INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E TERRITÓRIO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

COMUNIDADES DE ENERGIA COM MICRORREDES INTELIGENTES NO BRASIL

CENÁRIO REGULATÓRIO

ANDRÉ QUITES ORDOVÁS SANTOS

Foz do Iguaçu - PR
2024

INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E TERRITÓRIO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO INTERDISCIPLINAR EM ENERGIA E SUSTENTABILIDADE

COMUNIDADES DE ENERGIA COM MICRORREDES INTELIGENTES NO BRASIL

CENÁRIO REGULATÓRIO

ANDRÉ QUITES ORDOVÁS SANTOS

Tese de Doutorado apresentado ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Energia e Sustentabilidade.

Área de concentração: Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior
Coorientador: Prof. Dr. Fabiano Salvadori

Foz do Iguaçu - PR
2024

Catalogação elaborada pelo Setor de Tratamento da Informação
Catalogação de Publicação na Fonte. UNILA - BIBLIOTECA LATINO-AMERICANA - CENTRAL

S237c
Santos, Andre Quites Ordovas.
Comunidades de energia com microrredes inteligentes no Brasil: cenário regulatório / Andre Quites Ordovas Santos. - Foz do Iguaçu, 2024.
208 fls.: il.

Universidade Federal da Integração Latino-Americana, ILATIT, PPGIES.
Orientador: Oswaldo Hideo Ando Junior.
Coorientador: Fabiano Salvadori.

1. Geração distribuida de energia elétrica. 2. Energia - Fontes alternativas. 3. Redes elétricas - digitalização. I. Ando Junior, Oswaldo Hideo. II. Salvadori, Fabiano. III. Título.

CDU 316.772.3

COMUNIDADES DE ENERGIA

COM MICRORREDES INTELIGENTES NO BRASIL

CENÁRIO REGULATÓRIO

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar em Energia e Sustentabilidade do Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território da Universidade Federal da Integração Latino-Americana, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Energia e Sustentabilidade.

BANCA EXAMINADORA

_____

Orientador Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior
PPGEE/UFPB

_____

Coorientador Prof. Dr. Fabiano Salvadori
PPGEE/UFPB

_____

Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma
PPGIES/UNILA

_____

Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero
EXTERNO – PPGEEC/UNIOESTE

_____

Prof. Dr. Camilo Andrés Guerrero-Martin
EXTERNO – PPGPEM /UFPA

_____

Profa. Dra. Taynara Geysa Silva do Lago
EXTERNO – PPGER/UFPB

Foz do Iguaçu, 31 de outubro de 2024.

Dedico este trabalho a todos os leitores e pesquisadores engajados na promoção de uma sociedade humana mais sustentável e fraterna.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos os que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização e conclusão desta pesquisa. Em especial, meus agradecimentos ao orientador Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Jr., pela oportunidade, paciência, inspirações oportunas, orientação e apoio incondicional ao longo de todo o processo, que perpassou complexas etapas e incertezas, em meio a uma pandemia mundial, com todos os seus percalços e complexidades. Agradeço também pela iniciativa em estruturar inicialmente o PPGIES, tendo exercido em alto nível o primeiro mandato da coordenação do programa em suas etapas iniciais mais complexas, assim abrindo tantas oportunidades para muitos pesquisadores realizarem suas pesquisas em sustentabilidade e elevarem suas qualificações. Ao meu coorientador, prof. Dr. Fabiano Salvadori, pela oportunidade, orientação e confiança. Ao Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma, coorientador nas primeiras etapas deste trabalho, pelo apoio, dicas e orientações, e por todo o apoio fornecido ao PPGIES desde o seu início. Deixo meus agradecimentos também aos membros desta banca e de minha banca de qualificação, cujas importantes contribuições e comentários foram de grande valia para a qualificação deste trabalho. Em especial, agradeço o Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero, tanto pelas dicas referentes às dificuldades no uso de entrevistas e pelas importantes orientações no que se refere à teoria moderna da regulação, mas sobretudo pela revisão detalhada e exaustiva, melhorando a objetividade do texto. Aos profissionais e especialistas que participaram desta pesquisa, doando seu precioso tempo para respondê-la, fornecendo importantes informações e visões. Meus agradecimentos também a todos os professores, funcionários, coordenadores e aos colegas alunos do PPGIES, por manter em alto nível a produção científica interdisciplinar, tanto relevante e necessária nesse contexto de crise climática mundial, em meio a todas as adversidades e desafios nesse período de estruturação do programa, cuja complexidade foi ainda mais desafiante devido à emergência sanitária mundial recente. Em especial gostaria de agradecer à coordenadora Profa. Dra, Caroline da Costa Silva Gonçalves, por todo o apoio desde que assumiu a coordenação, e também aos colegas do PPGIES que trabalharam com afinco e união nos diversos eventos presenciais, híbridos e *online* ao longo deste curso. Também aos sempre disponíveis funcionários da secretaria do programa. Agradeço também à UNILA, por oportunizar oportunidades de estudo e qualificação, em áreas tão relevantes para o país, América Latina e para o mundo, tanto para estudantes brasileiros como de diversos outros países, com todo o empenho de seus professores, técnicos e funcionários em geral. Gostaria também de deixar registrado meus agradecimentos a todos os contribuintes brasileiros, cujos impostos pagos, nesse país com elevada carga tributária, permitem que tantos estudantes como eu possam cursar gratuitamente programas visando à qualificação profissional, permitindo elevar nossa contribuição para a sociedade. Espero que este trabalho possa ser uma retribuição à altura, e que eu possa devolver com juros o investimento, em trabalho e realizações, em minha atuação profissional futura. E não poderia deixar de registrar um agradecimento especial à minha companheira e parceira de vida, Alessandra Pawelec da Silva, cujo apoio e exemplo foi fundamental em minha decisão de investir na formação acadêmica, e cujo suporte e apoio tem sido essencial para a superação de suas muitas etapas e desafios.

QUITES ORDOVÁS SANTOS, André. Comunidades De Energia Com Microrredes Inteligentes No Brasil: Cenário Regulatório. 2024. 104 f. Tese - Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu.

E-mail – andrequites@gmail.com

RESUMO

Para que se possa alcançar a neutralidade de carbono até 2050, estudos mostram a importância do aumento de 300% da capacidade das fontes solares e eólicas. Essas fontes, devido à sua natureza intermitente e frequentemente distribuídas, constituem grande desafio para a estabilidade e a confiabilidade das atuais redes elétricas. A digitalização dessas redes é essencial para permitir maior penetração de recursos energéticos distribuídos (REDs), porém os investimentos necessários são colossais, impossíveis de realizar de uma única vez. As microrredes elétricas inteligentes permitem a digitalização gradual das redes elétricas, representando ilhas inteligentes passíveis de serem integradas gradualmente à rede legada. Seus sistemas inteligentes permitem o gerenciamento ótimo dos REDs intermitentes em seu interior, escondendo sua complexidade da rede elétrica. Sua viabilidade técnica no Brasil já foi demonstrada por projetos-piloto, e já são utilizadas comercialmente em países avançados. Entretanto, sua viabilidade comercial, bem como o aproveitamento de todos os seus potenciais benefícios econômicos, sociais e ambientais, ainda encontra impedimentos regulatórios, sobretudo no contexto urbano, onde a agregação de prossumidores é essencial. Em especial, a regulação ainda não permite o compartilhamento ou comércio local de energia e restringe a existência de sistemas de distribuição privados e ilháveis. Esta pesquisa tem por objetivo propor e testar alternativas de mudanças na regulação para a viabilização regulatória e econômica das microrredes elétricas comunitárias e sua difusão, quanto a seu potencial impacto e factibilidade no contexto nacional, considerando a experiência internacional. A metodologia empregada utilizou pesquisas bibliográficas sistemáticas, por meio das quais estabeleceu-se uma proposta composta de fatores e alternativas, constituindo hipóteses fundamentadas de cenários regulatórios. As hipóteses foram então testadas com a utilização de métodos qualitativos. Buscando sua refutação, foram realizadas entrevistas com especialistas, pesquisadores e *stakeholders* com experiência na área de regulação e *Smart Grids*. Compôs-se também portfólio de vídeos públicos, disponíveis na web, com entrevistas, debates e conferências sobre temas relacionados à pesquisa. Os argumentos relacionados direta ou indiretamente às hipóteses em análise foram registrados e analisados, buscando-se por possíveis refutações. Não foram identificadas refutações nos testes qualitativos. Por fim, foram realizados testes quantitativos por meio de testes de linha de base da moderna teoria da regulação, utilizando o *software* HOMER GRID. Os testes avaliaram a aplicação das hipóteses passíveis de serem testadas quantitativamente, considerando o contexto do Centro Histórico de Porto Alegre, bairro com grande potencial de geração solar e riscos de inversões de fluxo com o aumento da penetração de REDs, além de ser sujeito a desastres climáticos. Os testes quantitativos também não foram capazes de refutar as hipóteses estabelecidas, tendo, ao contrário, indicado serem propostas promissoras para viabilizar as microrredes comunitárias, beneficiando seus membros e também a distribuidora local. Com isso, torna-se possível a digitalização economicamente sustentável das redes elétricas, permitindo o aumento da penetração de REDs e contribuindo para a manutenção do caráter renovável da matriz elétrica nacional, mesmo com aumento de demanda.

Palavras-chave: Microrredes inteligentes; cooperativas de energia renovável; geração distribuída; comunidades de energia; políticas regulatórias; mercado de energia elétrica brasileiro.

QUITES ORDOVÁS SANTOS, André. Comunidades De Energia Com Microrredes Inteligentes No Brasil: Cenário Regulatório. 2024. 104 f. Tese - Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu.

E-mail – andrequites@gmail.com

RESUMEN

Para alcanzar la neutralidad de carbono para el año 2050, estudios destacan la importancia de incrementar en un 300% la capacidad instalada de fuentes solares y eólicas. Estas fuentes, debido a su naturaleza intermitente y frecuentemente distribuida, representan un gran desafío para la estabilidad de las redes eléctricas actuales. La digitalización de estas redes es esencial para posibilitar una mayor penetración de recursos energéticos distribuidos (REDs); sin embargo, las inversiones necesarias son colosales e inviables de realizar en un único esfuerzo. Las microrredes eléctricas inteligentes ofrecen una solución al permitir la digitalización gradual de las redes eléctricas. Estos sistemas inteligentes optimizan la gestión de los REDs intermitentes en su interior, ocultando su complejidad a la red eléctrica principal. Su viabilidad técnica ya ha sido demostrada en Brasil mediante proyectos piloto, y en países avanzados ya son empleadas comercialmente. No obstante, su viabilidad comercial, así como el aprovechamiento pleno de sus beneficios, enfrenta barreras regulatorias, especialmente en contextos urbanos, donde la agregación de prosumidores resulta fundamental. En particular, la regulación actual no permite el comercio local de energía, además de restringir la existencia de sistemas de distribución desconectables. Esta investigación tiene como objetivo proponer y testar alternativas de cambios regulatorios que viabilicen las microrredes eléctricas comunitarias en el contexto nacional, considerando también la experiencia internacional. La metodología empleada incluyó investigaciones bibliográficas sistemáticas, mediante las cuales se definió una propuesta compuesta por factores y alternativas que constituyen hipótesis de escenarios regulatorios. Estas hipótesis fueron validadas utilizando métodos cualitativos. Para su refutación, se realizaron entrevistas con especialistas, investigadores y partes interesadas con experiencia en regulación y *Smart Grids*. También se recopiló un portafolio de videos públicos disponibles en la web, que incluyen entrevistas, debates y conferencias relacionadas con los temas de la investigación. Los argumentos relacionados con las hipótesis en análisis fueron registrados y analizados, buscando posibles refutaciones. Las validaciones cualitativas no identificaron refutaciones. Finalmente, se llevaron a cabo validaciones cuantitativas mediante pruebas de línea base de la moderna teoría de la regulación, utilizando el software *HOMER GRID*. Estas pruebas evaluaron la aplicación de las hipótesis que podían ser verificadas cuantitativamente, considerando el contexto del Centro Histórico de Porto Alegre, un barrio con alto potencial de generación solar y riesgo de inversiones de flujo debido al aumento de la penetración de REDs, además de ser vulnerable a desastres climáticos. Las pruebas cuantitativas tampoco refutaron las hipótesis establecidas; al contrario, señalaron su gran potencial para viabilizar las microrredes comunitarias, beneficiando tanto a sus miembros como a la distribuidora local. Con esto, se posibilita la digitalización económicamente sostenible de las redes eléctricas, permitiendo una mayor penetración de REDs y contribuyendo al mantenimiento del carácter renovable de la matriz eléctrica nacional.

Palabras-chave: Microrredes inteligentes; cooperativas de energía renovable; generación distribuida; comunidades de energía renovable; políticas regulatorias; mercado de energía eléctrica brasileño.

QUITES ORDOVÁS SANTOS, André. Comunidades De Energia Com Microrredes Inteligentes No Brasil: Cenário Regulatório. 2024. 104 f. Tese - Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu.

E-mail – andrequites@gmail.com

ABSTRACT

International studies indicate that achieving carbon neutrality by 2050 will require increasing the capacity of solar and wind energy sources by 300%. Due to their intermittent nature and for being often distributed, these sources pose significant challenges to the stability and reliability of current power grids. Digitalizing these grids is essential to enable higher penetration of distributed energy resources (DERs); however, the required investments are colossal and impossible to achieve in a single undertaking. Smart microgrids provide a solution by allowing the gradual digitalization of power grids, functioning as intelligent islands capable of progressively integrating into the legacy grid. Their intelligent systems enable optimal management of intermittent DERs within the microgrid, hiding their complexity from the primary grid. Their technical feasibility has already been demonstrated in Brazil through pilot projects, and there are already many commercial projects in advanced economies. Nevertheless, their commercial viability and the full realization of their economic, social, and environmental benefits still face regulatory barriers, particularly in urban contexts where the aggregation of prosumers is essential. Specifically, current regulations do not permit local energy sharing or trading and restrict the existence of private and islandable distribution systems. This research aims to propose and test regulatory changes to enable the economic and regulatory feasibility of community microgrids and their widespread adoption, assessing their potential impact and feasibility in the national context while considering international experiences. The methodology used systematic bibliographic research to propose factors and alternatives, forming well-founded hypotheses for regulatory scenarios. These hypotheses were then tested using qualitative methods. Interviews were conducted with experts, researchers, and stakeholders with experience in regulation and Smart Grids to seek refutation. Additionally, a portfolio of public videos available *online* was compiled, including interviews, debates, and conferences on topics related to the research. Arguments directly or indirectly related to the hypotheses were registered and analyzed, searching for possible refutations. No refutations were identified during the qualitative tests. Finally, quantitative tests were performed through bottom-line tests from the modern regulatory theory using the HOMER GRID software. These tests evaluated the consistency of the quantitatively testable hypotheses, considering the context of the Historic Center of Porto Alegre, a district with significant solar generation potential, risks of reverse power flow due to increased DER penetration, and vulnerability to climate disasters. The quantitative tests also failed to refute the established hypotheses and, on the contrary, indicated their vast potential to enable community microgrids, benefiting their members as well as the local distribution utility. This approach facilitates the economically sustainable digitalization of power grids, allowing increased DER penetration and contributing to preserving the renewable nature of the national electrical energy mix, even in the face of rising demand.

Keywords: Smart microgrids; renewable energy cooperatives; distributed generation; renewable energy communities; regulatory policies; Brazilian electricity market.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxograma dos procedimentos metodológicos utilizados na pesquisa 71
Figura 2 – Percentual de integradores com propostas rejeitadas por inversão de fluxo.....85
Figura 3 – Configuração da localização na aba *SETUP* do HOMER GRID.....89
Figura 4 – Parâmetros econômicos configurados no HOMER GRID 92
Figura 5 – Custos configurados no HOMER GRID para sistemas FV 93
Figura 6 – Configuração dos custos por capacidade do SAE no HOMER 96
Figura 7 – configuração da aba *UTILITY* com a Tarifa Branca 98
Figura 8 – Tela de resultados tabulares no HOMER ordenados por LCOE 109

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Número de entrevistados por setor predominante de atuação 76
Gráfico 2 – Participantes dos vídeos categorizados por setor predominante de atuação 78
Gráfico 3 – Preço por capacidade para baterias desconsiderando BMS (preços de 2024)..... 95
Gráfico 4 – Curva de demanda típica para consumidores residenciais do Sudeste..... 99
Gráfico 5 – Curva de carga residencial utilizada no HOMER para cada mês do ano..... 100
Gráfico 6 – Comparação da curva de carga do HOMER em dias úteis e finais de semana .. 101
Gráfico 7 – Somas das médias das pontuações com confiança de 95%..... 147
Gráfico 8 – Probabilidade de pelo menos uma alternativa ser factível para cada fator 147
Gráfico 9 – Resultados LCOE, representando o custo final da energia 150
Gráfico 10 – Gráficos mostrando os dados da simulação do caso 3.1 154
Gráfico 11 – Número de trabalhos no *ranking* final por ano de publicação..... 208

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Taxonomia das CEs 26
Quadro 2 – Mercados Emergentes Motivados pela Integração de REDs por meio de MRs 45
Quadro 3 – Facilitadores e Barreiras Considerando a Dimensão Regulatória 48
Quadro 4 – Fatores e alternativas para cenário regulatório 141
Quadro 5 – Bases de dados bibliográficas selecionadas para cada eixo de pesquisa 202

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação dos direitos e obrigações atribuídos a cada ACE 43
Tabela 2 – Parâmetros econômicos de referência 91
Tabela 3 – Resultados das simulações dos casos avaliados 149
Tabela 4 – Número de trabalhos retornados em pesquisa preliminar (eixo 1) 200
Tabela 5 – Número de trabalhos retornados em pesquisa preliminar (eixo 2) 201
Tabela 6 – Número bruto de trabalhos após cada procedimento de filtragem para o Eixo 1 203
Tabela 7 – Número bruto de trabalhos após cada procedimento de filtragem para o Eixo 2 204
Tabela 8 – Resultado final do *ranking* da pesquisa para os Eixos 1 e 2. 205
Tabela 9 – Trabalhos de literatura cinza dentro do tema de pesquisa 206

