045	0	0,4872	-0,4045
prosumidor 2	0,6852	-0,7902	0	0	0,1050
prosumidor 3	-1,9350	0,3857	0	1,9350	-0,3857
Comunidade 3					
prosumidor 1	-0,0296	0	0	0,0444	-0,0148
prosumidor 2	-1,9350	0	0	1,9350	0
prosumidor 3	-1,4388	0	0	1,4388	0
Player Externo	4,4572	0	4,4572	0	0

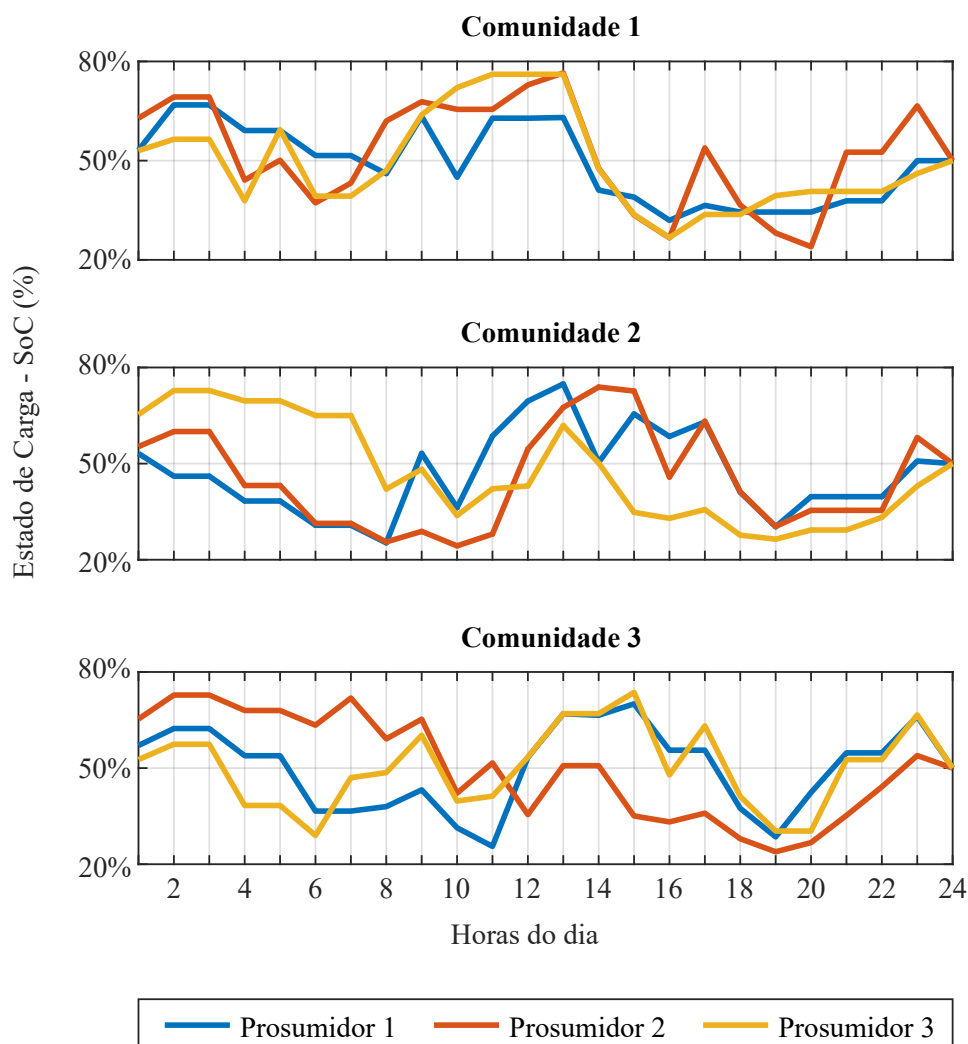


Figura 4 – Estado de carga para o caso 1 durante o dia 6.

Em suma, os resultados evidenciam a importância do papel desempenhado pelos sistemas de armazenamento e pelas características específicas de cada comunidade para o equilíbrio

energético e econômico no mercado estudado. A análise das métricas sociais, como a QoS e a QoE, reforça como a satisfação e a equidade entre os agentes são impactadas pelas dinâmicas internas de compartilhamento e pelas interações com o mercado externo.

6.3 Principais Resultados de Mecanismos de Compartilhamento

6.3.1 Performance Computacional

Para as simulações foi utilizado um processador AMD Ryzen 5 PRO 4650U, 2,10 GHz, com 16 GB de RAM. As simulações foram executadas para todo o ano de 2021 ($T = 8760$) e a análise gráfica foi feita para o primeiro dia desse ano. Destaca-se que o tempo total gasto em cada simulação, considerando as configurações de hardware mencionadas, foi de aproximadamente 4 minutos.

6.3.2 Contextualização dos Cenários

O cenário em análise considera uma única comunidade habitacional composta por três perfis distintos de participantes. Para esta comunidade, dois ativos coletivos estão disponíveis, permitindo avaliar diferentes dinâmicas de compartilhamento de energia. Os valores aplicados para o preço da energia no varejo e para a tarifa de acesso à rede elétrica foram definidos com base na estrutura tarifária por horário (ToU) vigente em Portugal, conforme regulamentação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (ENERGÉTICOS,).

A comunidade é formada por cinco agentes. Os agentes 1, 2 e 5 são caracterizados como prosumagers, ou seja, consumidores que não apenas produzem energia, mas também possuem sistemas de armazenamento, podendo atuar ativamente no mercado. O agente 3, por sua vez, é um consumidor convencional, enquanto o agente 4 é um prosumer, que gera parte da energia que consome, mas não possui sistema de armazenamento. Cada um dos agentes possui uma potência contratada de 10,35 kVA, assegurando uniformidade na capacidade de fornecimento contratual.

A configuração dos agentes foi cuidadosamente definida para refletir a diversidade de perfis encontrada em comunidades reais. Tal diversidade é apresentada na Tabela 7, que resume as principais características de cada agente. Essa heterogeneidade contribui para que os resultados obtidos a partir das simulações se aproximem das condições práticas de operação de uma comunidade energética.

Tabela 7 – Características dos Agentes

Agentes	prosumidor	Consumidor	BESS
1	✓	-	✓
2	✓	-	✓
3	-	✓	-
4	✓	-	-
5	✓	-	✓

Além das tecnologias individuais, como os sistemas fotovoltaicos (PV) e os sistemas de armazenamento de energia em baterias, tanto os agentes quanto a própria comunidade estão equipados com ativos compartilhados, especificamente a geração comunitária fotovoltaica (CPV) e o sistema comunitário de armazenamento de energia. Esses ativos coletivos desempenham um papel crucial na gestão energética da comunidade e na promoção de eficiência e resiliência energética.

As Tabelas 8 a 9 apresentam as características técnicas consideradas na análise de cada um desses recursos. A Tabela 8, por exemplo, detalha as especificações técnicas do BESS individual, incluindo os parâmetros do inversor que o acompanha, elemento essencial para a conversão e controle da energia armazenada.

De forma análoga, a Tabela 9 reúne os dados técnicos utilizados para representar o sistema de armazenamento comunitário, juntamente com seu inversor dedicado, cujas características refletem as necessidades coletivas dos participantes do mercado energético local.

Por fim, a Tabela 10 apresenta a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos de cada agente, bem como da unidade de geração compartilhada utilizada na análise. Esses dados permitem uma compreensão mais precisa da capacidade de geração distribuída no contexto comunitário e são fundamentais para a modelagem dos fluxos energéticos e para a avaliação do desempenho dos ativos individuais e compartilhados.

Tabela 8 – BESS Características

Dado	Valor	Referência
Energia Total	3,3 kWh	(CHEM, 2022)
Energia Utilizável	2,9 kWh	
Capacidade	63 Ah	
Potência Máxima	3 kW	
Potência de Pico	3,3 kW	
Eficiência de Carga	0,88	(SMA, 2022b)
Eficiência de Descarga	0,88	
Eficiência do Inversor	0,953	
Potência Nominal do Inversor	2,3 kW	

Tabela 9 – CESS Características

Dado	Valor	Referência
Energia Total	13,1 kWh	(CHEM, 2022)
Energia Utilizável	12,4 kWh	
Capacidade	252 Ah	
Potência Máxima	5 kW	
Potência de Pico	7 kW	
Eficiência de Carga	0,9	(SMA, 2022a)
Eficiência de Descarga	0,9	
Eficiência do Inversor	0,983	
Potência Nominal do Inversor	10 kW	

Tabela 10 – PV and CPV Características

Ativo	Capacidade Nominal
PV	6 kWp
CPV	10kWp

Os ativos compartilhados são distribuídos entre os agentes de acordo com o princípio econômico adotado pela comunidade de energia, conforme resumido na Tabela 11. Cada mecanismo estabelece de maneira distinta a alocação de benefícios e responsabilidades relacionados aos recursos coletivos, como o sistema comunitário de armazenamento de energia e a geração fotovoltaica compartilhada, influenciando diretamente a participação de cada membro da comunidade.

Tabela 11 – Visão geral das diferentes abordagens econômicas propostas para o compartilhamento de ativos em um mercado de energia comunitário.

Economia de compartilhamento total	
RePro justice	Distributive justice
Gerencia as trocas com os ativos comunitários de acordo com o poder de troca dos agentes e compartilha os custos operacionais de forma equitativa.	Gerencia as operações de maneira economicamente justa, as participações nos ativos comunitários são divididas igualmente entre todos os membros e as trocas são realizadas conforme essas participações.
Proportional-sharing economy	
O gestor comunitário é responsável por garantir que as trocas de energia realizadas por cada agente com os ativos comunitários estejam em conformidade com suas cotas de participação pré-estabelecidas.	

Com o objetivo de ilustrar essas diferenças, as Tabelas 12 e 13 apresentam, respectivamente, a parcela atribuída a cada agente em relação aos ativos CESS e CPV, em uma comparação direta entre os distintos princípios econômicos considerados na análise. Essas tabelas permitem visualizar de forma clara como as decisões de alocação influenciam a distribuição dos ativos e, consequentemente, os resultados operacionais e financeiros dentro da comunidade.

Especificamente, a Tabela 12 demonstra a fração do CESS atribuída a cada agente sob os diferentes modelos econômicos estudados. Destaca-se, nesse caso, o intervalo de tempo entre a hora 1 e a hora 24, com o intuito de evidenciar o dinamismo proporcionado pela justiça RePro, um princípio que ajusta continuamente a alocação dos recursos com base na participação e nas necessidades ao longo do tempo.