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABAQUE	Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABVE	Associação Brasileira de Veículos Elétricos
ACE	Agente de Comunidade Energética
ACER	Agência para a Cooperação de Reguladores de Energia da UE
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco Central
BDTD	Biblioteca Digital Brasileira de Testes e Dissertações
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BMS	*Battery Management System*
CAPES	Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CAPEX	*Capital Expenditure*
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEA	*Collective Energy Actors*
CE	Comunidade de Energia
CEC	*Citizen Energy Community*
CEP	*Clean Energy Packege*
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CPL	Custo Presente Líquido
DBOM	*Design, Build, Operate and Maintain*
DBOOM	*Design, Build, Own, Operate and Maintain*
DBOOT	*Design, Build, Own, Operate and Transfer*
DER	Diretiva de Energia Renovável da UE
DOE	*Department of Energy*
EE	Energia Elétrica
EM-DAT	*Emergency Events Database*
EMUC	Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	*Electric Power Research Institute*
ESG	*Environmental, Social and Governance*
EUA	Estados Unidos da América
FEURAG	*Future Electric Utility Regulation Advisory Group*
FIT	*Feed-In Tariff*
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases de Efeito Estufa

GW	Giga Watts
GWh	Giga Watts-hora
IEA	*International Energy Agency*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronic Engineers*
IRENA	*International Renewable Energy Agency*
ISO	*Independent System Operator*
JCR	*Journal Citation Reports*
kW	Kilowatt
LCOE	*Levelized cost of electricity*
LifePO4	*Lithium iron phosphate*
MIGDI	Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
ML	Mercado Livre
MLA	Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal – Mais Luz para a Amazônia
MME	Ministério de Minas e Energia
MOVER	Projeto Mobilidade Verde e Inovação
MR	Microrrede
NEM	*National Energy Market*
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
O&M	Operação e Manutenção
OMC	Organização Mundial do Comércio
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	*Operational Expenditure*
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PASI	Portal de Acompanhamento e Informações dos Sistemas Isolados
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDEE	Plataforma Digital de Energia Elétrica
PL	Projeto de Lei
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RD	Resposta da Demanda
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RN	Resolução Normativa
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia

SAM	*System Advisor Model*
SBCE	Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SD	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SG	Smart grids
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
SISOL	Sistemas Isolados de Distribuição de Energia Elétrica
SOC	*State of Charge*
ST	Sistemas de Transmissão
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TOU	*Time-of-Use tariff*
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSDc	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável ao Consumo
TUSDg	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a Geradores
UC	Unidade Consumidora
UE	União Europeia
UNILA	Universidade Federal da Integração Latino-Americana
VE	Veículo Elétrico
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 21
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 25
2.1. COMUNIDADES DE ENERGIA 25
2.2. PANORAMA INTERNACIONAL 28
2.3. COMUNIDADES DE ENERGIA E MICRORREDES NOS ESTADOS UNIDOS 31
2.3.1. Barreiras e Facilitadores 33
2.4. COMUNIDADES DE ENERGIA E MICRORREDES NA UNIÃO EUROPEIA 36
2.4.1. Regulação europeia e as Comunidades de Energia 37
2.4.2. Comunidades de Energia e Microrredes na União Europeia 43
2.5. COMUNIDADES DE ENERGIA E MICRORREDES INTELIGENTES NO BRASIL 47
2.5.1. Projetos-piloto de MRs inteligentes no Brasil 52
2.5.2. Barreiras e facilitadores 54
2.6. TEORIA MODERNA DA REGULAÇÃO 58
2.6.1. Desenho de Mercados de Energia Elétrica 59
2.6.1.1. Estrutura do Mercado 61
2.6.1.2. Arquitetura do Mercado 63
2.6.1.3. Projeto e Teste de Regras de Mercado 64
2.6.1.4. Testes de Linha de Base 65
3. METODOLOGIA 67
3.1. DESENVOLVIMENTO METODOLÓGICO 67
3.2. METHODI ORDINATIO 70
3.2.1. Utilização da Methodi Ordinatio para a pesquisa de Microrredes em Comunidades 71
3.3. DESENVOLVIMENTO DE HIPÓTESES 72
3.4. TESTES QUALITATIVOS 73
3.4.1. Entrevistas 73
3.4.2. Análise de argumentos em vídeos 76
3.5. TESTE QUANTITATIVO 78
3.5.1. Seleção de ferramentas para testes de linha de base 79
3.5.1.1. Jupyter Nobebook 80
3.5.1.2. HOMER GRID 81
3.5.2. Modelagem 83
3.5.2.1. Modelamento dos casos de teste 84

3.5.2.2. Premissas macroeconômicas *89*
3.5.2.3. Projeções de custos para sistemas FV em 2024 e 2034 ..... *91*
3.5.2.4. Projeções de custos para o SAE para 2024 e 2034 ..... *94*
3.5.2.5. Estrutura tarifária *97*
3.5.2.6. Configuração da curva de carga *98*
3.5.2.7. Arquitetura Regulatória de Referência *101*
3.5.3. Procedimento de simulação no HOMER 107
3.5.4. Cálculo com custos mínimos com cenário atual 108
3.5.5. Cálculo dos custos com o novo desenho 110
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO 113
4.1. PROPOSTA DE MARCO REGULATÓRIO 113
4.1.1. Resultados das pesquisas bibliográficas para a proposição de cenários 113
4.1.2. Cenário Tarifário 116
4.1.3. Cobrança dos Serviços de Rede 118
4.1.4. Subsídios Cruzados Na Cobrança do "Fio" 119
4.1.5. Sistemas de Distribuição Internos das MRs comunitárias 120
4.1.6. Fornecimento de Serviços Ancilares 121
4.1.7. Propriedade da MR inteligente na CE 123
4.1.8. Venda de Excedentes 125
4.1.9. Mercado *Peer-to-Peer* dentro da Microrrede 127
4.1.10. Agentes Agregadores de Prossumidores 129
4.1.11. Regulação para o Ilhamento Intencional 130
4.1.12. Mercados de Crédito de Carbono 131
4.1.13. Financiamento para Microrredes Inteligentes Comunitárias 133
4.1.14. Tarifas de importação 136
4.1.15. Incentivos para a Produção Local 137
4.1.16. Fatores e Alternativas Propostos 141
4.2. RESULTADOS DOS TESTES QUALITATIVOS 143
4.2.1. Resultado da análise de vídeos e som 144
4.2.2. Resultado das entrevistas online 145
4.2.2.1. Questões objetivas *145*
4.2.2.2. Questões abertas de texto *148*
4.3. RESULTADOS DOS TESTES QUANTITATIVOS 149
4.3.1. Caso 1.1 – Condomínio com 26 UCs 2024 149
4.3.2. Caso 1.2 – Condomínio com 26 UCs 2024 em *off-grid* 151

4.3.3. Case 2.1 – Condomínio com 26 UCs 2034 com cenário regulatório atual 151
4.3.4. Case 2.2 – Condomínio com 26 UCs *off-grid* 2034 152
4.3.5. Case 3.1 – Condomínio com 26 UCs 2034 com novas regras de mercado, sem serviços ancilares 152
4.3.6. Case 3.2 – Condomínio com 26 UCs 2034 com novas regras e com serviços ancilares 153
4.4. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS 155
5. CONCLUSÃO 159
6. REFERÊNCIAS 165
7. GLOSSÁRIO 189
APÊNDICE A – PESQUISA METHODI ORDINATIO 199

1. INTRODUÇÃO

Devido aos crescentes efeitos da crise climática, a redução gradual das fontes com altas emissões de gases de efeito estufa (GEE) vem sendo percebida como prioridade global. Segundo dados da *International Energy Agency* (IEA) (2021), o número de países que se autoimpõem a meta de chegar à neutralidade líquida de emissões de GEE (conceito conhecido em língua inglesa como *net zero*) até 2050 vem crescendo anualmente, tendo alcançado a marca de 22 países em 2021. Trata-se de um enorme desafio técnico, econômico e político, considerando que mais do que dois terços da matriz energética mundial é composta por fontes fósseis (IEA, 2022a).

Por outro lado, para cumprir os compromissos assumidos na Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU), que incluem a melhoria da qualidade de vida nos países em desenvolvimento, a erradicação da pobreza e o acesso universal a fontes de energias sustentáveis com modicidade tarifária, estima-se que a demanda global por energia elétrica (EE) deverá crescer muito (European Comission, 2020; Newburger, 2022; Sanderson; O'Neill, 2020).

Ainda segundo a IEA (2021), para que se possa viabilizar globalmente a meta de *net zero* em 2050, além da eletrificação do setor de transportes e da maior eficiência, as fontes solar fotovoltaica (FV) e eólica são tecnologias chave, sendo necessário quadruplicar sua capacidade até 2030. No entanto, seu caráter intermitente e não controlável, ou seja, não despachável, por serem fontes dependentes de variáveis meteorológicas, as torna um grande desafio para os sistemas elétricos atuais, a partir de um determinado patamar de penetração (Fox-Penner, 2010; Knupp *et al.*, 2022).

Pesquisas internacionais indicam que, para permitir grandes penetrações de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) intermitentes nas redes elétricas sem comprometer sua estabilidade, é essencial a sua digitalização com estratégias descentralizadas e modulares, com base no conceito de *Smart Grids* (SG). A modularização permite facilitar o gerenciamento, além de possibilitar a diluição de riscos e investimentos por meio de uma implementação gradual e iterativa dos SGs. Essa modularidade é possibilitada pela tecnologia das Microrredes (MRs) inteligentes de EE (Farhangi, 2010; Martini; Kristov, 2015).

No nível de distribuição, as MRs inteligentes são consideradas componentes essenciais para viabilizar a maior penetração de REDs renováveis. Isso ocorre porque, sendo dotadas de recursos avançados de monitoramento e controle, permitem o encapsulamento e o gerenciamento inteligente desses recursos em seu interior, ocultando a complexidade de sua

gestão do Sistema de Distribuição (SD). Além disso, seus recursos avançados de automação permitem às MRs inteligentes oferecer uma série de serviços ao SD, conferindo às redes de distribuição maior resiliência e estabilidade e permitindo, assim, a redução ou o adiamento de investimentos na expansão dessas redes (Bellido, 2018; Martini; Kristov, 2015; Santos, 2018).

As MRs inteligentes podem ser consideradas como pequenos sistemas de potência com capacidade de funcionar de maneira autônoma, conectadas ou não à rede de distribuição. O uso de tecnologias de informação, comunicação e automação permite gerenciar de maneira ótima os REDs internos e esconder sua complexidade da macrorrede. Para a macrorrede, a MR inteligente se apresenta como uma entidade controlável única, na forma de um RED ou uma carga, dependendo de estar consumindo ou injetando potência na rede (Lasseter, 2002; Santos, 2018).

Existem diversas definições ligeiramente diferentes para MRs. A definição mais aceita atualmente é a do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE): grupo de cargas e REDs interconectados dentro de fronteiras ou limites definidos, agindo como uma entidade controlável única sob a perspectiva da rede elétrica (a macrorrede). A capacidade de se manter conectada ao SD, e de se ilhar voluntariamente quando necessário, ou seja, desconectar-se da macrorrede elétrica, é uma das principais características das MRs inteligentes com base nessa definição (Farhangi, 2010; Kwasinski; Weaver; Balog, 2016; Montoya *et al.*, 2013; Roosa, 2021; Santos, 2018).

Contudo, a difusão das MRs inteligentes ainda encontra uma série de barreiras. Embora em vários países já exista um grande número de MRs implementadas como projetos-piloto ou para pesquisa e demonstração da viabilidade técnica, a viabilização comercial dessa tecnologia ainda é bastante limitada e praticamente inexistente no Brasil, em que se observa carência de regulação, normatização e padronização técnica (Bellido, 2018; de Souza; Castilla, 2019; Santos, 2018).

A viabilização econômica e regulatória em larga escala das MRs inteligentes é um desafio ainda maior do que a viabilidade técnica, particularmente no Brasil. A questão regulatória diz respeito, em primeiro lugar, às restrições impostas pelas normas das próprias distribuidoras, que receiam a interconexão de MRs com equipamentos não certificados nacionalmente. Além disso, a atual regulação também não permite transações comerciais de energia diretamente entre prosumidores no SD. Castro (2020) observa que atualmente diversas lacunas regulatórias tornam as incertezas muito altas para eventuais investidores no Brasil (Santos, 2018).

Dentre os diversos modelos de negócio possíveis para MRs inteligentes, as MRs

comunitárias ou multiusuários são consideradas as mais complexas e inovadoras e as menos difundidas, sendo, entretanto, o modelo de maior potencial de crescimento. Pesquisas internacionais também indicam que viabilização das MRs inteligentes no meio urbano pode ser facilitada pelos ganhos de escala promovidos pela agregação de prossumidores em MRs comunitárias. Segundo Castro (2020), essas vantagens são especialmente importantes no Brasil, devido às características dos alimentadores de distribuição, geralmente radiais, longos e frequentemente bastante carregados (Bellido, 2018).

A viabilização das MRs comunitárias passa pela evolução da regulação, permitindo o agrupamento de consumidores em Comunidades de Energia (CE). Deve ser possível o compartilhamento e/ou a comercialização *peer-to-peer* (P2P) entre prossumidores agrupados, e a negociação de seus excedentes no mercado livre (ML) de EE como entidade única, o que já é realidade em países europeus. Também depende do redesenho tarifário e das regras de mercado, reconhecendo os custos e benefícios e remunerando adequadamente os diversos serviços passíveis de serem oferecidos pelas MRs (Bellido, 2018; Castro, 2020; Martins, 2020b).

Da revisão da literatura, pode-se inferir que os potenciais benefícios das MRs comunitárias dependem da definição de um ambiente regulatório eficiente. Como o ambiente regulatório prevalecente no Brasil ainda não cria incentivos adequados para a difusão comercial dessa tecnologia, as pesquisas que avaliam estratégias para a operação ótima de MRs inteligentes comunitárias consideram cenários regulatórios hipotéticos. Assim, é de grande relevância identificar e testar cenários regulatórios que permitam a difusão sustentável dessas tecnologias, sendo esta a justificativa deste trabalho (Martins, 2020b; Santos, 2018).

Dado este contexto, o problema que conduziu esta pesquisa pode ser colocado da forma a seguir: como se poderiam definir cenários regulatórios plausíveis para influenciar positivamente a viabilidade econômica das MRs comunitárias no Brasil, sem prejudicar as distribuidoras nem os consumidores do mercado regulado?

O objetivo geral desta pesquisa foi propor e testar cenários regulatórios que incentivem a difusão comercial de MRs comunitárias atrás do medidor no Brasil. Foi estabelecido este objetivo a partir do entendimento de que as MRs inteligentes são facilitadoras da maior penetração de REDs intermitentes no SD, e sua difusão pode ser facilitada pelas CEs, sobretudo no meio urbano. As MRs podem ser consideradas aliadas valiosas das comunidades locais de energia, e a sua viabilidade é fortemente influenciada pelo ambiente regulatório.

Devido à complexidade do tema, e considerando a tendência de aumento das incertezas com a ampliação do horizonte de análise, decidiu-se limitar o escopo para a

proposição e testes de cenários factíveis para os próximos 10 a 15 anos, embora elementos de cenários futuros já propostos sejam apontados na revisão bibliográfica.

Para alcançar o objetivo geral os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos:

- avaliar as barreiras e oportunidades do atual ambiente regulatório brasileiro, no que se refere à viabilização de MRs inteligentes comunitárias;
- avaliar a experiência internacional no que se refere à relação entre o ambiente regulatório e a difusão das MRs inteligentes comunitárias;
- definir cenários regulatórios factíveis para a viabilização de CEs com MRs inteligentes comunitárias no Brasil no horizonte definido de tempo, usando pesquisa bibliográfica;
- testar os cenários através de pesquisas qualitativas;
- realizar testes de linha de base para a avaliação quantitativa dos cenários;

O objetivo desta pesquisa foi estabelecido após pesquisas bibliográficas conduzidas pelo autor, buscando fundamentar pesquisas de otimização descentralizada em MRs comunitárias. A pesquisa de sistemas de gerenciamento ótimo de energia é vista como prioritária para a viabilidade econômica das MRs inteligentes, e depende fortemente do ambiente regulatório (Santos, 2018).

Percebeu-se ser esse um tema escassamente abordado na literatura científica, não sendo possível localizar nenhum trabalho especificamente direcionado à cenários regulatórios para a viabilização das MRs inteligentes comunitárias no Brasil. Mesmo no caso dos poucos trabalhos que apresentavam propostas para a difusão MRs em geral no Brasil, incluindo as comunitárias, nenhum utilizou a combinação de metodologias qualitativas e quantitativas de testes utilizadas nessa pesquisa. Tampouco foi possível encontrar cenários estruturados que permitissem fundamentar satisfatoriamente pesquisas de sistemas de otimização descentralizada para MRs comunitárias urbanas no Brasil.

A tese foi organizada em 5 capítulos, incluindo este primeiro, no qual o problema de pesquisa foi brevemente descrito e contextualizado. Também foram apresentados os objetivos, a justificativa, a relevância e as contribuições do trabalho. No capítulo 2 é apresentado o referencial teórico e mostrado o estado da arte na área de pesquisa. O capítulo 3 apresenta os procedimentos metodológicos utilizados. São detalhados os métodos utilizados nas revisões bibliográficas e posteriormente nos testes realizados. No capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados. Por fim, no capítulo 5, são expostas as conclusões da tese.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será apresentado o estado da arte das alternativas de cenários regulatórios para a difusão das tecnologias das MRs comunitárias no Brasil, com a agregação de prossumidores em entidades únicas, o que caracteriza o conceito de CE.

Será primeiro brevemente apresentado o conceito de CE. Em seguida, são avaliados os cenários das CEs e MRs inteligentes em âmbito internacional, e depois com foco nos EUA e na UE, avaliando-se seus pontos fortes e barreiras. Logo após, avalia-se o cenário brasileiro. Posteriormente, são realizadas comparações entre o contexto regulatório brasileiro, e o dos EUA e da UE, avaliando-se possíveis lições aplicáveis ao contexto nacional. Na sequência, será abordada a teoria moderna da regulação, com a fundamentação dos métodos de projeto e testes de arquiteturas regulatórias utilizados nesta tese.

É importante ressaltar que o objeto de estudo desta tese são as MRs comunitárias inteligentes, cuja difusão pode ser facilitada pela organização dos prossumidores em CEs, sobretudo no contexto urbano. Neste trabalho, entende-se MR comunitária como MRs multiproprietário e/ou multiusuário, sobretudo quando capazes de atender consumidores residenciais. As MRs comunitárias, devido à sua maior complexidade, quase sempre exigem a utilização de plataformas digitais e sistemas de controle e otimização avançados, embora existam raros exemplos mais simples.

No contexto desta tese, entretanto, toda referência a MRs comunitárias deverá ser entendida como se referindo às MRs comunitárias inteligentes e que atendem aos requisitos do conceito clássico de MR do DOE, salvo indicação expressa em contrário (Alvial-Palavicino *et al.*, 2011; Gerlach; Eckhoff; Breitner, 2024).

2.1. COMUNIDADES DE ENERGIA

Para a Comissão Europeia (European Comisssion, 2022), as CEs podem ser definidas como organizações dirigidas pelos próprios cidadãos com o objetivo de promover ações coletivas para acelerar a transição em direção a uma matriz energética limpa. Considera-se que tenham a capacidade de contribuir para uma maior aceitação pública dos projetos de energias renováveis, facilitando a atração de investimentos privados para o setor. De acordo com a análise realizada em Brummer (2018), o conceito de CE encontrado na literatura é bastante variável e flexível, porém não arbitrário, e alguns elementos se destacam: sistemas de energia mais sustentáveis em seus aspectos tecnológicos; sistemas de energia que permitem maior participação e controle democrático (European Comisssion, 2022).

Como observado por Loebbe, Sioshansi e Robinson (2022), o conceito de CE não é algo novo. Ao contrário, em uma perspectiva historiográfica, as CEs se constituíram no berço dos atuais sistemas de potência, que tiveram início com sistemas ilhados, proprietários e comunitários.

Ainda segundo Loebbe, Sioshansi e Robinson (2022), o conceito de CE se mostra difícil de definir em função da característica multiobjetivo, com uma diversidade de conteúdos e *stakeholders*. Estudando essa diversidade, os pesquisadores Rossetto, Verde e Bauwens (2022) propõem uma taxonomia das CEs em sistemas de energia liberalizados, mostrando as características multifacetadas desse fenômeno. Os autores classificam as CEs em cinco categorias básicas, de acordo com critérios de nível de maturidade e modelos de negócio. A classificação é apresentada no **Quadro 1**.

Quadro 1 – Taxonomia das CEs

Principal função desempenhada	**Nível de Maturidade do Modelo de Negócio**	
	CEs bem estabelecidas	**CEs "novos entrantes"**
Suporte para consumidores e prossumidores	• Grupos de compra coletiva ○ REDs ○ Trocas coletivas • Provedores de assistência ○ Serviços de energia ○ Facilitação de financiamento	• Não observado
Produção e suprimento de energia	• Produtores de energia comunitários • CEs Varejistas ○ Leves em ativos ○ Integrados com a produção	• Comunidades de compartilhamento de energia ○ Autoconsumo coletivo ○ Troca peer-to-peer de energia
Fornecimento de energia por meio de redes	Distribuidoras cooperativas	Não observado
Implantação e gerenciamento de REDs	Não observado	• Mobilidade elétrica compartilhada • Agregadores comunitários • **MRs comunitárias**

Fonte: Adaptado de Rossetto, Verde e Bauwens (2022).

No caso das **CEs com foco no suporte** a consumidores ou prossumidores, estes primeiro agregam suas demandas individuais de energia ou REDs, e posteriormente buscam coletivamente melhores opções tecnológicas e barganhas com comercializadores varejistas. A sua organização em uma CE permite maior poder de negociação coletiva e, eventualmente, o aproveitamento da expertise de membros da comunidade. Essa categoria não enfrenta barreiras regulatórias significativas (Rossetto; Verde; Bauwens, 2022).

As CEs também podem ter como **foco a produção e suprimento de energia,** e mesmo a atuação como varejistas de energia, produzindo energia para os seus membros e até

para terceiros. Suas características permitem explorar valor por meio da agregação de REDs dispersos geograficamente. Tais CEs podem assumir duas formas básicas (Hochstetler; Born, 2022; Rossetto; Verde; Bauwens, 2022):

1. **Produtoras:** as CEs podem investir coletivamente em ativos de geração de energia, geralmente elétrica, e injetar sua produção na rede elétrica da concessionária local, vendendo a energia a terceiros via contratos bilaterais, ou mesmo no *spot market*. No Brasil, uma opção análoga são as cooperativas que oferecem créditos de energia a seus membros, para abater suas faturas individuais de EE, embora neste caso não se trate ainda propriamente de venda de energia;
2. **Varejistas:** as CEs também podem comprar e prover energia a seus próprios membros locais, que se tornam clientes da própria CE. Nestes casos a CE atua como uma varejista leve em ativos. Em muitos casos essas CEs também produzem parte da sua própria energia, com produção e revenda integrada. São geralmente menos concentradas geograficamente.

Existem também as CEs focadas em estabelecer **distribuidoras comunitárias de EE**, constituídas como cooperativas, com o objetivo de conectar consumidores de áreas remotas ao sistema de transmissão, ou a ativos compartilhados de geração. Este tipo tem longa tradição, existindo em diversos países desde o início do século XX. No Brasil, as chamadas "cooperativas de eletrificação" tiveram início nos anos 1940, sobretudo em áreas rurais e pequenas cidades (Hochstetler; Born, 2022; Rossetto; Verde; Bauwens, 2022).

As novas modalidades de CE, com uso de novas tecnologias digitais e REDs, por serem muito recentes, ainda carecem de equacionamento regulatório. Mesmo assim, diversos projetos promovidos geralmente por *startups*, empresas e comunidades vêm sendo implementados em diversos países. Quatro modelos consideradas como **novos entrantes** podem ser identificados (Rossetto; Verde; Bauwens, 2022):

- **Comunidades de Compartilhamento de Energia:** o desenvolvimento de novas tecnologias de geração distribuída, associado às ondas de digitalização do sistema elétrico, começam a tornar viáveis novas formas de CE com o compartilhamento de energia entre seus membros. Esses novos modelos de negócio são geralmente associados com dois conceitos novos: (a) Autoconsumo Coletivo e (b) Compartilhamento de energia *peer-to-peer* (P2P). O compartilhamento dos ganhos com a injeção de excedentes ocorre por meio de uma plataforma digital, de propriedade da própria CE ou de terceiros. A plataforma digital é recurso essencial

para as comunidades P2P, pois sem elas, os custos de transação do compartilhamento em pequena escala se tornariam proibitivos;

- **CEs de Mobilidade Elétrica Compartilhada:** são comunidades que promovem a aquisição coletiva de uma frota de veículos elétricos (VE), tornando-os disponíveis para seus membros. A comunidade passa a se encarregar da manutenção da frota e de sua estrutura de recarga, e a locação dos recursos geralmente é feita via aplicativo;
- **Agregadores Comunitários:** esse tipo de CE permite combinar e gerenciar ativamente as cargas e ativos de geração dos membros, obtendo o melhor do potencial de flexibilidade dos prossumidores. Combinando REDs locais, inclusive SAEs, com as baterias dos VEs, por meio de plataformas digitais, podem maximizar o consumo interno da energia produzida internamente, e seu compartilhamento entre os membros. Podem também participar dos mercados de energia, negociando não somente energia como também serviços ancilares;
- **Microrredes Comunitárias:** CEs com MRs comunitárias vão um passo além, interligando eletricamente os membros da comunidade e seus REDs privados, e também os REDs comunitários, em uma rede elétrica interna privada, que pode ser tecnologicamente mais avançada que a da distribuidora. Tipicamente os membros não possuem conexões elétricas diretamente com a distribuidora local, sendo conectados apenas à rede interna da MR, com o MR tendo um ponto de acoplamento comum (PAC) com o SD. O sistema interno de gestão de energia fornece energia gerada com recursos locais compartilhados aos membros sempre que for economicamente viável, podendo também comprar energia da distribuidora quando a importação de energia se mostrar a opção mais eficiente.

De acordo com Lilienthal (2020), os primeiros projetos de MRs comunitárias, implementados no início da década de 90, falharam não por limitações técnicas, mas devido à ausência de uma estrutura de governança bem definida para a sua manutenção. Como se mostra nesse capítulo, as CEs permitem a construção de um sistema de governança organizado e democrático para a gestão de REDs compartilhados. Por isso, entende-se o conceito de CE como essencial para viabilizar a difusão as MRs comunitárias.

2.2. PANORAMA INTERNACIONAL

Com o enorme crescimento de REDs em todo o mundo, cada vez mais a

preocupação se volta para a segurança e flexibilidade energéticas. Como resultado, percebe-se um crescente interesse no desenvolvimento de plataformas de otimização e agregação de REDs intermitentes, que permitam torná-los despacháveis e mais facilmente gerenciáveis. É o caso das MRs inteligentes e das *Virtual Power Plants* (VPPs) (Asmus, 2020; Masterson, 2022).

Pesquisas de mercado vêm apontando a região da Ásia e Pacífico, com destaque para a China o Japão e a Austrália, e a para a região da América do Norte, com destaque para EUA e, em segundo lugar, o Canadá, como líderes mundiais em projetos de MRs inteligentes. O mercado africano também se destaca, sobretudo nas MRs ilhadas ou *off-grid*. Uma pesquisa realizada em 2019 pela *Navigant Research* estimou a existência de 4.475 projetos de MRs no planeta, representando uma capacidade instalada ou planejada de 27 GW. O estudo avaliou projetos em operação e em fase de planejamento, considerando também as MRs ilhadas. Segundo o estudo, cerca de 70% dos projetos eram comerciais ou industriais (Lindsay Funicello, 2019).

Estudo posterior realizado ainda em 2019 pela mesma organização identificou ainda mais projetos nos EUA, sugerindo que o país havia se consolidado como o líder no mercado de MRs, sobretudo devido às instalações comerciais e industriais, visando assegurar o fornecimento a instalações críticas. Foram contabilizados, na época, um total de 6.610 projetos só nesse país, correspondendo a 36% do total da capacidade instalada de MRs no planeta (Wood, 2020).

Embora a UE seja amplamente reconhecida pela sua liderança na promoção das fontes renováveis e no desenvolvimento e regulação de CEs, não se observa o mesmo nível de liderança em projetos de MRs inteligentes. Segundo a *Navigant*, em 2019 a UE possuía apenas cerca de 9% do mercado de MRs. Entretanto, a UE vêm liderando em outro método de agregação inteligente, as VPPs, não só muito difundidas no continente, mas extremamente sofisticadas. Ao contrário dos EUA, onde o foco está na resiliência para infraestrutura crítica, na UE o foco da utilização de recursos de agregação tem sido facilitar a integração de renováveis intermitentes. Por isso, havia menor interesse na capacidade de ilhamento (Asmus, 2020; Lindsay Funicello, 2019).

Além disso, a forte regulação, que dificultava a criação de redes de distribuição proprietárias e ilháveis, e a alta confiabilidade das redes elétricas interligadas na maioria dos países do continente, são apontadas frequentemente como importantes barreiras ao crescimento de novos projetos de MRs na UE (Asmus, 2020; Lindsay Funicello, 2019).

Em Behrendt (2023) são analisadas diversas barreiras regulatórias à difusão das MRs na UE. Esse cenário pode estar gradualmente mudando tanto devido a avanços da

regulação, como em função dos eventos climáticos extremos, que aumentam o interesse na resiliência promovida pelo ilhamento voluntário das MRs (Euroelectric Powering People; EPRI, 2022; HERNÁNDEZ-MORALES, 2023; Wolf, 2023).

Já os EUA, apesar de ser líder nos projetos de MRs, há grandes incertezas e barreiras regulatórias no que concerne às MRs comunitárias. Entretanto, o assunto vêm sendo discutido pelas autoridades regulatórias dos diversos estados americanos. De acordo com Williamson (2022) os reguladores norte-americanos vêm percebendo os benefícios das CEs com agregação de REDs na otimização dos recursos energéticos locais e seus reflexos na otimização global do sistema, entre outras vantagens que podem acelerar a transição energética (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022; Mccoy, 2024).

Buscando mitigar as barreiras regulatórias, em diversos estados dos EUA os reguladores vêm introduzindo medidas *ad-hoc* e programas de incentivo de MRs comunitárias, com o objetivo de aumentar a resiliência de instalações críticas, e também melhorar os serviços de EE para comunidades carentes. O mesmo movimento vem sendo observado na Austrália (IEA, 2024; Williamson, 2022).

Na Austrália o fornecimento de serviços ancilares por VPPs à rede elétrica, sobretudo regulação de frequência, já se mostra muito desenvolvido em alguns estados do sul e do leste do país, participantes do *National Energy Market* (NEM). Já o oeste do país, com muitas áreas remotas e com baixa densidade populacional, possui um mercado significativamente desenvolvido de MRs ilhadas ou *off-grid*. Dados do mais recente relatório da IEA (2024), apontam a Austrália como o grande destaque nos incentivos às instalações de baterias em projetos atrás do medidor. O país já é considerado líder em instalações de sistemas FV per capita (IEA, 2024).

Embora já sendo reconhecido como um mercado importante para as MRs inteligentes, o Canadá também não dispõe de número significativo de MRs comunitárias. O país já conta com 300 projetos de MRs *off-grid* ou ilhadas, em áreas remotas, utilizando, atualmente, predominantemente geradores a diesel. Somente na última década iniciativas governamentais e entidades regionais, em parceria, vêm avaliando a utilização de fontes renováveis nesses empreendimentos. Entretanto, alguns projetos-piloto de MRs em CEs começam a surgir, como o projeto anunciado em 2020 na reserva indígena *Gull Bay First Nation*, que tem por objetivo construir MR com sistema de otimização, baterias e geração solar, provendo energia confiável à comunidade e reduzindo sua dependência de geradores a diesel (CBC News, 2019; Hitchens, 2023; Terrell, 2020).

Em Warneryd, Hakansson e Karltorp (2020) são avaliadas as mudanças regulatórias

e institucionais necessárias para o desenvolvimento de MRs comunitárias. O artigo analisa, por meio de pesquisa bibliográfica, os desafios para ampliar a tecnologia das MRs inteligentes em as áreas urbanas, apontando como prioritário o incentivo às MRs comunitárias. Os autores realizaram um mapeamento desses projetos no planeta, com base em pesquisa bibliográfica. O resultado mostra claro protagonismo da UE e dos EUA nesses tipos de projeto.

Nas próximas seções são analisados com mais detalhes o contexto dos EUA e da UE, líder na promoção de CEs. Essas duas jurisdições já contam com projetos pioneiros de MRs inteligentes em CEs. Os resultados foram posteriormente cotejados com o cenário brasileiro.

2.3. COMUNIDADES DE ENERGIA E MICRORREDES NOS ESTADOS UNIDOS

De acordo com Williamson (2022), reguladores e legisladores da UE e dos EUA vêm apresentando crescente interesse nas CEs como estratégia de mitigação dos desafios da crise climática. O autor argumenta que, paradoxalmente, embora as CEs apresentem a tendência de ir na contramão dos grandes sistemas elétricos centralizados tradicionais, movendo o problema do complexo balanceamento entre suprimento e demanda de EE para mais próximo dos consumidores e da comunidade, as raízes desse movimento não podem ser consideradas algo novo nos EUA. Isso porque os sistemas elétricos comunitários e de pequenas localidades municipais têm um longo histórico no país, que remete ao nascimento da indústria da eletricidade na virada do século XIX para o século XX (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Além disso, de acordo com Warneryd, Hakansson e Karltorp (2020), os movimentos pela democratização da energia vêm ganhando espaço nos EUA. Embora os governos estaduais e federal ainda não estejam colocando o tema como prioridade, a pressão da população tem sido um dos principais fatores que motivaram os projetos existentes de MRs comunitárias no país. Para os EUA, o foco ainda está no fomento à maior adoção de REDs renováveis e MRs inteligentes com o objetivo de conferir maior resiliência às redes elétricas e a infraestruturas críticas (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

A regulação pré-existente, entretanto, torna bem desafiador o desenvolvimento das CEs nesse país. Embora as comissões regulatórias nos EUA tradicionalmente tenham pouco poder de interferência nas operações e na política de preços nas *utilities* públicas estatais (note que o termo *public utility* nos EUA pode se referir tanto a empresas estatais como privadas), também é um fato que elas vêm expandindo a penetração de recursos de geração renováveis privados em suas áreas de serviço. Já no caso das *utilities* privadas, o regulador tem o dever de defender o interesse público, estabelecendo regras que garantam o fornecimento de EE seguro,

confiável e adequado a preços razoáveis (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Uma vez que nos EUA o serviço de fornecimento de EE já atende praticamente toda a população do país, a implementação de CEs dificilmente atenderia áreas sem esse serviço, não se constituindo em projetos realizados do zero. Em outras palavras, projetos de CE praticamente só podem ser empreendidos em área de serviço de alguma *utility*, já sujeita a uma série de regulações e com impactos em contratos e regras pré-existentes, sendo necessário equacionar conflitos (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Nos EUA, tanto as *utilities* privadas como as estatais possuem uma série de regras rígidas a cumprir em suas operações em curso, seja explícita ou implicitamente, nas suas áreas de serviço. Tais obrigações poderiam facilmente entrar em conflito com a operação de CEs de propriedade de prossumidores interligadas às suas redes. Além disso, nos EUA existem separações muito claras e longamente reconhecidas de poder e responsabilidade entre as esferas federal, estaduais e provinciais, com os estados tendo grande autonomia. As proteções contra interferências em propriedades privadas ou desapropriações sem o devido processo legal também são fortíssimas. São fatores que tornam bastante complexa a viabilização de MRs comunitárias (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Kolesar (2022) realizou uma série de análises dos tipos de empreendimentos que se aproximam do conceito de CE nos EUA atualmente, concluindo que eles vêm crescendo bastante, apesar de todas as barreiras. Dentre eles, o autor analisa os seguintes tipos de projetos:

- **Cooperativas de Energia:** as comunidades coletivas de geração de energia;
- **Comunidades Patrocinadas por Terceiros:** geralmente patrocinadas por empresas de tecnologia ou *utilities*;
- **Companhias de Serviços de Energia:** formadas em parcerias entre empresas e comunidades;
- **Comunidades de Agregação Flexível de Recursos**;
- **Mercados Comunitários de Energia entre Prossumidores**.