Para facilitar a leitura e identificação dos agentes nas tabelas, adotou-se a convenção de utilizar a letra "A" seguida do número correspondente ao agente. Por exemplo, "A1" refere-se ao agente 1 da comunidade, "A2" ao agente 2, e assim sucessivamente. Essa notação padronizada contribui para a clareza da apresentação dos dados e para a interpretação dos resultados obtidos.

A Tabela 13 apresenta as proporções de participação assumidas por cada agente da comunidade em relação ao recurso de geração fotovoltaica compartilhada, considerando os

Tabela 12 – Distribuição da Cota do CESS por Agente

Tempo (hora)	CESS														
	Total-Sharing										Proportional-Sharing				
	RePro justice					Distributive Justice									
	A1	A2	A3	A4	A5	A1	A2	A3	A4	A5	A1	A2	A3	A4	A5
1	0,358	0,136	0,309	0,148	0,049	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
2	0,048	0,262	0,357	0,286	0,048	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
3	0,059	0,294	0,441	0,147	0,059	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
4	0,042	0,333	0,333	0,208	0,083	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
5	0,226	0,290	0,258	0,161	0,065	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
6	0,080	0,320	0,320	0,200	0,080	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
7	0,019	0,496	0,254	0,178	0,051	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
8	0,200	0,284	0,209	0,102	0,206	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
9	0,377	0,076	0,329	0,023	0,195	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
10	0,015	0,162	0,450	0,200	0,173	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
11	0,249	0,200	0,188	0,200	0,163	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
12	0,116	0,083	0,277	0,317	0,207	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
13	0,060	0,145	0,408	0,255	0,132	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
14	0,108	0,162	0,396	0,330	0,004	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
15	0,124	0,244	0,396	0,232	0,004	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
16	0,114	0,048	0,636	0,130	0,072	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
17	0,090	0,099	0,729	0,060	0,022	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
18	0,055	0,024	0,652	0,231	0,039	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
19	0,097	0,121	0,422	0,228	0,133	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
20	0,246	0,092	0,352	0,184	0,126	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
21	0,255	0,061	0,349	0,226	0,109	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
22	0,207	0,054	0,304	0,288	0,147	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
23	0,194	0,067	0,261	0,321	0,158	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0
24	0,109	0,084	0,193	0,454	0,160	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0	0	0,5	0,5	0

diferentes modelos econômicos analisados. Essa tabela permite observar como a escolha do princípio econômico influencia diretamente a forma como os benefícios provenientes da geração solar são distribuídos entre os membros da comunidade.

Diferentemente do que foi apresentado na Tabela 12, que trata da alocação do CESS, a Tabela 13 destaca-se por evidenciar uma ampliação no número de agentes participantes da CPV. Esse aumento na participação está relacionado à característica própria da geração distribuída, que tende a ter uma inserção mais democrática e acessível, especialmente em abordagens econômicas que favorecem uma maior inclusão.

No contexto do modelo, essa maior acessibilidade e a característica mais democrática da CPV são impulsionadas pela parametrização de participação $Y_{(t,i,J)}$ nos ativos coletivos e pelos sinais econômicos internos (π^{LEM} , γ^{LEM}), que atuam na redução das barreiras de entrada e permitem cotas fracionadas de uso. A flexibilidade proporcionada pelo CESS, ao respeitar seus limites de capacidade ($CESS_{max}$), taxas de carga e descarga (λ^{ch} , λ^{dch}) e limites de SOC, contribui para suavizar a variabilidade da geração e sustentar a adesão de perfis diversos de participantes. Essa natureza mais democrática pode ser quantificada e demonstrada empiricamente através de métricas como o aumento da QoS (Equação (3.11)), que indica uma

menor concentração das trocas energéticas; a elevação da QoE (Equação (3.12)), que reflete uma redução na variabilidade da satisfação dos usuários ($\sigma(\zeta_j)$). Mesmo diante de mudanças nas características da comunidade ou dos recursos energéticos distribuídos (REDs), a ampliação da participação tende a se manter quando a parametrização Y é mais disseminada e quando os sinais econômicos internos e a flexibilidade do CESS garantem a preservação dos custos e a previsibilidade de uso.

Além disso, enquanto no CESS a alocação pode ser mais sensível ao perfil de consumo e ao comportamento dinâmico dos agentes ao longo do tempo, a partilha da CPV reflete um padrão mais estático em certas abordagens, revelando diferentes graus de equidade e eficiência na distribuição dos recursos energéticos. Essa distinção entre os dois ativos compartilhados reforça a importância de compreender o impacto de cada princípio econômico adotado na operação de comunidades energéticas e no alcance de seus objetivos sociais, técnicos e financeiros.

Tabela 13 – Distribuição da Cota de CPV por Agente

Tempo (hora)	CPV														
	Total-Sharing										Proportional-Sharing				
	RePro justice					Distributive Justice									
	A1	A2	A3	A4	A5	A1	A2	A3	A4	A5	A1	A2	A3	A4	A5
1	0,358	0,136	0,309	0,148	0,049	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
2	0,048	0,262	0,357	0,286	0,048	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
3	0,059	0,294	0,441	0,147	0,059	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
4	0,042	0,333	0,333	0,208	0,083	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
5	0,226	0,290	0,258	0,161	0,065	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
6	0,080	0,320	0,320	0,200	0,080	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
7	0,019	0,496	0,254	0,178	0,051	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
8	0,200	0,284	0,209	0,102	0,206	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
9	0,377	0,076	0,329	0,023	0,195	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
10	0,015	0,162	0,450	0,200	0,173	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
11	0,249	0,200	0,188	0,200	0,163	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
12	0,116	0,083	0,277	0,317	0,207	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
13	0,060	0,145	0,408	0,255	0,132	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
14	0,108	0,162	0,396	0,330	0,004	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
15	0,124	0,244	0,396	0,232	0,004	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
16	0,114	0,048	0,636	0,130	0,072	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
17	0,090	0,099	0,729	0,060	0,022	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
18	0,055	0,024	0,652	0,231	0,039	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
19	0,097	0,121	0,422	0,228	0,133	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
20	0,246	0,092	0,352	0,184	0,126	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
21	0,255	0,061	0,349	0,226	0,109	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
22	0,207	0,054	0,304	0,288	0,147	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
23	0,194	0,067	0,261	0,321	0,158	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0
24	0,109	0,084	0,193	0,454	0,160	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,1	0

6.3.3 Validação dos Modelos de Economias Compartilhadas

No contexto das economias compartilhadas, o estudo apresentado por (GUEDES et al., 2024) analisa todas as distintas formas apresentadas anteriormente em mercados comunitários,

destacando como essas variações operacionais se relacionam diretamente com as regras previamente estabelecidas no modelo matemático de mercados centrados no consumidor. A alocação e o uso desses ativos energéticos, especialmente os BESS, são condicionados por configurações técnicas e políticas de governança, que determinam como os recursos são compartilhados entre os agentes da comunidade.

O estudo evidencia que os efeitos gerados sobre a dinâmica do mercado podem variar significativamente a depender da forma como esses recursos são disponibilizados aos membros. A pesquisa considera diferentes cenários de uso, permitindo avaliar os impactos que distintas estratégias de compartilhamento podem ter sobre a eficiência das operações, a distribuição dos benefícios e a sustentabilidade do modelo coletivo. Esses cenários refletem desde estruturas com repartição igualitária até modelos baseados em quotas proporcionais de participação, como discutido anteriormente.

Dessa forma, o trabalho de (GUEDES et al., 2024) contribui para aprofundar a compreensão sobre a relação entre estrutura de governança, justiça distributiva e desempenho técnico-econômico em comunidades energéticas. A seguir, apresentam-se os principais pontos identificados no estudo, com base na comparação entre os diferentes arranjos de compartilhamento analisados.

6.3.3.1 Economia de Compartilhamento Total

As figuras 5 e 6 mostram como os membros da comunidade utilizam os ativos coletivos sob diferentes modelos econômicos. Os gráficos (a) e (b) referem-se ao modelo CESS, enquanto o gráfico (c) mostra o CPV.

No modelo distributivo (figura 5), cada agente participa de forma igual, tanto que no gráfico da CPV, nota-se claramente que cada agente participa com a mesma cota de participação que os demais membros da comunidade e, consequentemente, todos recebem uma parcela igual da produção fotovoltaica desse ativo. O mesmo ocorre com o CESS, em que cada agente possui uma cota fixa de participação durante todo o período simulado e exclusividade sobre a energia que ele próprio armazenou. Como se observa no gráfico, o balanço energético de cada agente ao final do dia é nulo, o que significa que cada um utiliza apenas a energia armazenada por si no CESS. Vale destacar que, embora cada agente esteja limitado a 20% de participação em qualquer ativo coletivo, já que a comunidade é composta por 5 agentes e as cotas devem ser distribuídas igualmente, essa limitação se aplica apenas às cargas realizadas em cada intervalo de tempo, mas não às descargas. Por exemplo, na hora 14, o agente 3 possui cerca de 6 kWh armazenados no CESS e descarrega quase toda essa energia na hora 15, quando o preço de mercado é o mais alto, enquanto os outros agentes realizam descargas menores.

No modelo RePro (figura 6), os agentes 1, 2 e 4, atuam como doadores de energia por meio do carregamento do CESS. Assim, outros agentes se beneficiam desse excedente de energia, como os agentes 3 e 5, que apresentam saldos negativos de carga/descarga no CESS ao final do

dia. Nos gráficos relacionados ao CESS, não é perceptível a existência de diferentes cotas de participação entre os agentes. No entanto, o gráfico (c) da figura 6 evidencia essas diferenças, já que todos os agentes têm interesse em receber sua parcela individual da geração fotovoltaica da unidade coletiva. Dessa forma, observa-se que há momentos em que qualquer agente pode ter uma participação elevada, por exemplo, o agente 1 no horário 8, e, na hora seguinte, uma participação muito baixa. Isso possibilita, de certa forma, um equilíbrio natural dos custos de energia entre os agentes.