Kolesar (2022) mapeou diversos exemplos dos empreendimentos citados acima em vários estados americanos, percebendo que as diferenças entre as regulações estaduais favoreciam em cada um tipos diferentes de comunidades. Nos EUA e Canadá, ao contrário do que frequentemente ocorre na UE, percebe-se que a política predominante vem sendo a de incentivar atores institucionais, *utilities* ou novos entrantes no mercado a desenvolverem projetos de CEs com a colaboração de comunidades locais, mas não tanto a motivar as próprias comunidades a se organizarem e tomarem a iniciativa. Acredita-se que essa tendência de

iniciativas mais voltadas ao mercado possam reduzir as tensões entre as CEs e as *utilities* existentes (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Mesmo assim, se nota um crescente número de CEs de compartilhamento de geração solar em diversos estados, estruturadas geralmente como organizações sem fins lucrativos, usando mecanismos de *crowdfunding* entre vizinhos (Kolesar, 2022).

Kolesar (2022) analisa também estudos do *Institute for Local Self-Reliance* (ILSR) que comparam as regulações em cada estado. A ILSR (2024) se define como instituição de pesquisa e advocacia que tem por objetivo promover a autossuficiência energética em comunidades locais, reduzindo a dependência do suprimento de energia por grandes corporações. A instituição mantém um *ranking* de estados norte-americanos quanto à viabilização da formação de CEs autossuficientes. A escala vai de "A" a "F", sendo o conceito "A" a melhor nota, e o conceito "F" a pior, classificação atribuída a estados onde a regulação não só não favorece, mas proíbe explicitamente a formação de CEs.

O resultado do *ranking* publicado em abril de 2024 não mostra nenhum estado com o conceito "A". Illinois, com conceito "B", é o que aparece com o melhor conceito. Ao todo, 11 estados ganharam conceito "C", e 13 o "D". Os demais, um total de 26 ou 51% dos estados, têm o pior conceito possível, sendo atribuído conceito "F" (Cohn, 2024; Mccoy, 2024).

Em Kolesar (2022), são apresentados dados estruturados em tabela sobre os principais incentivos para os diversos tipos de CE existentes em cada estado norte-americano. Os principais incentivos observados são: créditos nas tarifas de energia, reembolso de custos de instalação de REDs, incentivos fiscais e financiamentos. O autor enfatiza também a importância dos sistemas de medição e da estrutura tarifária. Em especial, os sistemas de *Net Metering* e *Feed-In-Tariff* (FIT) vêm sendo cada vez mais questionados, por razões semelhantes aos questionamentos crescentes do sistema de *Net Metering* no Brasil. Existe a preocupação com a concentração de renda, devido ao excesso de benefício promovido aos proprietários dos REDs, frequentemente de classes mais altas (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Ainda de acordo com Kolesar (2022) as ECs vêm crescendo em número em diversos estados dos EUA, com a maioria surgindo em jurisdições com políticas regulatórias que facilitam seu estabelecimento, ou que pelo menos não as proíbam explicitamente. Ainda segundo a análise do autor, como já mencionado, o tipo mais comum de CE nos EUA vêm sendo o de geração solar compartilhada por vizinhos.

2.3.1. Barreiras e Facilitadores

Apesar de todas as dificuldades discutidas aqui, observa-se grande contribuição dos

EUA à evolução tecnológica para a promoção das SGs e das fontes renováveis em geral, com o país sendo um dos líderes na tecnologia de MRs e já contando com diversos projetos de CEs, inclusive com MRs inteligentes. Vale destacar que os conceitos de SG e MRs inteligentes surgiram originalmente em pesquisas incentivadas pelo DOE nos EUA, entre o final do século passado e início do atual (Fox-Penner, 2010; Lasseter, 2002).

Embora o caráter descentralizado de administração e o grande número de entidades envolvidas nas mudanças regulatórias tornem mais complexa a evolução regulatória nacional nesse país, até mesmo, em alguns casos, quando comparado à UE, há também algumas vantagens no modelo norte-americano (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Desde o início do século XX autoridades já chamavam a atenção para o fato de a autonomia estadual permitir que estados pioneiros e "corajosos" assumissem a liderança em políticas regulatórias novas e experimentais, servindo como laboratório para o restante do país. Essa vantagem foi destacada por Louis Brandeis, ex-juíz da suprema corte dos EUA em 1921, em famoso processo envolvendo questões regulatórias antitruste (Williamson, 2022).

No caso das CEs, considerando a pressão política da população e o interesse dos reguladores no tema, espera-se grandes evoluções nos próximos anos nesse país, sendo importante o estudo atento dos projetos pioneiros, buscando a evolução contínua da arquitetura regulatória dessa complexa questão (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Abaixo é apresentada a síntese das principais barreiras e facilitadores observados na regulação dos EUA, no que se refere às MRs em CEs.

As seguintes barreiras foram elencadas neste estudo:

- falta de uma definição de CE na regulação norte-americana;
- falta de definição do conceito de MR na regulação na maioria dos estados;
- restrições existentes em certos casos para comissões regulatórias independentes, onde há de fato o conhecimento mais técnico e visão global dos dilemas regulatórios, para propor ou influenciar a proposição de novas políticas regulatórias, que terminam sendo definidas por políticos, às vezes sem o conhecimento necessário, sendo frequentemente barradas posteriormente;
- grande autonomia dos estados e províncias, com administração bastante descentralizada, dificultando a uniformização de políticas regulatórias nacionais e gerando frequentes conflitos e judicializações;
- forte regulação pré-existente em praticamente todo o território, com muitas regras implícitas e explícitas, difíceis de mudar;

- cultura de enorme respeito pela propriedade privada e contratos legados, dificultando inovações em territórios das distribuidoras, com altos riscos de judicializações longas e caras, mesmo quando existem claros benefícios sociais e nacionais mais amplos em jogo.

A seguir, enumeram-se os facilitadores identificados:

- longa tradição democrática e liberal do país, com interesse crescente na autonomia energética das localidades;
- mercados liberalizados com bom nível de maturidade em diversos estados;
- liderança mundial em MRs comerciais, já havendo *know-how* e experiência com a tecnologia;
- universidades e centros de pesquisa qualificados na área (o conceito de MR inteligente e SG foram inicialmente propostos nas concepções modernas por pesquisadores dos EUA) (Lasseter, 2002; Palensky; Kupzog, 2013);
- forte autonomia dos estados permite que muitos assumam riscos regulatórios, servindo como cobaias para os demais, sem comprometer o país inteiro em experimentos;
- forte tradição democrática e de mobilização popular;
- cultura descentralizada de poder, com freios e contrapesos, embora dificulte e às vezes atrase a aprovação de inovações regulatórias, também torna menores as chances que regulações de má qualidade sejam colocadas em prática, podendo qualificar decisões;
- existência de uma série de projetos inovadores de MRs comunitárias avançadas, mesmo com todas as barreiras observadas e lacunas na regulação;
- grandes porções da rede elétrica já antiga e em obsolescência, exigindo atualização, com investimentos que podem ser reduzidos ou adiados com a difusão de MRs comunitárias (Communication, 2008);
- rede de transmissão nacional considerada insuficiente e sobrecarregada, sem interligação de todas as regiões, com enorme dificuldade de instalar novas linhas devido à oposição das populações locais, e tensões entre estados em linhas que transpassam diferentes jurisdições, incentivando a busca de fontes distribuídas e novas tecnologias (Communication, 2008; Wallsgrove *et al.*, 2021);

- ocorrência de *blackouts* massivos aumentando nas últimas décadas, com as tecnologias tradicionais, usando SCADA centralizados e contando com operadores humanos, cada vez mais incapazes de lidar com falhas sistêmicas, o que incentiva investimentos em MRs inteligentes (Communication, 2008);
- políticas governamentais de descarbonização e eletrificação da economia, com forte apoio popular (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Estas três MRs comunitárias são exemplos de empreendimentos de sucesso com recursos avançados nos EUA, indicados para ampliação dos estudos apresentados:

1. The Marcus Garvey Apartments Microgrid (Wright; Hanley, 2017);
2. KB Home Durango em Shadow Mountain (Kennedy, 2022);
3. Blue Lake Rancheria Microgrid (Marks-Marino, 2018).

2.4. COMUNIDADES DE ENERGIA E MICRORREDES NA UNIÃO EUROPEIA

Na UE, o conceito de CEs, prevendo o compartilhamento de energia, vem sendo incentivado como o modelo de maior sucesso para fomentar o engajamento dos agentes de pequeno porte nos mercados de energia, promovendo maior democratização desse mercado e incentivando a participação consciente na transição energética (de Almeida *et al.*, 2021; Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Na legislação europeia, as CEs são praticamente sinônimo de mercado P2P em uma comunidade, podendo ser tecnologicamente viabilizadas pelas MRs inteligentes, dentre outras possibilidades tecnológicas (de Almeida *et al.*, 2021).

As CEs são vistas como grande necessidade para permitir não apenas a maior penetração de REDs renováveis e a modernização da rede elétrica, mas também para promover soluções inteligentes para a eletrificação dos sistemas de transportes, dos setores da construção civil e industrial e de áreas rurais, remotas e ilhadas (de Almeida *et al.*, 2021).

O atual ambiente regulatório da UE define dois tipos básicos de comunidades, cada uma com direitos, deveres e incentivos específicos: as *Renewable Energy Communities* (RECs) e as *Citizen Energy Communities* (CECs), cujas características específicas são apresentadas com mais detalhes no glossário. Estima-se que, no início de 2015, já existissem 2.400 comunidades de energia na Europa, com mais de 1.900 cooperativas registradas na REScoop.UE, que é uma federação de cooperativas de energia da UE (de Almeida *et al.*, 2021; Energia.coop, 2023; Peeters *et al.*, 2021; REScoop, 2022; Wu *et al.*, 2022).

As CEs na Europa podem adotar quaisquer formas de entidades legais, como por exemplo associações, cooperativas, parcerias, organizações sem fins lucrativos ou mesmo empresas de pequeno e médio porte. Porém, têm sempre como característica a possibilidade de agrupar consumidores individuais em entidades únicas, que ganham escala e, com isso, a capacidade de atuar em todos os mercados de energia, em igualdade de condições com os demais atores de mercado (European Comisssion, 2022).

As CEs estão sendo promovidas na Europa como parte do *European Green Deal*, que busca a neutralidade de emissões de GEEs em 2050, sem comprometer o desenvolvimento econômico, sustentando-se em três vetores: integração de mercados; economia circular de energia; energias locais descentralizadas. Para promover este último, as CEs são vistas como importante iniciativa. Reconhece-se que, para o sucesso deste pacto, a promoção da participação pública ativa é um dos mais importantes fatores a serem buscados, o que exige o financiamento adequado do setor privado (ANEEL, 2022a).

As CEs, com sua capacidade de integrar consumidores residenciais, pequenos e médios empreendimentos e diversas outras comunidades do setor de energia, fornecem maior autonomia a esses agentes. Especialmente quando combinadas com a tecnologia das MRs inteligentes, vêm mostrando enorme potencial de alinhamento com tais metas. Espera-se que a maior participação dos consumidores eleitores no processo de transição energética, bem como o aumento do nível de informação, possa aumentar a responsabilidade e transparência (*accountability*) das autoridades políticas e regulatórias, bem como das empresas de energia e de outros *stakeholders* relevantes (Haji Bashi *et al.*, 2023; Trivedi *et al.*, 2022).

Contudo, trata-se ainda de uma regulação recente, com diversas sombras e sobreposições entre conceitos e regulações que as vezes ainda carecem de melhores definições e delimitações. Além disso, em muitos casos, as novas regulamentações já estabelecidas na UE, em nível europeu, ainda necessitam de transposição para as legislações nacionais. As diretivas relacionadas ao tema encontram-se em estágios bem diferentes de regulamentação nos diversos países do continente, sendo ainda incipientes na maioria deles (Haji Bashi *et al.*, 2023).

2.4.1. Regulação europeia e as Comunidades de Energia

Em Haji *et al.* (2023) os autores realizam o mapeamento dos desafios regulatórios referentes às CEs nos países membros da UE, por meio de pesquisas conduzidas com atores ou *stakeholders* envolvidos em projetos de CEs em seis países participantes da pesquisa (Áustria, Bulgária, Alemanha, Irlanda, Polônia e Espanha). Além de uma ampla revisão referente aos conceitos e nomenclaturas empregadas na regulação europeia e na bibliografia técnica e

científica sobre o assunto, com diferentes denominações e conceitos por vezes sobrepostos ou conflitantes, o artigo também avalia a adequação da regulação das tecnologias ou contrapartes técnicas utilizadas pelas CEs, em sua implementação, aos atores definidos na regulação capazes de representar juridicamente as CEs, denominados Agentes das Comunidades Energéticas (ACE).

Entre os ACEs, encontram-se as CECs, as RECs, RSCs, ACs e JACs, cujos significados e definições são apresentados no glossário, no final deste documento, sendo brevemente descritos a seguir. Entre contrapartes técnicas, ou seja, tecnologias que permitem à concretização técnica das CEs, avaliadas na referida pesquisa, além das MRs, estão os *Energy Hubs* e as VPPs. Entre os diferentes termos encontrados na bibliografia em inglês, cujo significado pode ser diretamente associado ao conceito de CE, encontram-se (Haji Bashi *et al.*, 2023):

- *Community Energy Systems;*
- *Local Energy Systems;*
- *Community Energy;*
- *Community Energy Projects;*
- *Citizen Energy;*
- *Energy Citizenship;*
- *Citizen Power Plants.*

Os termos acima, portanto, precisam ser incluídos em quaisquer pesquisas bibliográficas sobre CEs na UE. Existem também outros termos que são utilizados para tipos específicos de CEs, com significado mais restrito, como *renewable energy cooperatives* ou *wind power cooperatives*.

A regulação europeia promovendo as CEs teve início a partir de uma série de iniciativas regulatórias criadas com o objetivo de incentivar as energias renováveis. A primeira regulação deste tipo foi promulgada em 1997, estabelecendo a meta de chegar a 12% de geração do consumo de EE a partir de fontes renováveis até 2010. Os Estados-Membros passaram a estabelecer metas locais para alcançar a meta continental a partir de 2001. Como resultado, em 2010 chegou-se a 21% do consumo de EE sendo gerado a partir de fontes renováveis, ultrapassando com muita folga, portanto, a meta estabelecida em 1997. Em 2009, foi promulgada a nova Diretiva de Energias Renováveis (DER), estabelecendo a meta de chegar a 20% de consumo final de energia total (não apenas elétrica) gerado a partir de fontes renováveis em 2020 (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Em 2013, a Comissão Europeia, braço executivo da UE responsável por propor novas leis e pela implementação das decisões do parlamento europeu (European Union, 2023), definiu como prioridade a promoção de infraestrutura comum no continente para atingir as metas climáticas e energéticas estabelecidas para 2020 (de São José; Faria; Vale, 2021; Shahinzadeh, 2020).

Das doze tecnologias energéticas avaliadas como essenciais para essa iniciativa, duas foram consideradas as mais relevantes para o desenvolvimento e difusão de CEs: os SGs e os SAEs (Haji Bashi *et al.*, 2023). A combinação da flexibilidade de gerenciamento com inteligência computacional, proporcionada pelos SGs, combinada à possibilidade de gerenciar a intermitência da geração renovável com o uso de SAEs, permite às CEs grande ganho de eficiência. As MRs inteligentes são consideradas como elementos chave para a implementação dos SGs avançados (de São José; Faria; Vale, 2021; Farhangi, 2010; Shahinzadeh, 2020).

Em 2015, com a introdução da estratégia chamada de União da Energia da Europa (*Energy Union Package*), pela primeira vez o conceito de autoprodução de energia foi mencionado na legislação europeia. Esse pacote, que visa concretizar o mercado único e reformar a produção, o transporte e o consumo de energia na Europa visando ao atendimento das metas climáticas e a segurança energética, abordou o grande potencial das tecnologias de SG para promover maior eficiência energética e incentivar a autoprodução de energia, empoderando os consumidores e incentivando sua participação crescente. O maior incentivo à participação dos cidadãos e à produção de energia pelos consumidores resultantes dessas medidas representaram importantes impulsos para o desenvolvimento de CEs (Conselho Europeu, 2024; Europeu, 2015; Haji Bashi *et al.*, 2023).

Em 2018 promulgou-se a segunda Diretiva de Energia Renovável (DER II) como parte do grande pacote denominado *Clean Energy Package* (CEP), estabelecendo novas metas para a UE, como a de alcançar um mínimo de 32% de energia consumida por consumidores finais sendo produzida através de fontes renováveis. A diretiva também exigia que os Estados-Membros adotassem esta mesma meta. As comunicações da Comissão Europeia com o Parlamento Europeu enfatizaram a importância dos prossumidores e das CEs, com o objetivo de incentivar a instalação de geração renovável em residências. O CEP incluiu uma série de direitos, obrigações, delimitações de setores de atividades e bases legais para o funcionamento de CEs em todo o território da UE (Haji Bashi *et al.*, 2023).

De acordo com Swens e Diestelmeier (2022), o CEP foi um divisor de águas na regulação europeia sobretudo por endereçar os cidadãos comuns, pela primeira vez, convocando-os diretamente para participar no processo de transição energética em busca de um

setor energético com menos emissões de GEE. O principal instrumento de participação promovido pelo CEP seria justamente as CEs. O CEP é formado por oito documentos cujas principais características são descritas a seguir (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

No âmbito do CEP1 deu-se especial atenção à possibilidade de os consumidores fornecerem flexibilidade ao sistema elétrico, na medida em que passam a ter acesso a diferentes mercados de eletricidade. São reconhecidos três pilares para essa flexibilidade: programas de resposta da demanda (RD), implementação de SAEs e programas de eficiência energética. Estes pilares que podem ser potencializados com a inteligência e a automação proporcionadas pela instalação de MRs inteligentes, em conjunto com diversas novas tecnologias (Haji Bashi *et al.*, 2023; Swens; Diestelmeier, 2022).

O CEP1 forneceu recomendações para a superação de diversas barreiras para essas iniciativas, como a promoção de incentivos fiscais pelos Estados-Membros, a facilitação da integração de novas tecnologias, incentivos tarifários, e o incentivo ao agrupamento de consumidores para a atuação em grupo no mercado de EE (Haji Bashi *et al.*, 2023).

O conceito de *Citizen Energy Communities* (CEC) é introduzido no âmbito do CEP1 como uma nova família de CEs, sendo seus direitos e obrigações definidos no mercado de EE. As CECs podem ser constituídas como pequenas ou médias empresas, parcerias, cooperativas, associações ou organizações sem fins lucrativos. Reconhece-se o direito de as CECs atuarem como consumidores, fornecedores e até mesmo como operadores de SDs. Permite-se, também, o compartilhamento de energia entre os membros da CEC, até mesmo usando a rede pública de energia, podendo os membros não estarem na mesma localidade, nem atrás de um mesmo medidor de energia (Haji Bashi *et al.*, 2023).

As CECs podem tanto operar SDs normais, via regime geral (ou seja, sem nenhum tipo de isenção nas obrigações legalmente exigidas das distribuidoras), como também podem operar SDs privados e fechados, o que pode incluir instalações industriais, estações de trens e aeroportos, bem como o gerenciamento ótimo de uma gama de diferentes fontes integradas de EE, o que pode ser viabilizado com o uso das MRs inteligentes ou com VPPs (Haji Bashi *et al.*, 2023; Santos, 2018).

Um grupo de consumidores finais podem se constituir em *Active Customer* (AC), podendo assumir quatro diferentes papéis: venda de eletricidade autogerada, participação em esquemas de flexibilidade, cooperação em esquemas de eficiência energética e geração ou armazenamento de EE gerada em suas próprias instalações. Tais papéis, entretanto, não podem se constituir nas atividades profissionais primárias desses agentes (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Consumidores finais atuando como AC não podem ser sujeitos a discriminações de

natureza técnica ou administrativa, ou taxas de rede. Embora os ACs possam operar no mercado individualmente ou de maneira agregada, ao importar ou exportar energia à grande rede, as taxas do serviço do fio serão sempre cobradas individualmente. Além disso, as ACs são responsáveis por desequilíbrios gerados por sua operação na rede de energia. Elas também podem adquirir e instalar SAEs próprios, sendo vedada a cobrança de taxas de licenciamento adicionais para que possam fazê-lo (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Conforme descrito no CEP1, as principais diferenças entre ACs e CECs são a possibilidade de compartilhamento de energia via rede de distribuição e os direitos de propriedade e operação dessa rede, sendo que Estados-Membros podem ter regulações próprias para ACs agregados, ou *Jointly Active Customers* (JACs). Como já mencionado, ao contrário das CECs, ACs não tem direito de acesso a todos os mercados de energia, tendo atuação limitada aos quatro papéis enumerados anteriormente (Haji Bashi *et al.*, 2023).

O conceito de *Renewable Energy Communities* (REC) foi definido claramente no CEP4, como uma entidade legal governada por seus acionistas e membros localizados nas proximidades de um projeto de energias renováveis. Os acionistas podem ser pequenas ou médias empresas, municipalidades, autoridades locais ou pessoas físicas. Uma das mais importantes distinções entre CECs e RECs é justamente essa restrição de proximidade existente no conceito de REC, muito embora o conceito aplicável de proximidade não seja claramente definido (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Além disso, as CECs não são necessariamente limitadas apenas ao uso de fontes renováveis, como ocorre com as RECs. Essa diretiva também obriga os Estados-Membros a garantir que as RECs possam fornecer serviços de suporte em igualdade de condições com projetos de energias renováveis de grandes dimensões. Também estabelece que as RECs, quando atuando como fornecedores de energia, são responsáveis por quaisquer desequilíbrios gerados na rede por sua operação (Haji Bashi *et al.*, 2023).

No CEP4 também se apresenta a definição de *Renewable Self-consumers* (RSC). Trata-se basicamente de autoconsumidores de energias renováveis, aos quais é permitido o armazenamento de energia excedente, que podem ser consumidores residenciais ou consumidores não residenciais cuja atividade de geração de energia não seja atividade comercial primária. Encontra-se também no CEP4 a definição de *Jointly Acting Renewable Self-consumers* (JARSC), sendo essencialmente associações de RSC em um prédio ou bloco (Haji Bashi *et al.*, 2023).

As RSCs devem ser remunerados pela injeção de sua EE excedente de acordo com valores de mercado. Ou seja, embora os RSCs mantenham os direitos de consumidores finais,

sua energia excedente pode ser vendida tanto por meio de *Power Purchase Agreements* (PPAs), como para fornecedores de energia ou mesmo via acordos de negociação P2P. O CEP4 também dá aos RSCs o direito de atuar em quaisquer mercados de energia. Também se permite que os RSCs instalem SAEs em suas dependências. RSCs em um prédio ou bloco multiapartamento podem compartilhar energia, atuando como JARSC (Haji Bashi *et al.*, 2023).

De acordo com o CEP8, os Estados-Membros têm a liberdade de isentar da responsabilidade por desequilíbrios na rede as instalações de geração de energia renovável com menos de 400 kW, que podem também receber prioridade de despacho. Não fica claro se essa possibilidade se aplicaria a Agentes de Comunidade Energética (ACE) como CECs, ACs e RECs, pois a mesma legislação afirma que tais ACEs não podem ser isentos da responsabilidade por desequilíbrios. Por outro lado, caso a interpretação correta seja que esses ACEs possam ter esses incentivos, desde que sua potência não ultrapasse 400 kW, existe o receio que esses incentivos representem um desincentivo ao desenvolvimento desses ACEs a partir desses limites (Haji Bashi *et al.*, 2023).

O CEP5 trata de medidas para incentivar a instalação de medidores inteligentes, visando a promoção da participação ativa dos usuários finais nos mercados de gás e eletricidade, buscando o aumento da eficiência. Já em 2021, foi reeditada uma versão revisada da diretiva de eficiência energética que incentiva a adoção de RECs e CECs como medidas promissoras para alavancar a eficiência energética a nível residencial, criando a exigência de os Estados-Membros de conceber medidas de eficiência energética com a finalidade de promover o papel das CECs e RECs (Haji Bashi *et al.*, 2023).

A **Tabela 1** enumera os direitos e obrigações atribuídos a cada ACE na atual regulação europeia (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Como pode ser visto, as definições do CEP deixaram em aberto uma ampla gama de possibilidades para sua estruturação e definição legal exata para os estados membros (e.g., cooperativas, parcerias, associações, organizações sem fins de lucro etc). Swens e Diestelmeier (2022) destacam, entretanto, o fato de a diretiva ter deixado claro o propósito que as CEs devem ser capazes de cumprir: “prover benefícios ambientais, econômicos, e sociais comunitários para os seus membros, acionistas, e para as localidades onde operam, ao invés de lucros financeiros” (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

E ainda segundo os autores, uma segunda característica que distingue as CEs dos investimentos tradicionais no setor de energia é justamente o envolvimento da comunidade (Swens; Diestelmeier, 2022).

Tabela 1 – Comparação dos direitos e obrigações atribuídos a cada ACE

ACE	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
CEC	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Não
AC	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Não	Sim
REC	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Não
RSC	Não	Sim	Não	Sim	Sim	Não	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: Adaptado de (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Notas: Legendas dos códigos das colunas da tabela:
A1: possuir, gerenciar e operar SDs;
A2: compartilhamento de eletricidade via rede pública de distribuição;
A3: participação transfronteiriça;
A4: acesso a todos os mercados de eletricidade;
A5: sujeito a encargos, impostos e taxas não discriminatórios;
A6: responsabilidade financeira por desequilíbrios;
A7: propriedade de SAEs;
A8: operação agregativa;
A9: limitação a uso de recursos renováveis;
A10: limitação ao setor elétrico.

2.4.2. Comunidades de Energia e Microrredes na União Europeia

Pelos motivos já apresentados na introdução, o desenvolvimento das MRs inteligentes tem sido visto como fundamental para a descentralização inteligente da produção de energia na UE. Porém, entre as barreiras ainda existentes para a difusão desta tecnologia, as de caráter regulatório são frequentemente citadas como o maior desafio (Bellido, 2018; Montoya *et al.*, 2013; Santos, 2018).

A UE é líder em CEs e tem a regulação mais avançada nessa área. Entretanto, ainda é um mercado muito restrito no que se refere a MRs inteligentes. Os motivos frequentemente citados por essa inércia no mercado europeu de MRs inteligentes são (Asmus, 2020; Behrendt, 2024; IEA, 2024; Monachesi, 2022; Warneryd; Håkansson; Karltorp, 2020):

- forte regulação dificultando a criação de SDs privados;
- grande complexidade e inércia regulatória;
- foco dos reguladores em geração renovável de grande escala, com massivos investimentos em infraestrutura de transmissão, reduzindo incentivo para sistemas ilháveis;
- histórico de alta confiabilidade da rede elétrica integrada do continente, reduzindo o interesse em MRs ilháveis visando a resiliência e segurança energética;
- devido à alta confiabilidade, a regulação exige também que sistemas de *backup* de energia possuam uma autonomia muito maior, difícil de obter com SAEs em MRs,

geralmente exigindo o uso de geradores a diesel;

- excesso de incentivos para a energia injetada da rede pelos REDs, principalmente pelo sistema de FIT, removendo possíveis interesses econômicos do investimento em SAE para autoconsumo e do ilhamento intencional por motivos econômicos;
- incertezas regulatórias envolvendo diversos aspectos, incluindo a possibilidade de negociação P2P entre os membros da MR, aumentam os riscos de investimento na tecnologia e os eventuais custos de transação.

Segundo relatório da IEA (2024), publicado em abril de 2024, o cenário pode estar mudando devido à forte queda nos preços dos SAE nos últimos anos, e também pela contínua queda nos preços dos sistemas FV. Segundo a IEA, os sistemas FV com baterias já estão se mostrando mais vantajosos economicamente, mesmo sem incentivos, do que sistemas tradicionais a combustíveis fósseis. Some-se a isso a crescente sobrecarga dos sistemas elétricos europeus devido à crise climática, além dos diversos desafios geopolíticos e diplomáticos para a importação de combustíveis e tem-se, como resultado, um interesse crescente em tecnologias capazes de promover maior resiliência ao fornecimento de EE, como é o caso das MRs inteligentes.

Além disso, segundo Wallsgrove *et al.* (2021), com linhas de transmissão extensas e frequentemente transpassando diferentes jurisdições, o sistema elétrico europeu cada vez mais tende a enfrentar dificuldades políticas e regulatórias para construir novas linhas de transmissão, dificuldades semelhantes às observadas nos EUA, sendo esse outro possível motivador para o investimento em MRs inteligentes.

Mesmo com todas essas barreiras, a Europa ainda se destaca por alguns avanços regulatórios. A crescente instalação de projetos com MRs inteligentes tem incentivado inclusive a criação de novos mercados de EE em alguns países do continente, como nos países nórdicos, Reino Unido, Alemanha, França e Suíça, fenômeno que também começa a ocorrer nos EUA, embora sem a mesma ênfase em MRs comunitárias. O **Quadro 2** resume as características básicas desses novos mercados emergentes, motivados pela implantação crescente de projetos com MRs inteligentes (Chartier *et al.*, 2022; Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Atualmente, como consequência da inexistência de uma definição de MR na legislação, e de como enquadrar seus proprietários e clientes juridicamente, os clientes ou proprietários de MRs na UE precisam sempre avaliar as classificações jurídicas mais adequadas para cada projeto específico. No caso de MRs em que há o compartilhamento de energia, a concepção que mais se aproxima na regulação da UE parece ser a das CECs (Haji Bashi *et al.*,

2023).

Contudo, não há uma correspondência clara entre os ACEs presentes na legislação europeia e as potencialidades e limitações dessa tecnologia, sendo necessária uma análise criteriosa de quais ACEs se adequam em cada projeto particular, com especial atenção aos aspectos ainda não bem definidos ou ambíguos do atual arcabouço regulatório (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Comparando as características das MRs inteligentes com os direitos e obrigações dos diversos ACEs definidos na legislação europeia, pode-se avaliar quais ACEs tem capacidade para representar juridicamente os participantes ou proprietários de uma MR inteligente, e quais podem ser mais ou menos adequadas. No caso de CEs representadas por REC ou RSC, há uma possível limitação importante: esses ACEs somente podem utilizar fontes de energia renováveis, enquanto MRs frequentemente utilizam geradores a combustão interna em modo ilhado, para manter a confiabilidade e a estabilidade, condições nem sempre muito fáceis de se obter apenas com fontes renováveis e SAEs (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Quadro 2 – Mercados Emergentes Motivados pela Integração de REDs por meio de MRs

Horizonte de tempo	Variáveis técnicas gerenciadas	Mercado
Curto prazo (menos de 2h)	Controle de Frequência e tensão, restauração de rede, congestionamento de rede, balanceamento de portfólio	Serviços ancilares e sistemas de balanceamento
Médio prazo (15min a 48h)	Balanceamento e congestionamento de rede, negociação *day-ahead* e intradiária	Mercado de planejamento de rede, mercado de energia de tempo real (*spot market*)
Longo prazo (1 ano ou mais)	Mitigação de investimentos em redes, diversificação de portfólio de energia, gerenciamento de cargas de pico e de base	Mercados de capacidade

Fonte: Adaptado de Chartier *et al.* (2022).

ACs também não parecem bons candidatos. Uma vez que as MRs devem ser capazes de funcionar em modo ilhado, estas precisam contar com um pequeno SD interno, enquanto a legislação proíbe que ACs ou JACs possuam ou operem SDs. Todavia, o CEP1 também permite aos Estados-Membros a edição de provisões específicas aplicáveis a JACs, e no caso de algum Estado-Membro permitir que JACs operem SDs internos, isto tornaria possível que essas entidades representassem MRs inteligentes, desde que se limitassem ao setor elétrico. Contudo, mesmo neste caso, a proibição de acesso a todos os mercados de EE seria uma importante limitação às possibilidades de retornos tecnicamente possíveis do investimento em MRs inteligentes, tanto do ponto de vista financeiro como ambiental e social (Haji Bashi *et*

al., 2023).

Uma vez que as MRs inteligentes têm ótima capacidade para fornecer, além de energia, também serviços ancilares, sua incorporação por CECs torna possível aproveitar essas potencialidades. Além disso, a CEC é o único ACE que possui permissão legal para operar e/ou possuir um SD próprio. Como resultado, observa-se que as CECs são, de maneira geral, os ACEs mais adequados para representar legalmente clientes de MRs inteligentes (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Por outro lado, as CECs têm acesso a todos os mercados de EE, podendo também participar em mercados atacadistas, nos quais frequentemente MRs não apresentam muitas vantagens competitivas por não terem escala, a não ser quando agregadas em VPPs. Além disso, as CECs não são limitadas ao setor elétrico, e permitem até mesmo o compartilhamento de energia perpassando a rede pública de EE, sem limitações geográficas. Em outras palavras, MRs inteligentes podem ser bem representadas legalmente por CECs, embora as CECs possam ter características que ultrapassem as possibilidades técnicas das MRs inteligentes. Ou seja, nem toda a CEC pode ser completamente contida em uma única MR inteligente (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Como resultado, embora os direitos das CECs não representem limites às potencialidades técnicas das MRs, o fato é que a correspondência não se mostra adequadamente ajustada, pois os direitos das CECs são muito mais amplos, concebidos sem limitações locais, enquanto a tecnologia das MRs foi criada visando contribuições mais localizadas, com características que, em sua concepção, parecem mais correlacionadas com as funções dos JACs (Haji Bashi *et al.*, 2023).

Em Haji Bashi *et al.* (2023), após toda a análise regulatória realizada, os autores deixam como sugestão aos reguladores europeus o aprimoramento da regulação dos JACs, permitindo o acesso a outros mercados, o fornecimento de serviços ancilares, o acesso ao setor de energia térmica, e a operação de SDs próprios por esses agentes, o que tornaria tais ACEs mais adequados para representar legalmente clientes ou proprietários de MRs inteligentes do que as CECs (Haji Bashi *et al.*, 2023).

O número de CEs na UE, embora ainda desconhecido, é muito maior que o de MRs inteligentes, com as estimativas indicando a existência de milhares de CEs. Em Koltunov *et al.* (2023), por exemplo, os autores estimaram cerca de pelo menos quatro mil CEs na UE em 2023, contabilizando cerca de 900.000 membros. De acordo com estimativas da Comissão Europeia, em 2022, já existiam mais de 9.000 CEs no continente (Directorate-General for Energy, 2022).

Analisando individualmente as MRs existentes listadas em Behrendt (Behrendt,

2024), no qual se descreve projeto de pesquisa que mapeia MRs inteligentes que atendem ao conceito do DOE na UE, observamos que apenas 3 são de propriedade de CEs. A maioria das demais, um total de 14 MRs, são de projetos-piloto ou de demonstração. Existem também 3 projetos de MRs comunitárias de propriedade da distribuidora, além de dois projetos comerciais, um em uma base militar e outro em universidade. O mapeamento ainda está em curso.

São exemplos de empreendimentos bem-sucedidos de MRs comunitárias na UE, cujo estudo pode ser recomendado para o aprofundamento dos estudos no tema desta tese:

1. Comunidade Schoonschip (Schoonschip Community Website, 2024);
2. Comunidade Feldheim (Canal da DW Brasil, 2022);
3. Projeto LEMENE (LEMENE Microgrid Project - Finland, 2021).