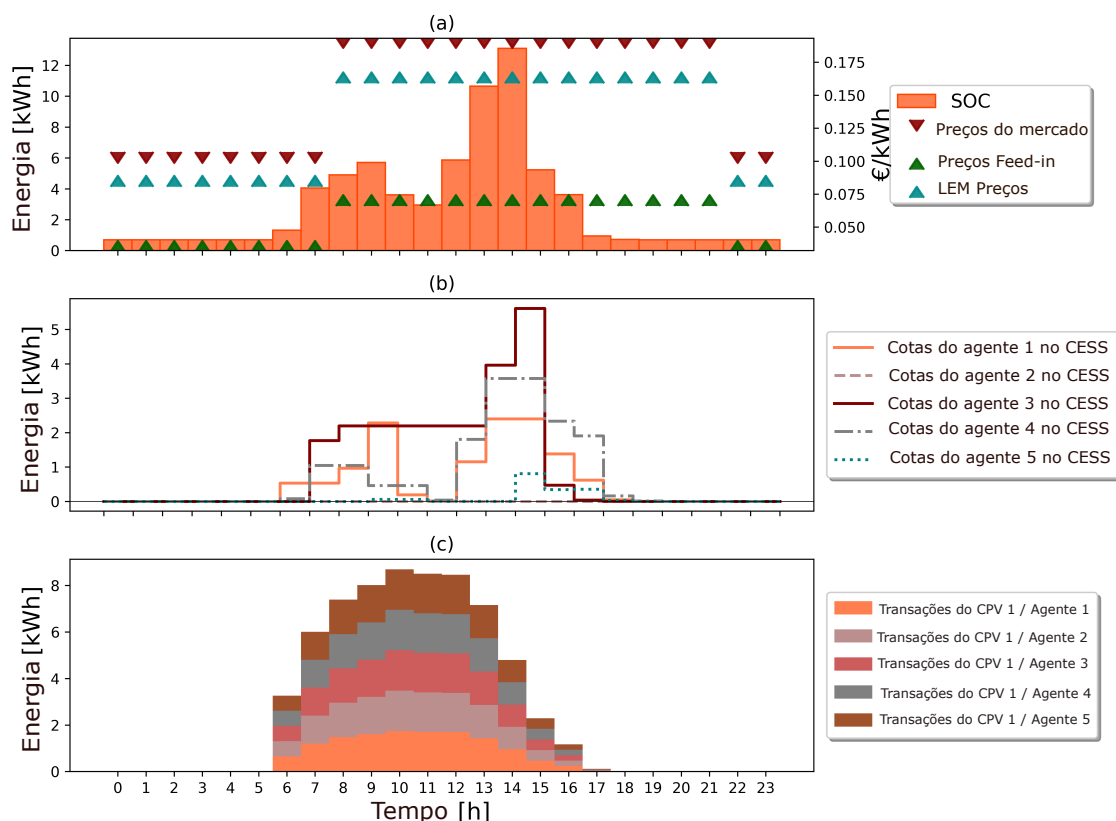


Figura 5 – Perfil dos ativos coletivos no esquema de distribuição de justiça distributiva: (a) Estado de carga do CESS, (b) Estado de carga individual de cada agente no CESS, (c) Perfil das transações do CPV.

6.3.3.2 Abordagem Econômica Proportional-sharing

Na abordagem representada pela figura 7, apenas os agentes 3 e 4 participam do CESS, enquanto todos, exceto o agente 5, possuem cotas definidas no CPV. No gráfico (b), vê-se que somente os agentes 3 e 4 utilizam o CESS, com o princípio do compartilhamento proporcional das cargas e descargas no CESS sendo realizado de acordo com a participação que cada agente possui no ativo. Já no gráfico (c), o agente 3 tem a maior parcela do CPV, seguido pelos agentes 1 e 2 com cotas iguais, e o agente 4 com a menor.

No que diz respeito ao uso do CESS nesse contexto, por meio do gráfico (b) da figura 7, observa-se que, no início do dia, os dois agentes com participação iniciam o processo de

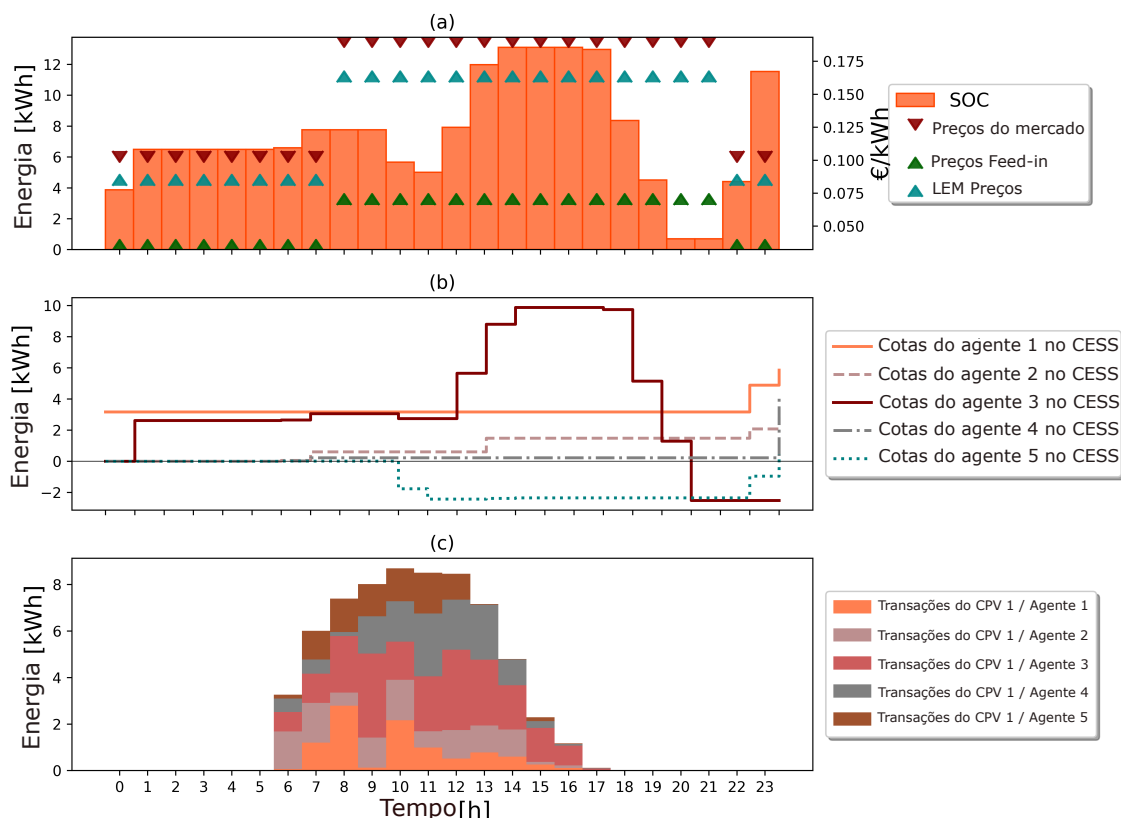


Figura 6 – Perfis dos ativos coletivos no esquema de distribuição de justiça RePro: (a) Estado de carga do CESS, (b) Estado de carga individual de cada agente no CESS, (c) Perfil das transações do CPV.

carregamento. No entanto, pela característica do agente 4 de ser um prosumer, ele adquire maior flexibilidade no uso de sua cota. Considerando que esse agente também possui geração própria, além de sua participação na CPV, ele conquista maior liberdade no uso do CESS, como destacado no gráfico. Enquanto isso, o agente 3, por ser apenas consumidor, utiliza o CESS de forma mais conservadora, sincronizado com sua fração de geração da CPV e em função do preço de mercado.

6.3.3.3 Comparação Econômica

A Tabela 14 resume os custos totais anuais dos agentes em cada abordagem analisada, assim como o bem-estar social da comunidade, um dos principais indicadores para avaliar o desempenho em mercados energéticos comunitários (MORET; PINSON, 2018; SOUSA et al., 2019a).

Os resultados permitem avaliar tanto os custos individuais quanto o impacto coletivo. Para os agentes 1, 2, 4 e 5, o modelo de justiça distributiva é o mais vantajoso, pois apresenta menores custos. No entanto, para o agente 3, que não possui geração ou armazenamento próprios, essa abordagem é a mais onerosa, já que todos compartilham igualmente os ativos da comunidade, o que o desfavorece.

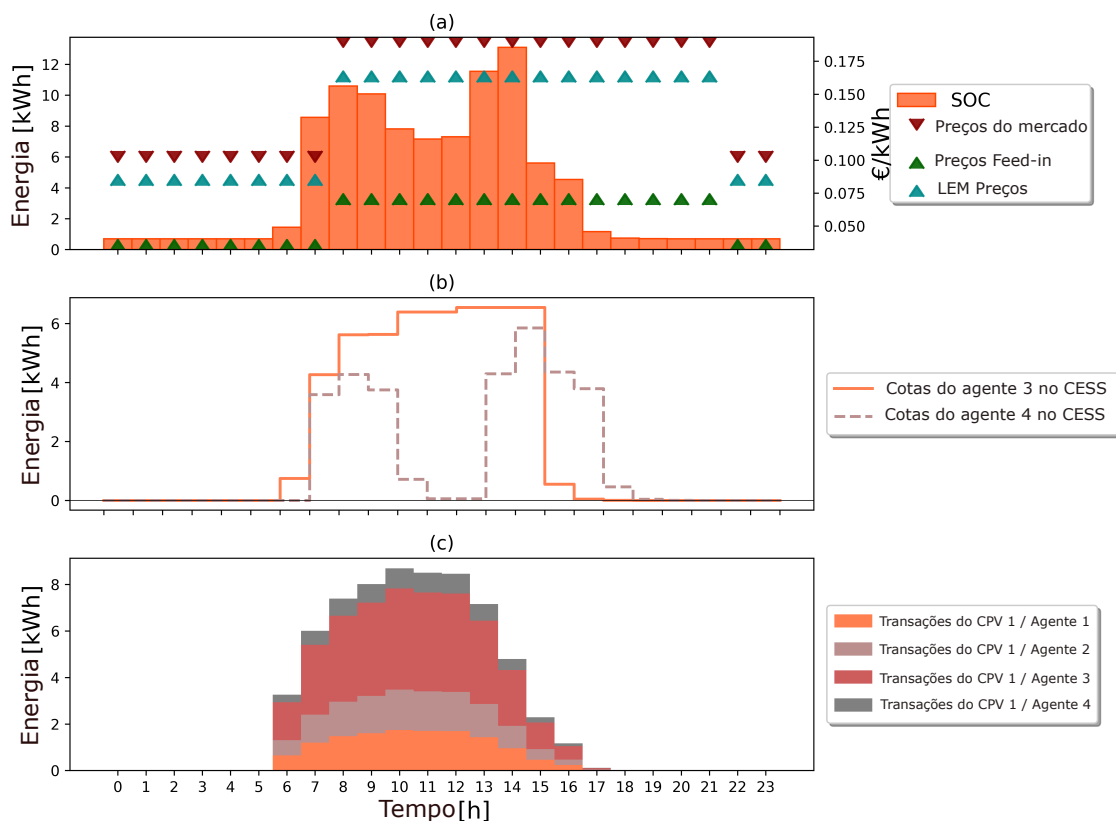


Figura 7 – Perfil dos ativos coletivos no esquema de distribuição por compartilhamento proporcional: (a) Estado de carga do CESS, (b) Estado de carga individual de cada agente no CESS, (c) Perfil das transações do CPV.