No **Quadro 3** são apresentados os fatores facilitadores e as barreiras elencadas na bibliografia pesquisada para o desenvolvimento das CEs com MRs inteligentes na UE, considerando a dimensão regulatória (Arnould; Quiroz, 2022; F.G. Reis *et al.*, 2021; Haji Bashi *et al.*, 2023; Hansen; Barnes; Darby, 2020; Vernay; Sebi; Arroyo, 2023).

2.5. COMUNIDADES DE ENERGIA E MICRORREDES INTELIGENTES NO BRASIL

No Brasil, apesar do enorme avanço da geração distribuída, ainda existem significativas barreiras regulatórias para a difusão das MRs comunitárias, sobretudo no que se refere ao compartilhamento de energia, à possibilidade de fornecimento de serviços ancilares e à ausência de regras claras de interconexão (Bellido, 2018; Borges, 2016; Cysne, 2018; Santos *et al.*, 2021).

A RN 687/2015 foi vista como um pequeno passo na direção de permitir o compartilhamento de energia, permitindo apenas o compartilhamento de créditos obtidos no já ultrapassado sistema *Net Metering*. Outro importante avanço veio com a Lei Nº 14.300, promulgada no dia 6 de janeiro de 2022, que instituiu o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (Geração Distribuída — Português (Brasil)ANEEL, 2022; Bellido, 2018; Maestri; Andrade, 2022; Neves, 2022; Vidal; Donin, 2022).

A nova lei passou a permitir outras formas de associação de consumidores de EE, além das cooperativas e consórcios já instituídos no marco regulatório pela RN 687/2015, instituindo também a formação de consórcios de consumidores. Essa nova forma de associação

é vista como inovadora porque, antes dela, todas as formas de associação exigiam a observância das regras constantes na Lei das Sociedades Anônimas (Lei nº 6.404/76), admitindo apenas pessoas jurídicas. Esse novo tipo de associação permite a consumidores pessoas físicas, em um condomínio residencial, o compartilhamento de créditos em sistema de *Net Metering*, sem a necessidade de instituir uma cooperativa (Congresso Nacional, 2022; Neves, 2022; Vidal; Donin, 2022).

Quadro 3 – Facilitadores e Barreiras Considerando a Dimensão Regulatória

FACILITADORES	BARREIRAS
Inclusão de definições mais claras para as CEs na regulação de Estados-Membros, traduzindo as propostas pelo CEP	Definições muito restritivas para o conceito de CE nas regulações de alguns países, inibindo inovações
Mercados liberalizados	Definições muito abrangentes para o conceito de CE em alguns países, trazem o risco de permitir que grandes empresas, com muito poder de mercado, dominem o mercado, distorcendo o conceito
Inclusão de novas regulações específicas para CE	Mercados de energia ainda muito fechados e monopolizados em alguns Estados-Membros
Estabilidade das novas regulações referentes às CEs	Carências de mais regulações específicas para as CEs
Políticas de incentivo ocorrendo em todos os níveis para promoção das CEs	Preços de energia estabelecidos livremente pelos mercados liberalizados sem considerar externalidades
Financiamento estatal, subsídios e títulos de dívidas (*debt securities*) emitidos por estados e municípios	Burocracia
Taxação dos combustíveis fósseis	Dificuldades regulatórias de cooperativas para obter licenças bancárias
Queda dos custos de instalação das fontes renováveis em comparação com as alternativas convencionais	Ilhamento intencional de MRs ainda não está suficientemente regulamentado
	Inexistência de uma definição clara de MR na regulação da UE, e de regulações específicas considerando as especificidades desta tecnologia

Fonte: Adaptado de Hansen, Barnes e Darby (2020), Mauger (2022) e Mauger e Roggenkamp (2021).

Ou seja, passa a ser possível ao condomínio, mediante contratos, distribuir os créditos gerados por todos por excedentes injetados na rede, conforme regras pré-estabelecidas. Pode-se, portanto, distribuir livremente o benefício futuro de créditos gerados por uma UC específica do condomínio, na forma de abatimento na fatura de energia, com outros membros do mesmo consórcio. Essas novas formas de associação podem reduzir a atratividade da formação de cooperativas, em alguns casos, por serem muito mais simples de se constituir, embora não permitam a associação de pessoas jurídicas com pessoas físicas, o que segue sendo possível nas cooperativas (Congresso Nacional, 2022; Neves, 2022; Vidal; Donin, 2022).

A Lei 14.300/2022 (Congresso Nacional, 2022) também inova ao apresentar uma

definição de MR, em seu artigo 1º inciso XII, muito semelhante à definição mais aceita internacionalmente, do DOE: "microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de auto restabelecimento".

A nova lei estabelece também a cobrança da tarifa de uso do SD (TUSD) do fio B, que remunera os serviços da distribuidora, a todos os consumidores com geração distribuída. Essa medida é vista como importante para permitir o aumento da penetração de geração distribuída sem comprometer a saúde financeira das distribuidoras. Tem também o efeito de aumentar gradualmente a atratividade econômica dos SAEs. Isso pode também tornar as MRs mais atrativas, uma vez que os SAEs são considerados componentes essenciais às MRs inteligentes, sobretudo para a operação ilhada (EPE, 2022; Kroposki *et al.*, 2008; Neves, 2022; Nosratabadi; Hooshmand; Gholipour, 2017; Santos, 2018).

Outros pontos de inovação da Lei nº 14.300/22 dizem respeito à possibilidade de venda de energia à concessionária local (artigo 12, inciso IV, parágrafo 3º) e de os empreendimentos de geração distribuída fornecerem serviços ancilares ao SD local (artigo 23), com base em consultas públicas conduzidas pela ANEEL. A nova lei também assegura explicitamente, em seu artigo 18, o livre acesso ao SD para as unidades com microgeração ou minigeração distribuída, desde que as unidades paguem os devidos custos de transporte envolvidos (Congresso Nacional, 2022).

A lei iniciou seu processo de regulamentação com a publicação da RN 1.000/2021 da ANEEL, posteriormente aperfeiçoada pela RN 1.098/2024. Com base nessas novas resoluções, entretanto, a distribuidora pode indeferir solicitações de conexão, propondo adequações ou alternativas, no caso de os estudos avaliando o impacto da conexão à rede apresentarem perturbações, nas quais o risco de inversão de fluxo se inclui (ANEEL, 2021b; 2024b; Greener, 2024).

Apesar da drástica redução do número das tradicionais cooperativas de eletrificação rural, um outro tipo de CE passou a crescer em número no país, principalmente a partir da década de 1990. Trata-se dos chamados sistemas isolados (SISOL). São pequenos sistemas de potência, também chamados MRs ilhadas (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Em 2017, o ONS assumiu as atribuições de previsão de carga e de planejamento da operação dos SISOLs. Nesse ano, foram contabilizados 212 SISOLs no país, a maioria na região Norte. Em 2022 já eram 235 no país. A grande maioria, cerca de 97,5%, gera energia por meio

de geradores a diesel, e o restante a gás natural e biomassa (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022; ONS, 2024).

Em 2012, a ANEEL definiu dois novos tipos específicos de sistemas isolados: Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) e Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI). São essencialmente MRs ilhadas com fontes renováveis, sobretudo FV com SAE, a serem instaladas e mantidas pelas distribuidoras. O primeiro tipo, MIGDI, é destinado a atender múltiplas UCs, e o segundo, SIGFI, é projetado para atender uma única UC (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Com o decreto nº 10.221/2020 foi instituído o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica na Amazônia Legal – Mais Luz para a Amazônia (MLA). O programa previa o atendimento com fontes renováveis de EE, principalmente FV com SAE, com a substituição de geradores de EE a diesel ou gasolina de pequeno porte. A ANEEL ficou responsável por definir as metas de instalação, e identificou a necessidade de conexões de 219.221 sistemas entre 2023 e 2030. A agência definiu também que 75% dessas novas instalações devem ser realizadas até 2028. O Manual de Operacionalização do MLA exige que esses novos sistemas sejam SIGFI ou MIGDI (Steele; Sousa, 2023).

Esses empreendimentos representam grande oportunidade de evolução da tecnologia e de fomento à viabilização econômica de muitos componentes essenciais das MRs inteligentes. Seus benefícios, entretanto, são restritos às localidades isoladas atendidas. Além disso, espera-se que as MRs inteligentes dos futuros SGs avançados funcionem quase sempre em modo conectado. Obviamente, esse modo de funcionamento não está presente nestes empreendimentos (Santos, 2018; Steele; Sousa, 2023).

No que se refere a CEs conectadas à macrorrede, há iniciativas instaladas no país, principalmente na forma de cooperativas de energias renováveis. A regulação da GD vem cada vez mais facilitando o compartilhamento de créditos de *Net Metering* entre associações de prossumidores, permitindo e tornando cada vez mais fácil criar novos tipos de CEs. Quando dotadas de REDs renováveis e SAEs com sistemas de gerenciamento inteligente de energia, também são quase MRs inteligentes, restando apenas a capacidade de funcionamento em modo ilhado para se enquadrarem na definição internacional clássica do DOE (Hochstetler; Born, 2022; Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

O modelo de geração compartilhada é regulado pela Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, que requer que o empreendimento registre um CNPJ, e que seja o titular da UC onde será instalada a usina FV. Adicionalmente, a ANEEL permite que os consórcios criados com

base na Lei nº 11.795/2008, destinados ao acesso ao consumo de bens e serviços, podendo ser integrados tanto por pessoas físicas como jurídicas, também possam aderir ao Sistema de Compensação (Pereira Junior, 2021; Presidência da Repúlica - Brasil, 2008).

Nesses casos, exige-se que a administradora do consórcio seja a titular da UC onde será instalada a usina FV, já que tais consórcios não possuem personalidade jurídica ou CNPJ. Pela lei brasileira, o consórcio não implica na formação de uma sociedade, sendo limitado a um contrato pré-estabelecido para a aquisição ou contratação conjunta de um bem ou serviço, que neste caso se limita aos créditos de energia injetada na rede (Associação dos Auditores Fiscais da Receita Estadual e dos Fiscais do Tesouro Estadual do Estado do Ceará, 2022; Pereira Junior, 2021; Presidência da Repúlica - Brasil, 2008).

O modelo de cooperativa de geração distribuída permite a reunião organizada de pessoas, físicas ou jurídicas, que têm em comum a vontade de produzir a própria energia, mas que não podem ou não querem fazê-lo sozinhas. Nesse caso, a energia gerada será distribuída como créditos em kWh na conta de energia dos cooperados. Assim como ocorre no caso dos consórcios, o local onde serão instalados os recursos de geração será considerado uma UC, cujo titular será a cooperativa, com seu CNPJ próprio (Pereira Junior, 2021).

O critério de divisão dos créditos gerados pela energia excedente injetada na rede é livre, devendo ser definido em comum acordo pelo consórcio ou cooperativa (Associação dos Auditores Fiscais da Receita Estadual e dos Fiscais do Tesouro Estadual do Estado do Ceará, 2022; Pereira Junior, 2021).

Em outubro de 2022, foi divulgado o estudo Panorama das Cooperativas de Geração Distribuída 2022 (Energia.coop, 2023), com a participação de 28 das 35 cooperativas então existentes neste segmento. O estudo mostrou que as cooperativas geravam um total de 19.854 kW, envolvendo 25.657 pessoas e atendendo 9.367 residências e estabelecimentos comerciais, com os créditos de energia sendo distribuídos para 24 mil cooperados (Mundocoop, 2022).

Apesar de suas vantagens, o modelo de cooperativas ainda se mostra muito incipiente. Dados de 2020 da ANEEL indicam que a geração compartilhada, incluindo cooperativas e consórcios, representavam apenas cerca de 0,8% dos sistemas de geração distribuída instalados no país. Dentre as principais barreiras apontadas por especialistas para a difusão das cooperativas estão a dificuldade de acesso a crédito, a ausência de incentivos fiscais e a ainda grande complexidade regulatória (Pereira Junior, 2021).

Embora a instituição dos consórcios no novo marco regulatório seja vista como um grande avanço, é importante ressaltar que se trata apenas da possibilidade do compartilhamento de créditos entre os consumidores associados por energia injetada no SD, e não à troca de

energia, muito menos da autorização de transações comerciais entre eles. A esses créditos, como já exposto, não serão aplicadas as cobranças integrais da TUSD e TUST, sem levar em conta o real carregamento e possíveis benefícios que o empreendimento possa gerar às redes de distribuição e transmissão, uma das limitações do sistema de *Net Metering* (Bellido, 2018; de Almeida *et al.*, 2021; Faruqui; Bourbonnais, 2020; Neves, 2022; Vidal; Donin, 2022).

Também é relevante observar que, como no caso das CECs na UE, as cooperativas de geração distribuída atualmente permitem o compartilhamento de energia perpassando a rede pública, praticamente sem restrições quanto à proximidade, com a única restrição de que todas as UCs estejam em uma mesma área de concessão. Em outras palavras, clientes de uma MR inteligente podem formar uma cooperativa de energia, embora nem todos os clientes de uma cooperativa de energia possam sempre pertencer a uma mesma MR inteligente (Hochstetler; Born, 2022).

Em suma, as opções de ***Net Metering* sem agregação de prossumidores** já são uma realidade bem consolidada no Brasil. Já as **categorias de *Net Metering* com agregação** ainda são incipientes, embora já sejam realidade e estejam em crescimento. São essas últimas, entretanto, por exigir a coordenação de prossumidores em grupos, que podem levar à formação de CEs. Segundo Hochstetler e Born (2022) o agente regulador vem mostrando interesse em promover as opções com agregação no país (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Hochstetler e Born (2022), entretanto, chamam a atenção para todas as distorções geradas pelos subsídios cruzados no *Net Metering*, e também comentam sobre a necessidade de incentivar a proximidade, no espaço e no tempo, entre a geração e o consumo de EE, para que se possa otimizar a operação das redes elétricas. Os autores recomendam, como solução, o investimento de CEs com VPPs e MRs inteligentes.

2.5.1. Projetos-piloto de MRs inteligentes no Brasil

Vale destacar a existência de projetos-piloto reais no país de MRs em condomínios residenciais, a exemplo da MR no condomínio Alphaville Fortaleza, localizado na cidade de Eusébio, situada na região metropolitana a da capital do Ceará. A MR é basicamente utilizada como um sistema de *backup* para as áreas comuns e para o sistema de segurança do condomínio, além de duas residências incluídas no piloto (Ces, 2018; Cysne, 2018).

Em Cysne (2018) as limitações regulatórias que ainda dificultam a viabilização comercial deste tipo de empreendimento piloto são avaliadas, e algumas propostas são discutidas. O projeto foi enquadrado na regulação atual como empreendimento de múltiplas unidades consumidoras (EMUC) de geração condominial, com um SD interno com clientes

enquadrados nos grupos tarifários A e B. No grupo A, enquadra-se o clube de lazer do empreendimento, com alimentação em média tensão (MT), enquadrando-se no subgrupo A4. Já as residências se enquadram no subgrupo B1. Todos os clientes possuem sistemas de geração distribuída conectados à rede, com potências de geração abaixo de 75 kW, classificados como microgeração residencial, com possibilidade de operação ilhada.

Para fins de faturamento, as unidades consumidoras do empreendimento fazem parte do sistema de compensação de energia. Para os consumidores do grupo B, o valor mínimo cobrado ao final de um ciclo de faturamento corresponde aos custos de disponibilidade. Já para o cliente do grupo A, o clube de lazer, o valor mínimo corresponde à demanda contratada. No modo conectado da MR o modelo regulatório se mostra satisfatório em relação ao enquadramento da MR. Os grandes impasses regulatórios ocorrem no modo de operação ilhado (Ces, 2018; Cysne, 2018).

Em Bellido (2018), diversos modelos de negócios possíveis para MRs, propostos na literatura mundial, são avaliados quanto a sua viabilidade em cenários futuros no mercado brasileiro. Conforme a análise do autor, o PRODIST, conjunto de regulações elaborado pela ANEEL para regulamentar o segmento de distribuição, já contém alguns elementos que regulam a instalação e operação da mini e microgeração distribuída, que, embora ainda insuficientes, já podem ser vistos como uma base para a futura regulamentação das MRs, inclusive com a regulamentação do funcionamento em modo ilhado.

Entretanto, o referido autor mostra ser importante a liberalização do mercado para a viabilização das MRs, com a autorização de todos os consumidores a participar do ML. Como resultado haveria a eliminação da cobrança de tarifa volumétrica por parte das distribuidoras. O autor também sugere como solução a mudança da legislação para autorizar as MRs a fornecer ou vender energia, pelo menos inicialmente, apenas para seus proprietários ou participantes, para integrantes de um condomínio, ou no máximo para um número limitado de consumidores adjacentes, nos casos em que isso não exija atravessar a via pública com cabos elétricos (Bellido, 2018).

Em Da Silva, Hollanda e Kileber (2020) e Dantas *et al.* (2020), são apresentados os resultados do projeto de P&D da ANEEL Tarifa Moderna, proposto pela distribuidora EDP e copatrocinado por outras 12 distribuidoras brasileiras, sendo coordenado pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), com execução sob a responsabilidade de 13 instituições de pesquisa especializadas.

Por meio de milhares de simulações do fluxo de caixa das distribuidoras em diferentes cenários tarifários e regulatórios, considerando o horizonte de 10 anos (até 2030), a

pesquisa concluiu que o atual regime de compensação (*Net Metering*) sem postos horários representa um risco à sustentabilidade financeira das distribuidoras, que cresce muito na medida em que aumenta a penetração de REDs nos SDs, confirmando os resultados de pesquisas similares já realizadas em outros países como nos EUA e na UE (da Silva; Hollanda; Kileber, 2020; Dantas *et al.*, 2020).

A pesquisa também aponta a tarifa binômia, separando energia e demanda, com diferentes postos horários, como a alternativa mais factível para esse horizonte de tempo, para manter a atratividade financeira dos REDs sem trazer riscos financeiros às distribuidoras, ocasionando resultados positivos para ambos, sem incorrer em uma complexificação excessiva para o sistema de faturamento que gere custos muito elevados ou incompreensão por parte dos consumidores (da Silva; Hollanda; Kileber, 2020; Dantas *et al.*, 2020).