Já o modelo baseado na justiça RePro beneficia o agente 3, reduzindo seus custos por meio de uma divisão mais dinâmica e voltada aos menos favorecidos. Como consequência, os demais agentes acabam pagando mais do que na justiça distributiva. Nesse cenário, o foco é aumentar o bem-estar coletivo, mesmo que alguns paguem mais para que outros se beneficiem.

A abordagem de compartilhamento proporcional busca reduzir as diferenças entre os agentes, favorecendo aqueles com menor acesso a tecnologias individuais. Porém, isso também eleva os custos dos demais participantes. Além disso, existe o risco de que agentes com maior poder aquisitivo adquiram a maior parte dos ativos coletivos, limitando o acesso dos demais e comprometendo o propósito da comunidade.

Por fim, o indicador de bem-estar social reflete de forma coerente as análises realizadas: a economia mais justa em termos de distribuição tecnológica e participação nos ativos tende a apresentar os melhores resultados para a comunidade como um todo.

6.3.3.4 Individual vs Coletivo

A análise das abordagens econômicas aplicadas em comunidades energéticas revela uma tensão constante entre os benefícios individuais e os ganhos coletivos. Cada modelo de justiça,

Tabela 14 – Custos totais por agente.

Agentes	Custos Totais (€)		
	Total-Sharing		Proportional-Sharing
	RePro justice	Distributive justice	
1	895,24	766,87	829,16
2	1076,22	981,59	1045,42
3	2179,56	2662,43	1777,81
4	440,15	328,23	550,68
5	487,33	481,12	1086,04
Social Wel- fare	5078,5	5220,24	5289,11

distributiva, RePro e proporcional, oferece diferentes formas de equilibrar os interesses pessoais com os objetivos da comunidade como um todo.

Enquanto algumas estratégias favorecem agentes com maior infraestrutura individual (como geração ou armazenamento próprios), outras buscam compensar desigualdades, promovendo uma redistribuição dos benefícios coletivos. No entanto, essa redistribuição pode gerar conflitos, o que é vantajoso para um agente pode representar custos adicionais para outro.

Essa dualidade entre o individual e o coletivo exige critérios claros de participação nos ativos comuns, bem como mecanismos que garantam o acesso equitativo aos recursos compartilhados, sem comprometer o propósito inclusivo e sustentável das comunidades energéticas.

Dessa forma, para avaliar se é mais vantajoso investir em ativos coletivos ou individuais, foram simulados seis cenários para o agente 3, variando sua participação em sistemas fotovoltaicos e do BESS, tanto privados quanto comunitários (CPV e CESS). A Tabela 15 apresenta os custos totais anuais de cada configuração. As potências dos ativos foram ajustadas para garantir comparações justas entre os casos.

Tabela 15 – Custo total considerando diferentes estruturas (agente 3).

Custos (€)	Ativos			
	BESS	PV	CESS	CPV
1840,17	0	0	0,253	0,5
1969,34	1	1	0	0
3286,23	1	0	0	0
2064,92	0	1	0	0
3288,98	0	0	0,253	0
2051,50	0	0	0	0,5

Os resultados mostram que, ao comparar configurações semelhantes, como CESS e CPV versus BESS e PV, as diferenças de custo são pequenas. No entanto, entre todas as combinações testadas, a mais vantajosa é aquela em que o agente participa dos ativos coletivos CPV e CESS. Em seguida, vem a configuração com ativos totalmente individuais. Isso era esperado, já que

ambos os cenários permitem ao agente gerar e armazenar sua própria energia, o que reduz significativamente seus custos energéticos.

6.4 Principais Resultados em Operação das Comunidades Energéticas Sob Incerteza

6.4.1 Performance Computacional

As simulações foram executadas em um processador 12th Gen Intel(R) Core(TM) i7 (2,30 GHz), com 16 GB de RAM. Para um horizonte de 24 horas, o tempo médio de computação foi de aproximadamente 5 minutos, aumentando à medida que crescem a complexidade do problema, o número de cenários considerados e a quantidade de agentes modelados.

6.4.2 Panorama dos Cenários Avaliados

Nesta seção, os estudos foram conduzidos a partir dos mesmos perfis de prossumidores 1 e 2 descritos na Tabela 1, da seção 6.2. Da mesma forma, foram mantidos os parâmetros técnicos do BESS apresentados na Tabela 3, incluindo uma bateria intracomunitária com capacidade nominal de 3,3 kWh.

A partir desse enquadramento, os experimentos foram organizados nos seguintes panoramas:

- Caso 1: Considera-se inicialmente um cenário determinístico de alta geração fotovoltaica. A escolha desse caso serve como referência para compreender o papel da bateria em condições favoráveis de disponibilidade de energia, nas quais o prossumidor, atuando de forma isolada, pode utilizar a capacidade de armazenamento sobretudo para suavizar variações de curta duração e explorar ganhos econômicos associados à arbitragem energética.
- Caso 2: Em seguida, mantém-se o caráter determinístico, mas sob condições adversas de baixa geração. Este cenário contrasta com o anterior e permite observar como a bateria assume uma função essencialmente de suporte à segurança de suprimento, mitigando déficits energéticos e reduzindo a dependência de importação da rede. O objetivo aqui é avaliar até que ponto a flexibilidade do BESS é capaz de amortecer riscos quando a comunidade enfrenta escassez de geração renovável.
- Caso 3: Avançando para uma abordagem probabilística, considera-se agora a coexistência de dois cenários, um de alta e outro de baixa geração, ambos associados a um único prossumidor e à bateria intracomunitária. Este caso introduz a dimensão da incerteza nas decisões operacionais, de modo que a alocação ótima da bateria passa a refletir o balanço entre oportunidades de arbitragem em condições favoráveis e a necessidade de precaução diante de potenciais déficits. Trata-se, portanto, de uma transição do planejamento determinístico para uma lógica baseada em expectativas ponderadas.

- Caso 4: Por fim, considera-se uma comunidade composta por dois agentes e a mesma bateria intracomunitária, também em um ambiente probabilístico de alta e baixa geração. Este caso amplia a análise ao explorar a interação entre diferentes perfis de prosumidores, destacando os efeitos da complementaridade de cargas e geração. A presença de múltiplos agentes adiciona complexidade ao processo de decisão, mas também potencializa os ganhos coletivos, revelando como a incerteza pode ser mitigada de forma colaborativa em arranjos comunitários.

6.4.3 Cenários Determinísticos de Referência

Na primeira análise, a operação da comunidade é considerada a partir de um cenário determinístico. Essa abordagem estabelece um ponto de partida claro, permitindo observar o desempenho do sistema em duas situações contrastantes: uma de maior disponibilidade de geração (cenário de alta - c_1) e outra em que as condições de mercado e produção renovável se mostram menos favoráveis (cenário de baixa - c_2). A simplicidade desse enquadramento facilita a leitura inicial dos resultados e a compreensão dos impactos diretos de cada condição sobre os custos operacionais e a utilização das baterias.

Esse cenário serve como linha de base para comparações futuras. Ele possibilita identificar, sem a influência de incertezas, como o BESS responde em situações do mercado comunitário. A partir dessa visão inicial, torna-se possível avaliar se a estratégia de operação se mantém consistente diante de condições adversas e favoráveis, preparando o terreno para análises mais complexas que incorporam variações probabilísticas.

Considerando que a geração se apresenta como a principal variável de interesse para os estudos de variação em tempo real, apresentam-se a seguir, na Tabela 16, os valores considerados para cada um dos cenários analisados.

Tabela 16 – Perfis de geração considerados para os cenários em tempo real (kW).

Hora	Cenário 1	Cenário 2
9	0,238	0,143
10	0,324	0,194
11	0,389	0,233
12	0,425	0,255
13	0,418	0,251
14	0,405	0,243
15	0,333	0,200

A seguir é possível observar e analisar os resultados de forma gráfica dos dois cenários considerados nesse caso.

No primeiro cenário determinístico apresentado na figura 8, observa-se a operação do sistema em um cenário de uma geração em tempo real maior em quase todo o período do que

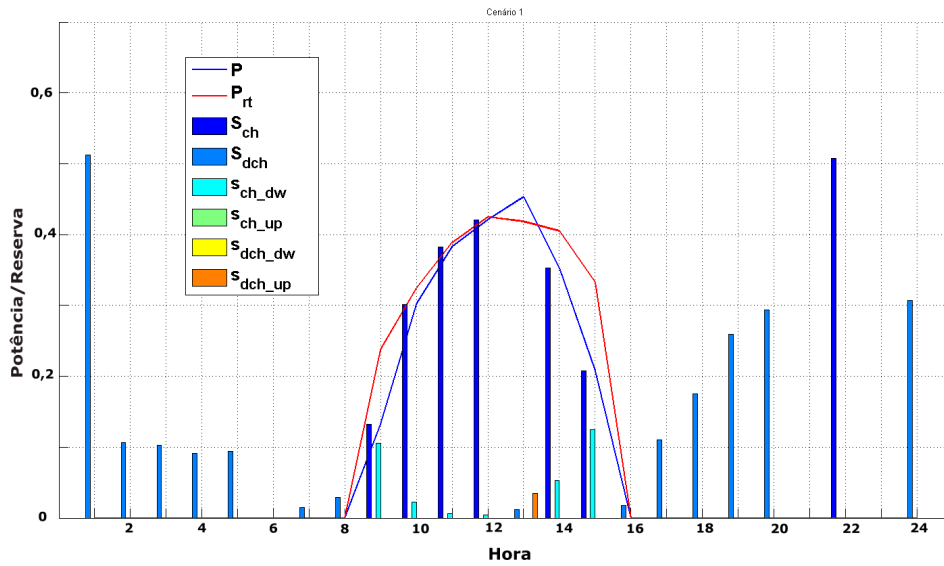


Figura 8 – Potência e reserva no cenário de alta geração - determinístico.

a geração prevista, com a representação conjunta da potência programada P , da potência em tempo real (P^{rt}) e das reservas associadas ao armazenamento. O gráfico mostra, ao longo das 24 horas, a dinâmica entre despacho previsto, ajustes necessários em operação e as margens de segurança fornecidas pelo BESS.

Durante o período de geração, aproximadamente entre 9h e 15h, nota-se o aparecimento esperado da ativação das reservas de carregamento down ($s^{ch_{dw}}$) já que há uma geração maior do que a prevista provocando a ativação da reserva quando há uma redução de demanda. De forma complementar, surge uma reserva de subida ($s^{dch_{up}}$), quando há um aumento da demanda esperada, especificamente entre as horas 13 e 14, indo de encontro com o gráfico de gerações de energia, com a geração em tempo real sendo menor do que a prevista em *day-ahead*. sinalizando a flexibilidade do sistema em ajustar a taxa de absorção tanto para armazenar energia adicional em caso de excesso não previsto quanto para reduzir o carregamento quando a geração efetiva superou o esperado.

De modo geral, o gráfico ilustra como o armazenamento atua não apenas no nivelamento da curva de geração, mas também como recurso essencial de flexibilidade e segurança operacional, permitindo tanto compensar desvios de curto prazo quanto oferecer reservas estratégicas ao longo do horizonte de 24 horas.

Na figura 9 observa-se a operação do sistema de armazenamento em um cenário determinístico de baixa geração, sendo nesse caso a geração nominal programada maior em toda sua extensão em relação à geração efetivamente obtida em tempo real (P^{rt}). O carregamento (S^{ch}) e descarregamento (S^{dch}) predominam nos intervalos de maior disponibilidade de energia, destacando a atuação do armazenamento como elemento de balanceamento. Observa-se ainda a presença da ativação das reservas de subida no carregamento ($S^{ch_{up}}$) entre o final da manhã e

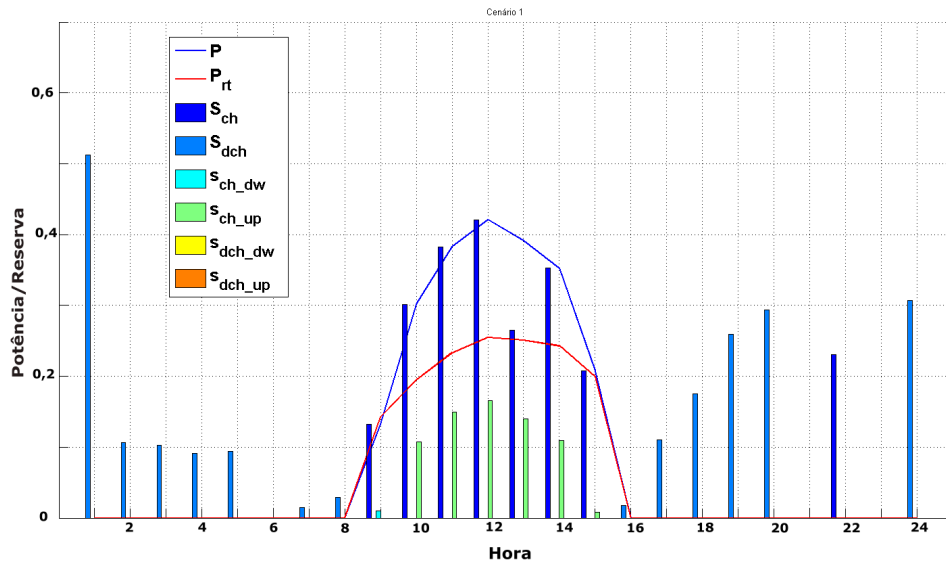


Figura 9 – Potência e reserva no cenário de baixa geração - determinístico.

início da tarde, indicando a prontidão da bateria em ampliar sua absorção de energia diante dos excedentes. De forma complementar, surgiu uma reserva de descida no carregamento ($S^{ch_{dw}}$), revelando uma maior absorção em uma situação de maior disponibilidade de geração.

No período noturno, é possível identificar a manutenção do uso da bateria, evidenciando a função estratégica do armazenamento na garantia de suprimento e na confiabilidade do sistema. Esse comportamento demonstra a capacidade do BESS em oferecer suporte tanto no equilíbrio intradiário quanto em condições críticas, reforçando sua relevância como recurso de flexibilidade no contexto de alta penetração de renováveis.

6.4.4 Cenários Probabilísticos Considerando Alta e Baixa Geração

O passo seguinte amplia a análise com a adoção de uma abordagem probabilística para representar os cenários de alta e baixa geração fotovoltaica. Em vez de considerar apenas dois estados fixos, essa abordagem atribui probabilidades às possíveis condições de geração, permitindo capturar melhor a incerteza presente na operação do sistema. Dessa forma, os resultados obtidos refletem não apenas situações extremas, mas também a variabilidade real que influencia as decisões de operação.

Com esse desenho mais complexo, observa-se a capacidade do BESS de desempenhar um papel dinâmico e adaptativo, ajustando sua operação de forma distinta conforme cada cenário. A análise desse estágio contribui para identificar estratégias de operação mais robustas para a comunidade, sem depender exclusivamente de extremos.

Tabela 17 – Perfis de geração considerados para os cenários em tempo real - probabilidade de cenários (kW).

Hora	Cenário 1	Cenário 2
9	0,475	0,086
10	0,648	0,111
11	0,778	0,1295
12	0,849	0,1181
13	0,837	0,0913
14	0,810	0,1114
15	0,665	0,1244

Na sequência, são exibidos os resultados referentes aos cenários analisados, os quais são representados graficamente a fim de possibilitar uma avaliação comparativa mais clara. Destacando que a figura 10 e a figura 11 representam cenários com probabilidade de 80% para o cenário de baixa e 20% para o cenário de alta geração e as figuras 12 e 13 representam cenários com probabilidade de 10% para o cenário de baixa e 90% para o cenário de alta geração

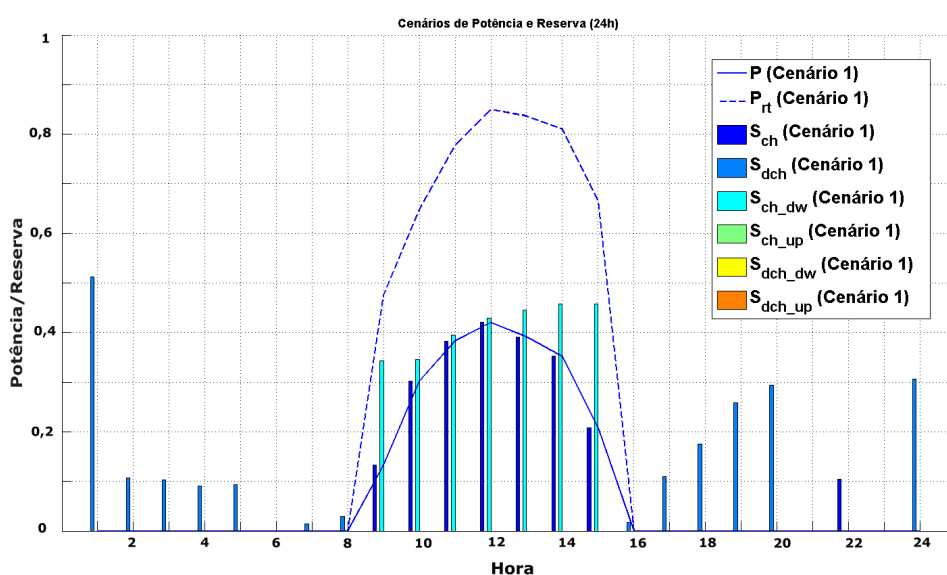


Figura 10 – Potência e reserva no cenário de alta geração - caso 20% de probabilidade.

A figura 10 apresenta os resultados para o Cenário 1, no qual se representou a trajetória da potência programada no mercado de dia anterior (P) e a geração realizada em tempo real (P^{rt}).

Observa-se que P segue um perfil suave, enquanto P^{rt} atinge valores significativamente mais elevados, em especial entre 10h e 15h. Por consequência, há forte necessidade de ativação de reservas de descida no carregamento ($S^{ch_{dw}}$) para atender esse aumento de geração não previsto. Essas reservas indicam que a flexibilidade do sistema foi mais requisitada no sentido de absorver energia adicional.

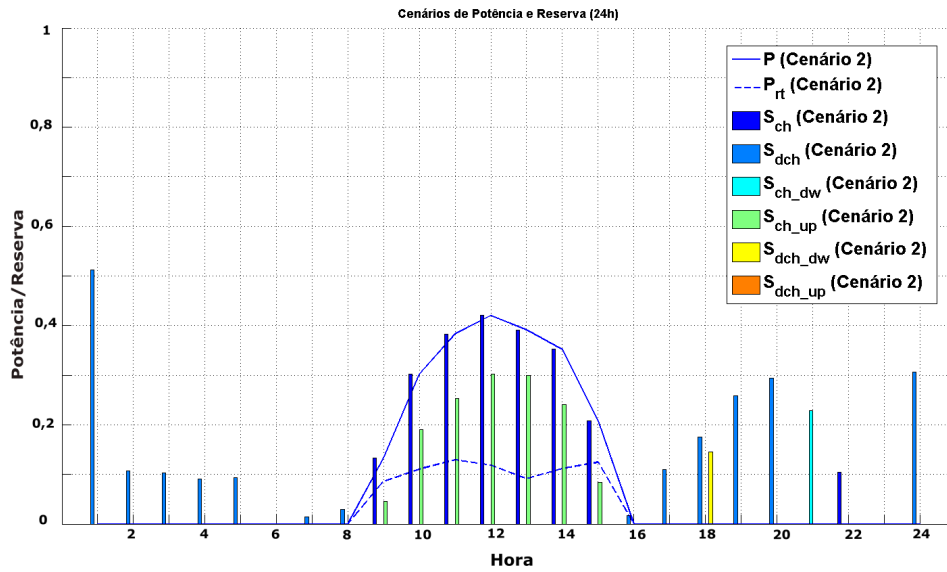


Figura 11 – Potência e reserva no cenário de baixa geração - caso 80% de probabilidade.

A figura 11 apresenta os resultados referentes ao Cenário 2, no qual se observam, ao longo das 24 horas simuladas, as trajetórias da potência programada no mercado de dia anterior e da geração em tempo real (P^{rt}), bem como os diferentes tipos de reservas operacionais associadas à bateria.

No período diurno, entre aproximadamente 9h e 15h, verifica-se a maior discrepância entre P e P^{rt} , reflexo das variações não antecipadas no perfil de geração. Essa diferença é acompanhada pelo acionamento de reservas, em especial as reservas de subida ($S^{ch_{up}}$), que representam a capacidade do sistema em responder a aumentos de demanda ou quedas súbitas na geração. Notam-se valores expressivos de $S^{ch_{up}}$ justamente nas horas de maior disponibilidade solar, indicando que o sistema manteve margem para ampliar a absorção de energia excedente.

De forma complementar, surgem também as reservas de descida ($S^{dch_{dw}}$), que traduzem a possibilidade de reduzir a potência fornecida ao sistema em situações de geração superior à prevista. No período noturno, quando a geração fotovoltaica é nula, o comportamento do sistema se altera. Observa-se que ainda há registros de reservas de descida ($S^{ch_{dw}}$), esse comportamento não está diretamente ligada a uma necessidade técnica, mas reflete principalmente a oportunidade de explorar a flexibilidade do BESS. Nesse período, o armazenamento atua mais como recurso estratégico, permitindo otimizar o uso da energia disponível e potencialmente gerar valor para o sistema, do que como uma medida obrigatória de contenção de geração.