A melhor tarifa em termos de representar os custos da distribuidora foi avaliada como sendo a trinômia, com um terceiro componente fixo. Porém, a dificuldade de ser compreendida pelos consumidores a torna menos atrativa em muitos casos, embora possa fazer sentido em algumas localidades (da Silva; Hollanda; Kileber, 2020; Dantas *et al.*, 2020).

Embora tarifas com componentes locacionais tenham potencial para trazer maior otimização, segundo as análises realizadas no projeto mencionado, a complexidade e os custos para a sua implementação nos cenários possíveis em futuro próximo, em uma rede ainda pouco digitalizada, tornam-nas geralmente pouco viáveis no horizonte de tempo avaliado (Aggarwal; Burgess, 2014; Faruqui; Bourbonnais, 2020; Martini; Kristov, 2015; Nouicer *et al.*, 2020).

As análises da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), instituição do governo brasileiro responsável pelo planejamento do sistema energético, também apontam a descentralização dos mercados de EE como essenciais para permitir a captura de valor da revolução proporcionada pelo aumento da penetração de REDs (Brasil, Ministério de Minas e Energia, 2020; EPE, 2022; Lopes; dos Santos; Uturbey, 2022).

Indicam também a possibilidade de os SAEs, quando instalados atrás do medidor, já começarem a se tornar economicamente viáveis em uma ampla gama de casos para aplicações de deslocamento da demanda no horizonte de uma década, no caso de consumidores de MT, que optem por tarifas A4 Verde, ou seja, tarifas binômias com postos horários na componente de energia, sobretudo quando são considerados os créditos de carbono (Brasil, Ministério de Minas e Energia, 2020; EPE, 2022; Lopes; dos Santos; Uturbey, 2022).

2.5.2. Barreiras e facilitadores

As principais barreiras para a promoção de CEs no país identificadas na pesquisa

mencionada e na análise realizada em Pereira Junior (2021) são (Doliveira *et al.*, 2022; Mundocoop, 2022):

- falta de informações sobre esses empreendimentos por parte da maior parte dos consumidores;
- dificuldade de captar recursos;
- falta de mais incentivos fiscais considerando externalidades;
- cobrança de ICMS em duplicidade nos créditos da energia injetada pelos estados;
- necessidade de investimento inicial alto, tornando o crédito mais relevante;
- baixa renda de grande parte do público com maior potencial de se beneficiar da tecnologia, parcela da população que também tem menos acesso a financiamentos e informações;
- incertezas regulatórias;
- complexidade regulatória e burocracia;
- possíveis índices relativamente baixos de confiança nas instituições e nos governos, e de interconfiança entre cidadãos, se comparados à países europeus desenvolvidos;
- subsídios e incentivos para fontes fósseis, como o carvão e os derivados de petróleo.

Já entre seus fatores facilitadores ou potencializadores identificados na bibliografia para o desenvolvimento de CEs no Brasil, podemos citar (Cibils, 2017; Pereira Junior, 2021; REVOLUSOLAR, 2023; Santos *et al.*, 2021):

- significativo e ainda muito pouco explorado potencial brasileiro de geração de EE através de fontes renováveis;
- o enorme avanço no país das fontes solares, eólicas e renováveis em geral, com a consequente queda dos custos de equipamentos e dos serviços associados, com o crescimento da mão de obra capacitada;
- ganhos de escala nos investimentos de pessoas físicas ou instituições de menor escala, quando unidas em cooperativas, consórcios ou associações;
- motivação de consumidores pelo acesso democrático às energias renováveis;
- facilitação do desenvolvimento de plataformas de gestão de créditos por meio da cooperação ou ganhos de escala em negociações;
- iniciativas educacionais realizadas em conjunto, em parcerias com instituições especializadas;
- apoio de instituições pioneiras, tanto nacionais como o Instituto IDEAL e a OCB,

além do apoio de instituições internacionais como a DGRV, cuja atuação se assemelha às chamadas *umbrella organizations* existentes na UE, cumprindo importante papel de fomento à cooperação e de educação dos consumidores e da sociedade em geral;

- início da regulamentação, por intermédio da RN n° 1.059/2023, do novo marco da geração distribuída no país, representado pela Lei nº 14.300/22;
- avaliações sobre a factibilidade de mudança no sistema tarifário, com adoção de tarifas binômia e trinômia.

No que se refere especificamente à viabilização regulatória e econômica das MRs inteligentes no país, as seguintes barreiras já foram identificadas nos atuais projetos-piloto, simulações e estudos teóricos (Bellido, 2018; Borges, 2016; Camello, 2021; Ces, 2018; Cysne, 2018; Santos, 2018):

- ausência de normas técnicas nacionais específicas para MRs;
- inexistência de laboratórios para a certificação de equipamentos como inversores híbridos e dispositivos de ilhamento e sincronização;
- custo ainda alto dos REDs e dispositivos de controle e monitoramento;
- regulação ainda restringe as possibilidades de entidades privadas operarem ou possuírem SDs internos, principalmente quando atravessam vias públicas ou a rede da distribuidora, sendo o serviço de distribuição de EE, na Constituição Federal, considerado serviço exclusivo da união, podendo ser delegado em regimes de concessões, permissões ou autorizações;
- regulação ainda não permite também a comercialização P2P de energia entre os membros de uma MR, pelos mesmos motivos citados no item anterior (poderia caracterizar exercício ilegal de serviço de distribuição);
- imaturidade da tecnologia e dos sistemas de monitoração e controle;
- baixa difusão dos medidores inteligentes no país;
- nível de automação ainda muito baixo ou inexistente na maioria dos SDs do país, dificultando a integração de novas tecnologias e reduzindo significativamente a capacidade dos SDs de extrair valor das MRs inteligentes por meio da aquisição de serviços ancilares, ou mesmo de valorar tais serviços adequadamente;
- mercado brasileiro ainda muito fechado, com altas tarifas de importação, não havendo no país indústria forte de microprocessadores e outros componentes eletrônicos avançados;

- nível de liberalização ainda relativamente baixo, com mercado cativo ainda restringindo a possibilidade de escolha da maioria dos clientes de menor porte, e avanço da liberalização dependendo do equacionamento de contratos de longo prazo e disputas jurídicas geradas por incertezas regulatórias do passado ainda não adequadamente equacionadas.

Por outro lado, são fatores facilitadores da viabilização e futura difusão das MRs inteligentes no país, particularmente quando associadas a CEs (Bellido, 2018; Borges, 2016; Cysne, 2018; Santos *et al.*, 2021):

- existência de incentivos da ANEEL para projetos de P&D promovidos por empresas do setor elétrico, as únicas com possibilidade de oferecer, legalmente, serviços de distribuição no país;
- processo de liberalização do mercado de EE em curso, com avanço do ML;
- diversos projetos-piloto e pesquisas associadas a MRs instaladas em sistemas isolados e laboratórios em todo o país;
- marco regulatório da geração distribuída em regulamentação, incluindo já uma definição de MR, e novos mecanismos de associação de consumidores;
- crescimento significativo de condomínios no país nas últimas décadas, com residências contíguas, com a possibilidade de criar MRs que não precisem perpassar a rede de distribuição pública, e frequentemente com capacidade de financiar projetos por meio de fundos próprios, podendo representar uma porta de entrada para a tecnologia;
- característica neofílica da população brasileira em geral, mesmo no que se refere às classes de menor renda, observada na surpreendente e rápida difusão de novas tecnologias em casos anteriores de revoluções tecnológicas, como no caso dos telefones móveis e *smartphones*, mesmo nas classes sociais de menor poder aquisitivo;
- predisposição para o empreendedorismo de grande parcela da população, apesar das diversas barreiras;
- projetos pioneiros de instalação gradual de medidores inteligentes já em curso em diversas localidades.

Análises já realizadas avaliando o cenário brasileiro e europeu apontam para os aspectos regulatórios e de incentivos governamentais como os principais fatores de atraso para

o Brasil em relação à UE, o que não ocorre apenas na área de geração distribuída, mas em diversas outras áreas relacionadas à eficiência energética, na qual a UE está muito a frente (Causo, 2013; Doliveira *et al.*, 2022; Martins *et al.*, 2008).

2.6. TEORIA MODERNA DA REGULAÇÃO

O desenho de políticas regulatórias para o mercado de EE é um assunto de enorme complexidade, de natureza interdisciplinar, envolvendo, além de questões técnicas de alta complexidade, também outras de natureza econômica, política, jurídico-regulatória e sociológica (Béland *et al.*, 2020; Iychettira; Hakvoort; Linares, 2017; Stoft, 2002-).

Os mercados de EE possuem características muito distintas de outros mercados. A geração de energia é um setor em que é possível estabelecer mercados competitivos, porém os serviços de rede de transmissão e distribuição de energia seguem sendo considerados monopólios naturais. Mesmo no caso da geração de energia, uma série de possíveis falhas de mercado frequentemente exigem forte regulação (Greer, 2012; Mayo, 2021; Santos *et al.*, 2021; Stoft, 2002).

De acordo com Greer (2012), ao longo da maior parte do século XX o mercado de EE era considerado um monopólio natural. O sistema de EE exige o investimento em complexas e extensas redes, com grandes economias de escala, dependentes de um planejamento centralizado. Uma vez que essas redes geram externalidades diversas, a integração vertical era vista tradicionalmente como a única opção possível, formando grandes empresas.

De acordo com Stoft (2002), entretanto, com a evolução da tecnologia das linhas de transmissão de energia a longas distâncias, as limitações geográficas do fornecimento de energia foram mitigadas. Passou a ser possível que ativos de geração muito diversos, dispersos em amplas áreas geográficas, concorressem entre si para fornecerem energia aos mesmos consumidores. Passou-se a avaliar a possibilidade de transformar o setor de geração em um mercado competitivo, tendência que gerou uma grande onda de desverticalização nas últimas décadas do século passado. Esse processo ganhou enorme impulso em diversos países, com a geração sendo parcialmente desregulada e separada, transformando-se em um mercado competitivo, enquanto os setores de transmissão e geração seguiam como monopólios naturais fortemente regulados. Ao longo da década de 1990, esse processo teve início também no Brasil (Santos *et al.*, 2021).

Uma das principais peculiaridades dos mercados de EE diz respeito à tradicional ausência de possibilidades de armazenamento em grande escala ao longo das redes elétricas. A produção sempre precisa ser igual ao consumo. Qualquer problema de balanceamento tem

impacto direto na estabilidade da tensão e da frequência do sistema, podendo levar à atuação dos sistemas de proteção, com eventuais cortes de energia ou até mesmo, em casos extremos, efeitos em cadeia que resultem em grandes blecautes. Essa peculiaridade da exigência de manter a estabilidade de tensão e frequência, com base no balanço instantâneo da oferta com a demanda, exige coordenação, além de resultar em um mercado com preços potencialmente mais voláteis (Mayo, 2021; Santos *et al.*, 2021; Stoft, 2002).

O sistema de potência de um país se constitui sempre em uma única e enorme máquina delicada, que se estende por muitos milhares de quilômetros quadrados. A manutenção da estabilidade exige a sincronização de cada gerador no sistema com todos os demais, em uma escala de centésimos de segundos. E todo esse sistema precisa funcionar de maneira otimizada, com uma parte (no caso as redes de distribuição e transmissão) sendo operadas por organizações fortemente reguladas pelo governo, atuando exclusivamente para o bem comum, enquanto outra, formada por geradores, opera em mercados competitivos, buscando atender a uma enorme diversidade de interesses de investidores privados. Toda essa complexidade exige necessariamente regras de mercado bem desenhadas para funcionar com eficiência (Stoft, 2002).

2.6.1. Desenho de Mercados de Energia Elétrica

De acordo com Beland *et al.* (2020), na prática, as políticas regulatórias surgem sempre como produto de complexos conflitos políticos, consistindo-se de conjuntos diversos de ferramentas concebidas para alcançar múltiplos objetivos simultaneamente, objetivos que frequentemente encontram-se em constante transformação. Como resultado desse complexo processo, observa-se que tais políticas nem sempre se mostram internamente consistentes ou coerentes (Béland *et al.*, 2020; Iychettira; Hakvoort; Linares, 2017; Stoft, 2002).

O desenho de mercado é uma disciplina prática para a criação de mercados com propriedades específicas, estruturado com base em uma área da Economia denominada desenho de mecanismos ou desenho institucional. Para Miltrom (2009), trata-se de um tipo de engenharia econômica, compreendendo duas áreas principais: (a) mercados de alocação sem transações financeiras (doação de órgãos, alocação escolar etc); (b) mercados de leilões com transações financeiras.

De acordo com Leonid e Reiter (2006), o primeiro *framework* formal abordando as questões de maior relevância para desenhos de mercado foi proposto em Hurwicz (1960). Neste trabalho o autor propõe modelamentos matemáticos considerando os aspectos de maior relevância para a solução desses complexos problemas. O principal problema abordado nessa

teoria são os métodos de seleção de mecanismos de mercado em um conjunto de possíveis alternativas. Cada mecanismo é considerado como um valor específico de uma variável, cujo domínio de variação é esse conjunto definido de mecanismos (Wikipedia, 2024).

Para Leonid e Reiter (2006), trata-se de uma classe de problemas que é o inverso dos usualmente tratados na teoria econômica, geralmente focada na explicação e avaliação de mecanismos pré-existentes. Em problemas de desenhos de mecanismos de mercado, o objetivo já é dado, enquanto os mecanismos para o seu atingimento são desconhecidos.

Iychettira, Hakvoort e Linares (2017) realizam uma revisão das metodologias de desenho regulatório para o mercado de energia. Os autores afirmam que, na literatura referente ao desenho de políticas regulatórias para essa área, os modelos de equilíbrio geral ou otimização normalmente são as ferramentas preferidas. Os resultados desses modelos, entretanto, dependem fortemente dos pressupostos subjacentes sobre a realidade, e também de instituições implícitas e explícitas que moldam o sistema sociotécnico. Os autores propõem novo método de desenho, no qual a unidade de análise básica não seja as políticas regulatórias em si, mas sim o que eles chamam de elementos de desenho.

Os referidos autores propõem procedimento com quatro etapas básicas (Iychettira; Hakvoort; Linares, 2017):

1. **objetivos de desenho:** geralmente definidos pela comunidade, podem incluir itens como modicidade tarifária, sustentabilidade, competitividade e segurança do suprimento;
2. **espaço de desenho:** envolve selecionar as variáveis de decisão relevantes. Cada variável representa uma decisão relevante que um ator deve tomar com base em seus possíveis impactos, como por exemplo, a seleção de uma determinada tecnologia de geração entre um conjunto de possibilidades definido, sua localização, suas dimensões, entre outros. Podem também representar decisões dos reguladores, na seleção de regras ou arquiteturas de mercado dentro de um conjunto determinado de possibilidades;
3. **testes:** desenvolver e executar testes que simulem padrões de interação, avaliando o impacto das variáveis selecionadas e suas restrições no sucesso dos objetivos definidos;
4. **resultados e seleção:** selecionar as melhores configurações das variáveis de desenho com base nos resultados das simulações, para o alcance dos objetivos propostos.

Iychettira, Hakvoort e Linares (2017) propõem o uso de *frameworks* de simulação multiagentes para a realização dos testes, simulando a ação de todos os agentes com base em suas variáveis de decisão. Os autores recomendam uma seleção muito criteriosa das variáveis mais relevantes, por reconhecer o caráter computacionalmente intenso desses testes, que facilmente podem se tornar inviáveis. Sugerem também, para evitar complexidades que tornem as simulações inviáveis, priorizar os objetivos financeiros para os agentes, porém considerando as limitações de desconsiderar múltiplos objetivos que ocorrem na realidade, como os de sustentabilidade ou autossuficiência.

De acordo com Stoft (2002), autor que se tornou referência na área de mercados de EE, o desenho de mercado se constitui mais em uma arte do que de uma ciência. Entretanto, o autor enfatiza a importância de abordagens metódicas e de testes rigorosos de políticas regulatórias, antes de sua implementação. Porém, segundo ele, os elevados custos e a extrema complexidade desses testes frequentemente fazem com que os reguladores terminem por não testar adequadamente as políticas antes de sua implementação. Os resultados, por este motivo, são frequentemente desastrosos, gerando enormes prejuízos a governos e consumidores.

Stoft (2002) argumenta que, mesmo quando não existem recursos ou tempo para abordagens mais detalhistas e rigorosas, alguns princípios básicos, se observados, podem evitar grandes erros. O autor elenca alguns elementos considerados essenciais para o desenho de mercados de EE bem-sucedidos, com base na experiência internacional. Faz-se necessário, de acordo com ele, avaliar separadamente a estrutura e a arquitetura dos mercados. Além disso, mesmo quando não for possível testes mais caros, ao menos testes mais leves, que o autor denomina de testes de linha de base, já podem fazer enorme diferença.

Nas subseções a seguir são discutidos esses princípios essenciais recomendados por Stoft (2002).

2.6.1.1. Estrutura do Mercado

A estrutura dos mercados de EE determina as características básicas da oferta e da demanda. De acordo com Ray *et al.* (2020), o conceito de estrutura de mercado é uma função do número de empresas no mercado, sua concentração, bem como da tecnologia e da natureza dos produtos e a presença ou ausência de assimetrias de informação entre as empresas e seus clientes. A análise da estrutura de um mercado, conforme Kling (2024), permite avaliar seu nível de competitividade, tendo em um extremo o conceito de competição perfeita, e no outro estruturas mais comuns em mercados reais, como oligopólios e monopólios (Stoft, 2002).

Para Stoft (2002), o termo estrutura de mercado está sempre fortemente associado

com as questões de propriedade e tecnologia. Na teoria econômica, a estrutura de mercado tem como indicador mais básico as medidas de concentração de mercado, como o *Herfhindahl-Hirschman Index* (HHI), que mensura a concentração da propriedade da capacidade de produção. Outro componente importante é a estrutura de custos de uma indústria (Kling, 2024).