Nas figuras 12 e 13 é possível observar os mesmos comportamentos já detalhados anteriormente, com predominância de acionamento de reservas up nos instantes em que a geração prevista é menor do que a real, e de reservas down nos instantes em que a geração prevista é maior.

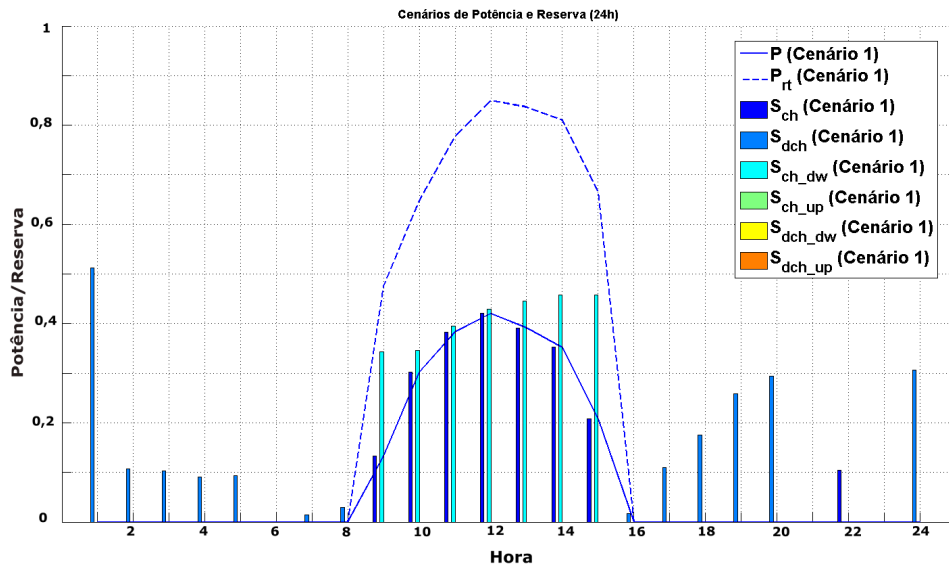


Figura 12 – Potência e reserva no cenário de alta geração - caso 90% de probabilidade.

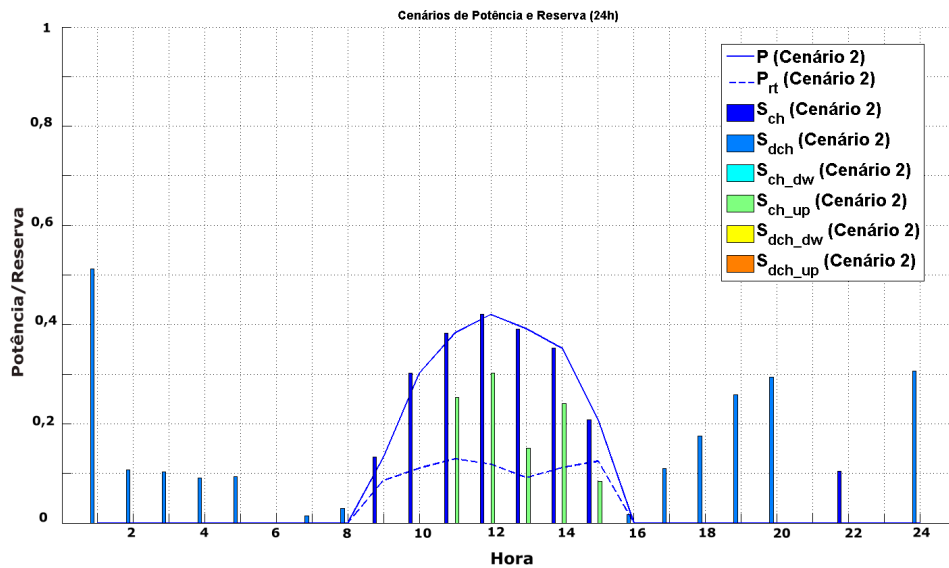


Figura 13 – Potência e reserva no cenário de baixa geração - caso 10% de probabilidade.

Além disso, essas figuras permitem analisar o impacto das probabilidades nos cenários. No primeiro cenário, a grande discrepância entre a geração prevista e a real dificultou a percepção desse efeito probabilístico, tornando-o menos evidente. Já no segundo cenário, torna-se possível identificar momentos em que não há mais acionamento de reservas up e também não há necessidade de ativação de outros tipos de reservas, refletindo de forma mais clara o efeito das probabilidades sobre a operação.

Esse conjunto de resultados demonstra, de forma integrada, como a estratégia de operação da bateria possibilita tanto o atendimento ao cronograma do mercado de dia anterior quanto a

prestação de serviços de flexibilidade em tempo real (P^{rt}), acomodando desvios entre previsão e realidade. Além disso, evidencia que a consideração das probabilidades de ocorrência de cada cenário permite ajustar o acionamento das reservas de maneira mais eficiente, reduzindo desperdícios de energia e melhorando a confiabilidade do sistema frente a incertezas na geração.

6.4.5 Cenários Probabilísticos com Expansão de Agentes

Por fim, é introduzida a situação em que, além dos cenários probabilísticos, há também um aumento no número de agentes que compõem a comunidade. Esse acréscimo de participantes modifica substancialmente a dinâmica interna, ampliando tanto a diversidade de perfis de consumo e geração quanto a necessidade de coordenação no uso do BESS. Os resultados desse caso permitem observar de forma mais clara a interação entre variabilidade e escala.

O aumento da base comunitária tende a diluir riscos individuais, mas também gera novos desafios na coordenação coletiva do ativo de armazenamento. Nesse contexto, os resultados mostram como a presença de mais agentes influencia o compartilhamento dos benefícios do BESS e até que ponto a flexibilidade do sistema é suficiente para absorver a complexidade adicional. Essa análise encerra o ciclo dos experimentos, apresentando a operação comunitária sob uma ótica mais realista e próxima das condições observadas em iniciativas de energia comunitária.

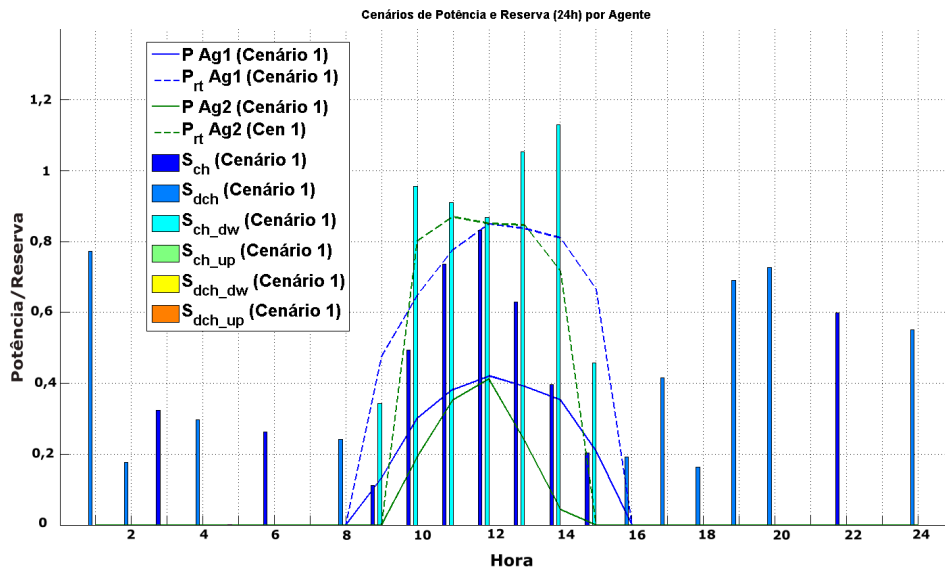


Figura 14 – Potência e reserva no cenário de alta geração - caso 10% de probabilidade e dois agentes.

A figura 14 apresentada ilustra os cenários de potência e reservas ao longo de 24 horas para dois agentes, considerando o cenário com alta probabilidade de desvio negativo e baixa probabilidade de desvio positivo. Observa-se que nos períodos em que a geração real supera a previsão, há predominância do acionamento de reservas down, correspondentes à redução

da demanda. Este comportamento indica que a estratégia de operação da bateria consegue compensar os desvios entre a previsão e a geração real de forma eficiente.

Além disso, a análise das reservas evidencia que nem todos os instantes exigem acionamento, em vários momentos, tanto up quanto down permanecem em zero, o que reflete a capacidade da operação de ajustar os recursos disponíveis com base nos desvios probabilísticos do cenário. Essa dinâmica permite observar, de maneira integrada, como a bateria contribui para o atendimento ao cronograma do mercado de dia anterior e simultaneamente oferece serviços de flexibilidade em tempo real, maximizando a utilização eficiente da energia armazenada e minimizando acionamentos desnecessários.

Em termos práticos, a figura demonstra que a coordenação entre previsão e monitoramento em tempo real é capaz de reduzir a dependência de reservas, mantendo o equilíbrio do sistema e garantindo que os agentes possam atender tanto aos compromissos previstos quanto a eventuais variações inesperadas na geração.

Vale destacar que apesar dos dois agentes apresentarem perfis de geração distintos, observa-se que o acionamento predominante ocorre na reserva down, indicando que, em grande parte do período, a geração real supera a previsão do mercado de dia anterior. Esse comportamento sugere que os desvios positivos se sobrepõem às diferenças individuais entre os agentes, resultando em excesso de energia que precisa ser compensado. A operação coordenada da bateria demonstra, nesse contexto, eficiência na absorção do excesso de geração, evitando acionamentos desnecessários de reservas up e mantendo o equilíbrio do sistema. Essa tendência evidencia ainda que a estratégia de controle é capaz de lidar de forma integrada com perfis heterogêneos, garantindo que tanto os compromissos previstos quanto as variações inesperadas na geração sejam adequadamente gerenciados, conforme bem destacado pela figura 15.

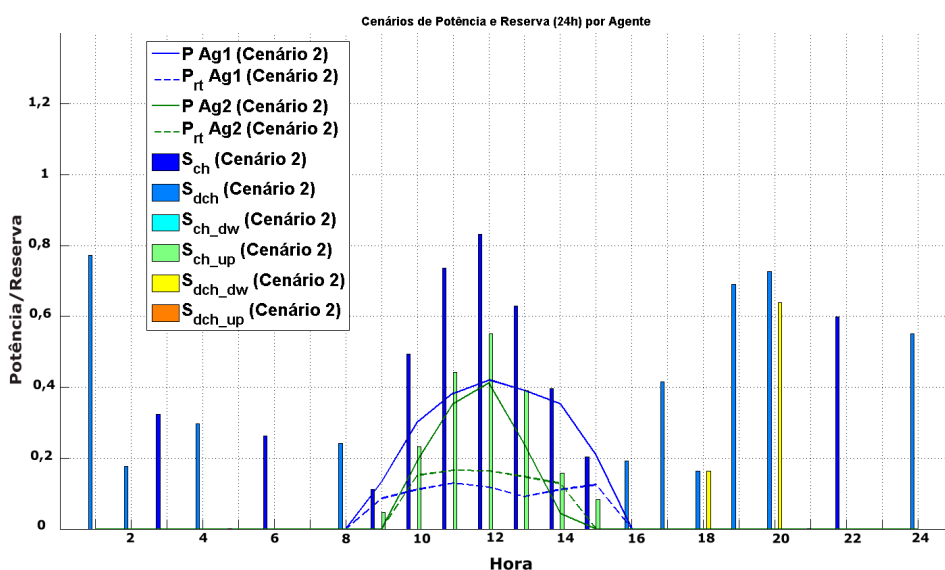


Figura 15 – Potência e reserva no cenário de baixa geração - caso 90% de probabilidade e dois agentes.

6.4.6 Panorama Geral

Diante dos cenários estudados é possível afirmar que a análise da operação das comunidades energéticas sob condições de incerteza evidencia o papel central das baterias como elemento de flexibilidade. A presença de variabilidade na geração fotovoltaica impõe desafios adicionais à coordenação coletiva dos recursos. Ao adotar diferentes cenários de disponibilidade solar, observou-se que a estratégia de alocação do armazenamento não se restringe apenas ao balanço energético, mas também à garantia de resiliência da comunidade. Em situações de maior desvio entre previsão e realidade, a bateria atua de forma mais ativa, deslocando energia entre períodos críticos para mitigar custos e reduzir dependência da rede.

Outro aspecto de grande relevância refere-se ao modo como as probabilidades associadas aos diferentes cenários influenciam diretamente as escolhas operacionais. Essa perspectiva evidencia que o sistema de baterias não deve ser compreendido apenas como um dispositivo técnico de armazenamento, mas também como um instrumento estratégico de gestão de risco, capaz de refletir as preferências coletivas da comunidade diante da incerteza. Os resultados obtidos reforçam, ainda, que a diversidade de perfis de prosumidores, embora torne o processo de decisão mais complexo, amplia os benefícios coletivos ao permitir maior complementaridade entre recursos. Assim, a incerteza, longe de se restringir a um obstáculo, revela-se igualmente uma oportunidade de fortalecer os mecanismos de solidariedade energética que sustentam o funcionamento das comunidades.

7 Conclusões

7.1 Considerações Finais

Com o foco em investigar o papel dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria no contexto de mercados comunitários de energia, explorando diferentes abordagens de modelagem, desde cenários determinísticos até estruturas estocásticas, a tese analisou aspectos técnicos, econômicos e sociais, de modo a compreender os benefícios e desafios da integração de baterias em mercados comunitários.

Inicialmente, em cenários determinísticos, foi evidenciado que a inserção de sistemas de armazenamento em baterias em mercados comunitários de energia não apenas amplia as possibilidades de coordenação e flexibilidade da operação do sistema, mas também influencia de maneira distinta os indicadores de bem-estar social e a percepção de valor dos agentes, a depender do arranjo considerado. É importante destacar que a formulação proposta, nessa etapa, mostrou-se robusta, escalável e capaz de representar diferentes cenários de inserção do BESS, fornecendo uma base metodológica sólida para novas investigações e aplicações práticas.

Na sequência, foram analisadas a adoção de mecanismos de cooperação baseados em princípios de justiça energética, aliados à utilização de ativos comunitários como CESS e CPV. Esses estudos constituem um caminho promissor para fortalecer a equidade e a eficiência em mercados comunitários de energia. A formulação demonstrou ser capaz de equilibrar interesses distintos, promovendo solidariedade entre agentes com diferentes capacidades de investimento em recursos energéticos distribuídos e garantindo ganhos de bem-estar social superiores. Além disso, a análise comparativa entre arranjos individuais e coletivos evidenciou o papel central dos ativos compartilhados na maximização do aproveitamento de fontes renováveis e na redução de custos para os participantes.

Por fim, é importante destacar a incorporação de cenários probabilísticos aos estudos da inserção da bateria em mercados comunitários, essa etapa permitiu representar de forma mais realista as incertezas associadas à geração renovável. Observou-se que a consideração de distribuições de probabilidade para diferentes estados de operação amplia a robustez do planejamento, reduzindo desvios entre a operação esperada e a realizada.

De forma geral, a pesquisa contribui ao mostrar que os BESS são instrumentos estratégicos para viabilizar mercados comunitários de energia mais resilientes e justos, sobretudo em contextos de alta penetração de renováveis. No entanto, também foram identificados desafios, como a necessidade de modelos regulatórios mais adequados, a definição de mecanismos de governança comunitária e a ampliação de análises de sensibilidade que contemplem variações tecnológicas e de preços no longo prazo.

7.2 Trabalhos Futuros

A presente pesquisa forneceu avanços significativos na compreensão da operação de sistemas de armazenamento em mercados comunitários de energia. Entretanto, diversas frentes permanecem abertas para investigações futuras. Um dos pontos centrais é a ampliação da modelagem de incertezas, explorando outros aspectos de variações, tal qual demanda, preços e combinações entre eles, além de aspectos relacionados à geração renovável intermitente em horizontes mais longos. Isso permitiria representar com maior fidelidade a volatilidade característica de comunidades energéticas.

Uma alternativa promissora para lidar com a complexidade resultante dessas incertezas é a aplicação de técnicas de decomposição, como a decomposição de benders. Como essa abordagem separaria as decisões estratégicas de longo prazo, como o dimensionamento e a alocação de sistemas de armazenamento de energia em bateria e a definição de contratos de compartilhamento de ativos, das decisões operacionais de curto prazo, que envolvem o despacho diário de energia e as transações entre os agentes da comunidade, essa estratégia pode reduzir significativamente o tempo computacional, sendo um caminho interessante com casos mais complexo. Essa separação permite otimizar cada nível de decisão de forma mais gerenciável, ao mesmo tempo em que garante a consistência entre eles por meio de um processo iterativo. Explorar sua aplicação em comunidades energéticas com múltiplos agentes e restrições regulatórias diferenciadas pode, assim, revelar novas estratégias para coordenação eficiente e robusta diante das incertezas.

Outra linha de pesquisa relevante envolve a inclusão de baterias de segunda vida em cenários de comunidades. Esses dispositivos, provenientes do setor automotivo, apresentam custos reduzidos, mas também maior variabilidade em termos de desempenho e durabilidade. Avaliar de forma estocástica o impacto dessas características sobre a confiabilidade e os custos da operação pode oferecer subsídios importantes tanto para a viabilidade econômica quanto para a formulação de políticas públicas de incentivo.

Complementarmente aos estudos mencionados, surge a inserção de análises de viabilidade econômica associadas aos diferentes arranjos de compartilhamento e às estratégias de operação propostas. Isso inclui a avaliação detalhada de indicadores como período de retorno do investimento, valor presente líquido e custo nivelado da energia, sob distintos cenários de preços, estruturas tarifárias e incentivos regulatórios. A incorporação dessas métricas, aliada a análises de sensibilidade e de risco, permitiria identificar condições mínimas de atratividade para os diversos perfis de agentes, bem como comparar o desempenho econômico de alternativas tecnológicas e modelos de governança. Dessa forma, seria possível fornecer recomendações mais robustas para a tomada de decisão de investidores, formuladores de políticas públicas e operadores de comunidades de energia.

Do ponto de vista de mercado, há espaço para o desenvolvimento de mecanismos

mais avançados de compartilhamento coletivo de ativos. O aprofundamento de modelos de governança que contemplem tanto a equidade entre participantes quanto a eficiência econômica pode fortalecer a aceitação das comunidades e ampliar sua capacidade de integração ao sistema elétrico. Estudos futuros podem propor algoritmos de precificação dinâmica que considerem simultaneamente a heterogeneidade dos agentes e a presença de incertezas externas.

Além disso, o avanço das regulações no setor elétrico abre novas oportunidades para análise. Simulações que integrem cenários regulatórios prospectivos, como tarifas dinâmicas, leilões locais de flexibilidade ou remuneração explícita por serviços de rede, podem esclarecer o papel das comunidades energéticas como atores centrais na transição energética. A inclusão de mecanismos de resposta da demanda e de coordenação com operadores do sistema também se mostra como um campo de investigação promissor.

Por fim, há espaço para a integração com abordagens de inteligência artificial voltadas para previsão e otimização em tempo real. Técnicas de aprendizado de máquina, quando acopladas a modelos matemáticos robustos, podem fornecer suporte adaptativo para decisões de operação em cenários altamente incertos. Essa linha de pesquisa pode transformar as comunidades energéticas em ambientes não apenas resilientes, mas também adaptativos, capazes de responder de maneira ágil a variações rápidas do mercado e da rede.

Em conjunto, esses desdobramentos apontam para um futuro em que o planejamento e a operação de comunidades energéticas incorporem objetivos de equidade, sustentabilidade e participação ativa dos prosumidores. Assim, a agenda de pesquisas futuras pode contribuir não apenas para avanços acadêmicos, mas também para o fortalecimento prático das comunidades como pilares da transição energética.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa ANEEL n.º687/2015*. 2015. Diário Oficial da União. Estabelece a modalidade de geração distribuída compartilhada. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br>>.
- AMIN, M. A. et al. Exploring the role of energy communities: A comprehensive review. *Energy Conversion and Management: X*, Elsevier, p. 100883, 2025.
- ANDRIOPOULOS, N. et al. Design of a prosumer-centric local energy market: An approach based on prospect theory. *IEEE Access*, IEEE, 2024.
- BAEZ-GONZALEZ, P. et al. Peer-to-Peer Energy Market for Community Microgrids [Technology Leaders]. *IEEE Electrification Magazine*, v. 6, n. 4, p. 102–107, 2018.
- CHAKRABORTY, P. et al. Sharing storage in a smart grid: A coalitional game approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 10, n. 4, p. 4379–4390, 2018.
- CHEM, L. *Datasheet LG Chem RESU*. 2022. Accessed: 2022-02-22. Disponível em: <https://lghomebatteryblog.eu/wp-content/uploads/190412_EN_Datasheet-LG-Chem-RESU-Europe.pdf>.
- CRESPO-VAZQUEZ, J. L. et al. A community-based energy market design using decentralized decision-making under uncertainty. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, 2020.
- DAI, R.; ESMAEILBEIGI, R.; CHARKHGARD, H. The utilization of shared energy storage in energy systems: A comprehensive review. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 12, n. 4, p. 3163–3174, 2021.
- DALIMI-ASL, A. et al. Optimal stochastic-probability management of resources and energy storage in energy hub considering demand response programs and uncertainties. *Sustainable Cities and Society*, Elsevier, v. 99, p. 104886, 2023.
- DENG, L. et al. Energy management of price-maker community energy storage by stochastic dynamic programming. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, CSEE, v. 10, n. 2, p. 492–503, 2023.
- DEOTTI, L. et al. Technical and economic analysis of battery storage for residential solar photovoltaic systems in the brazilian regulatory context. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 13, n. 24, p. 6517, 2020.
- Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband (DGRV). *Energy Cooperatives in Germany: State of the Sector 2022*. [S.l.], 2022. Acesso em [data de acesso]. Disponível em: <https://www.dgrv.de/wp-content/uploads/2022/07/DGRV_Survey_EnergyCooperatives_2022.pdf>.
- ENERGÉTICOS, E. E. R. dos S. *Tariffs and prices - electricity*. Disponível em: <<https://www.erse.pt/en/activities/market-regulation/tariffs-and-prices-electricity/>>.
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE. *ERSE aprova novos projetos-piloto de comunidades de energia (Évora e Maia)*. 2022. Site oficial. Anuncia projetos em Évora (POCITYF) e Maia (Sonae Campus). Disponível em: <<https://www.erse.pt>>.

- GHOLAMI, M. et al. Optimum storage sizing in a hybrid wind-battery energy system considering power fluctuation characteristics. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 52, p. 104634, 2022.
- GUEDES, W. et al. Community energy markets with battery energy storage systems: A general modeling with applications. *Energies*, MDPI, v. 15, n. 20, p. 7714, 2022.
- GUEDES, W. et al. Collective asset sharing mechanisms for pv and bess in renewable energy communities. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 15, n. 1, p. 607–616, 2024.
- GUL, E. et al. A techno-economic analysis of a solar pv and dc battery storage system for a community energy sharing. *Energy*, Elsevier, v. 244, p. 123191, 2022.
- HE, L.; ZHANG, J. Energy trading in local electricity markets with behind-the-meter solar and energy storage. *IEEE Transactions on Energy Markets, Policy and Regulation*, IEEE, v. 1, n. 2, p. 107–117, 2023.
- HOSSFELD, T. et al. Definition of qoe fairness in shared systems. *IEEE Communications Letters*, IEEE, v. 21, n. 1, p. 184–187, 2016.
- JAIN, R. K. et al. A quantitative measure of fairness and discrimination. *Eastern Research Laboratory, Digital Equipment Corporation, Hudson, MA*, 1984.
- KALKBRENNER, B. J. Residential vs. community battery storage systems—consumer preferences in germany. *Energy Policy*, Elsevier, v. 129, p. 1355–1363, 2019.
- LEE, D.; KIM, D.; JOO, S.-K. Interval-stochastic programming for integrated generation, transmission, and energy storage system (ess) planning considering uncertainty in renewable energy sources. *IEEE Access*, IEEE, 2025.
- LI, C. et al. Research on the optimal configuration method of shared energy storage basing on cooperative game in wind farms. *Energy Reports*, Elsevier, v. 12, p. 3700–3710, 2024.
- LI, J. et al. Coordinated planning for flexible interconnection and energy storage system in low-voltage distribution networks to improve the accommodation capacity of photovoltaic. *Global Energy Interconnection*, Elsevier, v. 6, n. 6, p. 700–713, 2023.
- LI, Q. et al. A distributionally robust model predictive control for static and dynamic uncertainties in smart grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, 2024.
- LIAO, Z.; KALLY, J.; RU, S. Probabilistic modeling of renewable energy sources in smart grids: A stochastic optimization perspective. *Sustainable Cities and Society*, Elsevier, v. 109, p. 105522, 2024.
- LIU, N. et al. Energy-sharing provider for pv prosumer clusters: A hybrid approach using stochastic programming and stackelberg game. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 65, n. 8, p. 6740–6750, 2018.
- LONG, C. et al. Peer-to-peer energy sharing through a two-stage aggregated battery control in a community microgrid. *Applied energy*, Elsevier, v. 226, p. 261–276, 2018.
- LV, H. et al. A two-stage decision-making approach for optimal design and operation of integrated energy systems considering multiple uncertainties and diverse resilience needs. *Energy*, Elsevier, v. 305, p. 132375, 2024.

MINUTO, F. D.; LANZINI, A. Energy-sharing mechanisms for energy community members under different asset ownership schemes and user demand profiles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 168, p. 112859, 2022.

MOHAMED, A. et al. Operational planning strategies to mitigate price uncertainty in day-ahead market for a battery energy system. *IEEE Access*, IEEE, v. 12, p. 85388–85399, 2024.

MORET, F.; PINSON, P. Energy collectives: a community and fairness based approach to future electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 34, n. 5, p. 3994–4004, 2018.

OLIVEIRA, C. et al. Consumer-centric electricity markets: A comprehensive review on user preferences and key performance indicators. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 210, p. 108088, 2022.

PADMANABHAN, N.; BHATTACHARYA, K.; AHMED, M. Procurement of energy, primary regulation, and secondary regulation reserves in battery energy storage systems integrated real-time electricity markets. *IEEE Systems Journal*, IEEE, v. 16, n. 4, p. 6602–6613, 2022.

PAREDES-VERGARA, M.; PALMA-BEHNKE, R.; HAAS, J. Characterizing decision making under deep uncertainty for model-based energy transitions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 192, p. 114233, 2024.

PARRA, D. et al. An interdisciplinary review of energy storage for communities: Challenges and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 79, p. 730–749, 2017.

PAUDEL, A. et al. Peer-to-Peer Energy Trading in a Prosumer-Based Community Microgrid: A Game-Theoretic Model. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 66, n. 8, p. 6087–6097, 2019.

PETERS, P. et al. Technical and economic analysis for integrating consumer-centric markets with batteries into distribution networks. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 234, p. 110676, 2024.

Power Ledger. *Power Ledger – Blockchain-based energy trading platform*. 2025. Website. Informações institucionais sobre plataforma de negociação de energia entre pares. Disponível em: <<https://powerledger.io/>>.

Power Plus Energy. *LiFe Premium 2RU19 Specification*. 2021. Online. Acessado em: 10 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.powerplus-energy.com.au/wp-content/uploads/2019/03/LiFe-Premium-2RU19-Specifications-REV03.pdf>>.

PRADO, R. M. et al. Análise econômica para inclusão de baterias de segunda vida para prossumidores no brasil. In: *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*. [S.l.: s.n.], 2021. v. 1, n. 1.

RATNAM, E. L. et al. Residential load and rooftop pv generation: an australian distribution network dataset. *International Journal of Sustainable Energy*, Taylor & Francis, v. 36, n. 8, p. 787–806, 2017.

REHMAN, U. ur; MAHMOOD, T.; WAQAS, H. M. Managing uncertainty in battery energy storage system evaluation using complex hesitant fuzzy multi-criteria decision-making technique with einstein operators. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 125, p. 116968, 2025.

República Portuguesa. *Decreto-Lei n.º 162/2019: Regime jurídico de comun. de energia e autoconsumo coletivo em Portugal*. 2019. Diário da República n.º 204/2019, Série I de 25/10/2019. Estabelece o regime para autoconsumo coletivo e comunidades de energia. Disponível em: <<https://www.dgeg.gov.pt>>.

SCHRAM, W. L. et al. On the trade-off between environmental and economic objectives in community energy storage operational optimization. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 11, n. 4, p. 2653–2661, 2020.

SHARMA, S. et al. Robustly coordinated bi-level energy management of a multi-energy building under multiple uncertainties. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 12, n. 1, p. 3–13, 2019.

SMA. *Datasheet Sunny Boy*. 2022. Accessed: 2022-02-22. Disponível em: <<https://pdf.archiexpo.com/pdf/mprime-martifer-solar/sunny-boy-8000tl-us-9000tl-us-10000tl-us/108567-177693.html>>.

SMA. *SMA Sunny Island 3.0M*. 2022. Accessed: 2022-03-22. Disponível em: <<https://www.europe-solarstore.com/download/sma/sunnyisland/SI30M-44M-DEN1445-V11web.pdf>>.

SOARES, T. et al. Reactive power provision by the dso to the tso considering renewable energy sources uncertainty. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Elsevier, v. 22, p. 100333, 2020.

SOUSA, T. et al. Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Pergamon, v. 104, p. 367–378, apr 2019. ISSN 1364-0321.

SOUSA, T. et al. Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 104, p. 367–378, 2019.

TAŞCIKARAOĞLU, A. Economic and operational benefits of energy storage sharing for a neighborhood of prosumers in a dynamic pricing environment. *Sustainable cities and society*, Elsevier, v. 38, p. 219–229, 2018.

TUSHAR, W. et al. Energy Storage Sharing in Smart Grid: A Modified Auction-Based Approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 7, n. 3, p. 1462–1475, 2016.

TUSHAR, W. et al. Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks: An Overview. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 4, p. 3185–3200, 2020.

TUSHAR, W. et al. Peer-to-peer energy systems for connected communities: A review of recent advances and emerging challenges. *Applied Energy*, Elsevier, v. 282, p. 116–131, jan 2021. ISSN 03062619.

WANG, Y. et al. Optimized energy dispatch for microgrids with distributed reinforcement learning. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, 2023.

WESSEL, E.; SMETS, R.; DELARUE, E. Risk-aware participation in day-ahead and real-time balancing markets for energy storage systems. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 235, p. 110741, 2024.

WU, Z. et al. Sharing economy in local energy markets. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, SGEPRI, v. 11, n. 3, p. 714–726, 2022.

- YAN, Y. et al. Stochastic optimization of solar-based distributed energy system: An error-based scenario with a day-ahead and real-time dynamic scheduling approach. *Applied Energy*, Elsevier, v. 363, p. 123099, 2024.
- YILDIZ, Ö. Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation—the case of germany. *Renewable energy*, Elsevier, v. 68, p. 677–685, 2014.
- YUAN, C.; ILLINDALA, M. S.; KHALSA, A. S. Co-optimization scheme for distributed energy resource planning in community microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 8, n. 4, p. 1351–1360, 2017.
- ZHAO, Z.; HOLLAND, N.; NELSON, J. Optimizing smart grid performance: A stochastic approach to renewable energy integration. *Sustainable Cities and Society*, Elsevier, p. 105533, 2024.
- ZHU, H.; OUAHADA, K.; ABU-MAHFOUZ, A. M. Peer-to-peer energy trading in smart energy communities: A lyapunov-based energy control and trading system. *IEEE access*, IEEE, v. 10, p. 42916–42932, 2022.
- ZHU, J. et al. Review of demand-side energy sharing and collective self-consumption schemes in future power systems. *iEnergy*, TUP, v. 2, n. 2, p. 119–132, 2023.