A maioria dos elementos da estrutura de um mercado é geralmente muito difícil de alterar, especialmente no que se refere à propriedade dos recursos. Alguns elementos, como a estrutura de custos de determinados geradores, são impossíveis de modificar. Por isso, seus problemas são frequentemente aceitos pelos reguladores como não passíveis de alteração. Contudo, segundo Stoft (2002), no caso específico dos mercados de EE, diversos arranjos tecnológicos componentes da estrutura desses mercados são passíveis de modificações facilmente implementáveis por meio de decisões administrativas (Stoft, 2002).

Além disso, as peculiaridades desse mercado, como as conhecidas primeira e a segunda falhas pelo lado da demanda, e a necessidade de manter o balanço de potências e a estabilidade, só podem ser adequadamente tratadas com intervenções estruturais. O descuido na avaliação da estrutura de mercado pode também resultar em situações de concentração e poder de mercado, como já discutido, levando a abusos e à elevação injusta de preços aos consumidores, aumento da volatilidade e a picos muito elevados de preços (Stoft, 2002).

Stoft (2002) considera a primeira falha pelo lado da demanda, que consiste na falta de elasticidade da demanda, como sendo o maior problema estrutural dos mercados de EE. Segundo ele, trata-se de um problema estrutural que comumente é tratado com regras de arquitetura de mercado, o que dificilmente gera bons resultados. A solução do problema com uma mudança estrutural, para o autor, seria muito mais simples e efetiva: a instalação de medidores inteligentes e a instituição de tarifas de tempo real (*Time-of-Use* ou TOU) no varejo (ou seja, tarifas que variem em tempo real dependendo do custo real da geração em cada período de tempo).

Ainda segundo Stoft (2002), essa solução simples e direta foi adiada por muito tempo devido aos seus supostos altíssimos custos. Entretanto, ainda segundo ele, sua instalação se paga rapidamente devido a seus diversos benefícios. O autor afirma, todavia, que a instalação dos medidores inteligentes em si não é o mais difícil, mas sim a aceitação das tarifas TOU pelos consumidores de EE, tradicionalmente extremamente avessos ao risco. Por isso o desenho de tarifas adequadas com mecanismos bem pensados de proteção (*hedge*) que evitem volatilidade excessiva é de fundamental importância.

Outra importante questão de estrutura que, segundo Stoft (2002), apesar de sua enorme importância termina frequentemente sendo negligenciada, é a necessidade de fomentar

contratos de longo prazo para mitigar altas flutuações e picos de preços.

2.6.1.2. Arquitetura do Mercado

O conceito de arquitetura do mercado se refere ao mapa dos seus diversos submercados componentes, seus tipos, e suas interrelações explícitas e implícitas. O desenho da arquitetura de mercado naturalmente precisa levar em consideração a sua estrutura (Lopes, 2018; Stoft, 2002).

Uma parte fundamental do desenvolvimento da arquitetura de mercado é a execução de testes durante o processo de desenvolvimento, o que requer o esboço de regras provisórias. O processo de teste é essencial devido à frequente ocorrência de grande número de efeitos colaterais e interações implícitas, frequentemente indesejadas e não óbvias. A análise da arquitetura também previne a oferta de grande número de produtos não integrados, fragmentados e desordenados, difíceis de combinar em uma estrutura organizada que satisfaça a necessidade dos agentes. A definição da arquitetura deve seguir pelo menos as seguintes etapas básicas (Lopes, 2018; Stoft, 2002):

1. **listagem dos submercados:** as decisões envolvendo quais submercados devem ser criados é a primeira etapa do desenho arquitetural do projeto. Esta etapa crítica é bastante controversa. Geralmente considera-se como essencial, no mínimo, o desenho de mercados para direitos de transmissão e também mercados para serviços ancilares. Além dos submercados a serem criados, é também de suma importância considerar os possíveis mercados pré-existentes, bem como avaliar a possibilidade de criação natural de outros mercados que possam ter impactos significativos no mercado como um todo (Stoft, 2002);
2. **definição dos tipos dos submercados a serem criados:** existem três tipos básicos, não excludentes, de mercados competitivos de EE, cada um com diversas variações e possíveis níveis de centralização: mercados bilaterais, bolsas de energia e *pools*. Cada tipo específico possui uma série de vantagens, desvantagens e riscos, que precisam ser levados em consideração na escolha dos tipos adequados para cada submercado, em cada contexto específico. Stoft (2002) e Mayo (2021) discorrem mais detalhadamente sobre as diversas opções e suas características, vantagens e desvantagens. Cabe ressaltar que novas possibilidades tendem a surgir com a evolução das plataformas digitais e dos sistemas de *blockchain*, como discutido por Sioshansi (Sioshansi, 2023);

3. **ligações entre submercados:** mercados multiprodutos podem ser concebidos com ligações explícitas, o que pode em alguns casos aumentar a eficiência, porém, com consequente aumento da complexidade. As ligações implícitas de submercados são geralmente produzidas por processos de arbitragem. O preço futuro esperado no mercado *spot*, por exemplo, representado no Brasil pelo PLD, em um determinado período futuro T, termina sempre sendo equiparado aos valores negociados no mercado futuro para esse mesmo período, sendo também considerado nos contratos de longo prazo. As ligações podem ser temporais, como no exemplo anterior, ou espaciais. É o caso das cobranças das perdas em sistemas de transmissão congestionados. A melhor opção precisa sempre levar em consideração diversas soluções de compromisso, em termos de otimização e complexidade, considerando todos os agentes (Mayo, 2021; Stoft, 2002-).

2.6.1.3. Projeto e Teste de Regras de Mercado

Embora a maioria dos mercados de EE costume ser implementado sem nenhum teste explícito de suas regras, erros no seu desenho que gerem distorções de preços geralmente são rapidamente aproveitados pelos agentes, gerando grandes prejuízos em mercados reais. Apesar de os erros de estrutura se mostrarem normalmente muito mais sérios, falhas nos desenhos das regras costumam ser muito mais numerosas na prática. Por isso, testes rigorosos são fundamentais (Stoft, 2002).

De acordo com Stoft (2002), embora a definição de regras seja mais uma arte do que ciência, a teoria econômica oferece pelo menos dois princípios orientadores: (1) procure mimetizar o comportamento de um mercado competitivo clássico; (2) procure desenhar regras nas quais os competidores vejam como lucrativo realizar ofertas honestas. O autor também destaca a importância do estudo aprofundado da teoria dos leilões no desenho de regras.

Stoft (2002) adverte sobre a importância de não se tentar reinventar a roda no que se refere a mecanismos de leilões, sem um estudo aprofundado desses mecanismos, que já são utilizados e testados há milênios pela humanidade, já tendo resultado em prêmios Nobel. Um sistema de leilão, quando bem estruturado, é um ótimo mecanismo para compelir os agentes vendedores e compradores a dizerem a verdade. Porém, o autor dá exemplos de iniciativas criativas, sem o devido cuidado, que geraram grandes prejuízos (Klemperer, 2004; Krishna, 2014; Levin, 2004).

2.6.1.4. Testes de Linha de Base

A ausência de testes de regras de mercado na maioria dos mercados de EE, segundo Stoft (2002), advém da falta de compreensão quanto aos riscos da implementação de regras com falhas por reguladores, economistas e até mesmo por engenheiros.

Stoft (2002) argumenta que testes realizados em modelos que sejam o mais simples possíveis, contendo apenas as características mais relevantes, e realizados com os pressupostos mais otimistas possíveis, já seriam suficientes para rejeitar grande quantidade de desenho problemáticos. Por outro lado, eventuais sucessos nesses testes poderiam indicar que o desenho merece a realização de testes mais rigorosos, demorados e caros. O autor chama esse tipo de teste de testes de *bottom-line* ou de linha de base.

Trata-se de um conceito muito similar aos chamados testes de sanidade (*sanity checks* em inglês) da Ciência da Computação, também chamados de *smoke testing*, conceito utilizado também em outras áreas como na física e na matemática. Em desenvolvimento de *software*, de acordo com estudos da Microsoft, o processo de revisão de código por pares é considerado o método de melhor custo-benefício para a verificação de *software*, superando todos os demais tipos de testes, automatizados ou não, na detecção precoce de erros, com menor esforço. Em segundo lugar, em termos de custo-benefício, vêm os testes de sanidade (Microsoft MSDN, 2007; Sanity check, 2024).

Esses testes são geralmente realizados muito rapidamente, sem muito esforço, e têm enorme capacidade de detectar erros sérios e inaceitáveis após um *build* (ou seja, a geração de uma nova versão executável do *software* para testes), evitando a necessidade de testes bem mais extensos e custosos. Se os testes de sanidade falham, o *build* é imediatamente rejeitado, tendo início um novo processo de revisão. No caso de todos os *sanity checks* serem bem sucedidos, a nova versão será então encaminhada para as demais etapas de testes, mais rigorosos e custosos (Hedström *et al.*, 2024; Microsoft MSDN, 2007; Sammi; Masood; Jabeen, 2011; Sanity check, 2024).

Embora os testes de *bottom-line* não possam provar que uma arquitetura funcionaria sem problemas na prática, Stoft (2002) afirma que um grande número de falhas muito sérias e caras já implementadas em mercados de energia reais poderiam ter sido facilmente detectadas caso os projetistas tivessem realizado, ao menos, um simples teste de *bottom-line*.

Para realizar testes de linha de base em regras de mercado, Stoft (2002) recomenda seguir três etapas básicas:

1. modele o mercado com e sem as novas regras, com modelo simples que inclua um mínimo de detalhamento que permita computar o impacto do desenho em termos de custos e benefícios;
2. encontre o mínimo custo possível da energia consumida sem as novas regras;
3. compute os custos da energia consumida com o mercado operando conforme o novo desenho.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo são descritos os métodos utilizados nas pesquisas bibliográficas utilizadas para escrever o capítulo anterior e construir a fundamentação teórica desta pesquisa e suas hipóteses. Os métodos de construção das hipóteses do marco regulatório são também descritos. Posteriormente, descrevem-se os métodos de testes aplicados às hipóteses estabelecidas.

Primeiro, descrevem-se as etapas gerais de todo o processo utilizado, desde as pesquisas bibliográficas iniciais, o estabelecimento do marco teórico, e seus testes posteriores. São então descritos os métodos utilizados nas pesquisas bibliográficas exaustivas realizadas ao longo desta pesquisa.

A seguir, os métodos utilizados para o estabelecimento dos fatores e alternativas que estruturaram a proposta regulatória desta tese.

Descreve-se, então, os métodos qualitativos de testes utilizados. Primeiro, são descritos os procedimentos usados na realização de entrevistas de especialistas e atores selecionados do mercado de EE do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). São também descritos os procedimentos de análises de argumentos, realizado em vídeos com entrevistas públicas (Bauer; Gaskell, 2002; Creswell, 2007).

Por fim, descrevem-se os testes quantitativos, realizados por meio de testes de linha de base, seguindo a proposta de Stoft (2002). Para isso foram elaborados modelos simplificados de arquiteturas regulatórias hipotéticas, com base nas hipóteses componentes da proposta de marco regulatório estabelecida e qualitativamente testada nas etapas anteriores.

3.1. DESENVOLVIMENTO METODOLÓGICO

A pesquisa iniciou-se com pesquisa bibliográfica sobre os cenários regulatórios factíveis para o país, o que culminou, parcialmente, em uma publicação internacional, em Santos *et al.* (2021), ainda com o objetivo de permitir a definição do problema de otimização para a pesquisa de estratégias de otimização descentralizadas de MRs comunitárias. Esse foi o objetivo original do projeto de doutorado. Observou-se a escassez de trabalhos abordando a fundamentação de cenários regulatórios para MRs no Brasil e, sobretudo, a inexistência de trabalhos, na ocasião, abordando especificamente cenários para a viabilização de MRs comunitárias no contexto brasileiro.

Por esse motivo, a pesquisa foi estendida para a busca de pesquisas propondo cenários regulatórios para MRs comunitárias em outros países. Deu-se ênfase às jurisdições

onde as MRs comunitárias já existem em maior número. Percebeu-se a grande singularidade do contexto brasileiro, resultando na impossibilidade de importação de modelos externos com facilidade. Devido à escassez de literatura na área, e a total inexistência de propostas sistematizadas específicas para MRs comunitárias no Brasil, o estabelecimento de cenários regulatórios factíveis passou a ser um objetivo específico da pesquisa.

Posteriormente, percebendo-se a amplitude e complexidade do tema, este objetivo específico se transformou no objetivo geral da pesquisa, deixando a pesquisa do problema de otimização para futuros trabalhos. Buscando restringir o escopo da pesquisa e as inevitáveis incertezas das hipóteses a serem estabelecidas, o horizonte da pesquisa foi restringido ao período de 10 a 15 anos.

Devido à inexistência de trabalhos anteriores específicos sobre o tema da pesquisa, as pesquisas bibliográficas analisaram o cenário internacional das MRs comunitárias, bem como as poucas pesquisas identificadas no país avaliando cenários regulatórios para MRs inteligentes em geral, além de diversos temas correlatos.

Com base na análise dos resultados da pesquisa bibliográfica e das iniciativas de P&D da ANEEL correlacionadas ao tema de pesquisa, foram definidos fatores de análise. Para cada fator foram estabelecidas alternativas na condição de hipóteses, que foram posteriormente testadas.

Para o teste das hipóteses estabelecidas, pensou-se inicialmente em realizar entrevistas com especialistas, utilizando-se de análise multicritério. Devido à dificuldade em encontrar pesquisadores familiarizados com o tema específico e dispostos a conceder entrevistas, e considerando os recursos disponíveis, a metodologia foi posteriormente adaptada com as seguintes modificações:

- as entrevistas foram simplificadas, com a aplicação de um formulário *online*, com questões objetivas testando a factibilidade das hipóteses dentro do horizonte de tempo estabelecido, e questões qualitativas em aberto dando liberdade para que os respondentes pudessem acrescentar informações ou refutações;
- foram estudados métodos quantitativos de testes de linha de base, seguindo a proposta de Stoft (2002);
- como observou-se grande quantidade de entrevistas e debates com autoridades, especialistas e *stakeholders* no YouTube, no pós-pandemia, e devido à dificuldade em obter entrevistas, passou-se a estudar metodologias de pesquisa qualitativa por imagem e som, para aproveitar esse amplo material disponível publicamente nesta

rede social.

O método utilizado pode ser dividido nas seguintes etapas básicas:

1. **pesquisa bibliográfica exploratória inicial:** inicialmente foram conduzidas pesquisas bibliográficas exploratórias com o objetivo de avaliar o estado da arte no que se refere às propostas de cenários regulatórios para horizonte de tempo de interesse. Não foram encontradas pesquisas anteriores focadas no tema específico desta tese, por isso foram também pesquisados temas mais abrangentes e correlatos;
2. **pesquisa bibliográfica sistemática inicial:** realizada para a definição das propostas iniciais, permitindo elencar as variáveis e respectivas alternativas de hipóteses para compor o marco regulatório a ser posteriormente testado;
3. **definição do espaço de desenho das propostas:** com base nas pesquisas bibliográficas, seguindo os princípios da metodologia proposta por Iychettira, Hakvoort e Linares (2017), foram selecionadas as variáveis de decisão do espaço de desenho regulatório. Para cada variável foi também definidos os valores de domínio mais consensuais na literatura, ou que puderam ser formulados com base na lógica, considerando os dados coletados. Os resultados processo são detalhados no capítulo posterior;
4. **seleção e detalhamento dos instrumentos de teste**: definição de *softwares*, técnicas e ferramentas para análise, criação de questionário, definição de metodologia de abordagem e de análise;
5. **seleção dos atores a serem entrevistados**: seleção de *experts*, pesquisadores e *stakeholders* nas diversas áreas de conhecimento relacionadas a esta pesquisa, para serem entrevistados na análise;
6. **entrevista com os diversos especialistas e *stakeholders* para a testes das hipóteses**: entrevistas com os *experts*, pesquisadores e *stakeholders* selecionados buscando a refutação das hipóteses ou alternativas estabelecidas para cada fator do marco regulatório proposto;
7. **construção de corpus de pesquisa composto por vídeos públicos com entrevistas e palestras de especialistas e *stakeholders*:** pesquisa de vídeos por palavras-chave relacionadas ao tema de pesquisa. Análise preliminar do conteúdo por meio de transcrições e sínteses utilizando ferramentas de IA. Construção de banco de dados relacional com os vídeos do corpus e informações básicas dos participantes;

8. **desenho da análise de conteúdo:** definição das categorias com base nas hipóteses estabelecidas;
9. **codificação das transcrições dos vídeos**: leitura das transcrições assistindo os vídeos um a um, codificando de argumentos relacionáveis às hipóteses em estudo, registrando os resultados no Microsoft OneNote;
10. **categorização**: classificação da codificação gerada nas categorias estabelecidas, categorias que foram aos poucos se modificando conforme a análise das informações, sendo cotejadas com as levantadas nas pesquisas bibliográficas prévias;
11. **testes de linha de base:** verificação das hipóteses passíveis de serem testadas quantitativamente usando testes de linha de base;
12. **análise dos resultados**: análise final combinando os resultados da análise argumentativa, das entrevistas e dos resultados dos testes de linha de base;
13. **pesquisa bibliográfica final**: após os resultados, foi feita nova pesquisa bibliográfica sistemática para avaliar a possibilidade de publicação de novos trabalhos nessa área de pesquisa, no decorrer da etapa de testes. Esta pesquisa final é detalhada no Apêndice A desta tese. Atestou-se, assim, o caráter inédito do trabalho, que se constitui, dentro do que foi possível identificar, na primeira pesquisa sistematizada propondo cenários regulatórios factíveis com foco na viabilização das MRs comunitárias urbanas no Brasil;
14. **análises e conclusões:** análise final de todos os resultados, com base no conhecimento adquirido nas leituras realizadas durante a pesquisa bibliográfica sistemática. Proposição de alternativas regulatórias válidas para a viabilização de MRs em CEs no contexto brasileiro.

A **Figura 1** mostra o fluxograma geral, simplificado, dos procedimentos metodológicos utilizados na pesquisa como um todo.

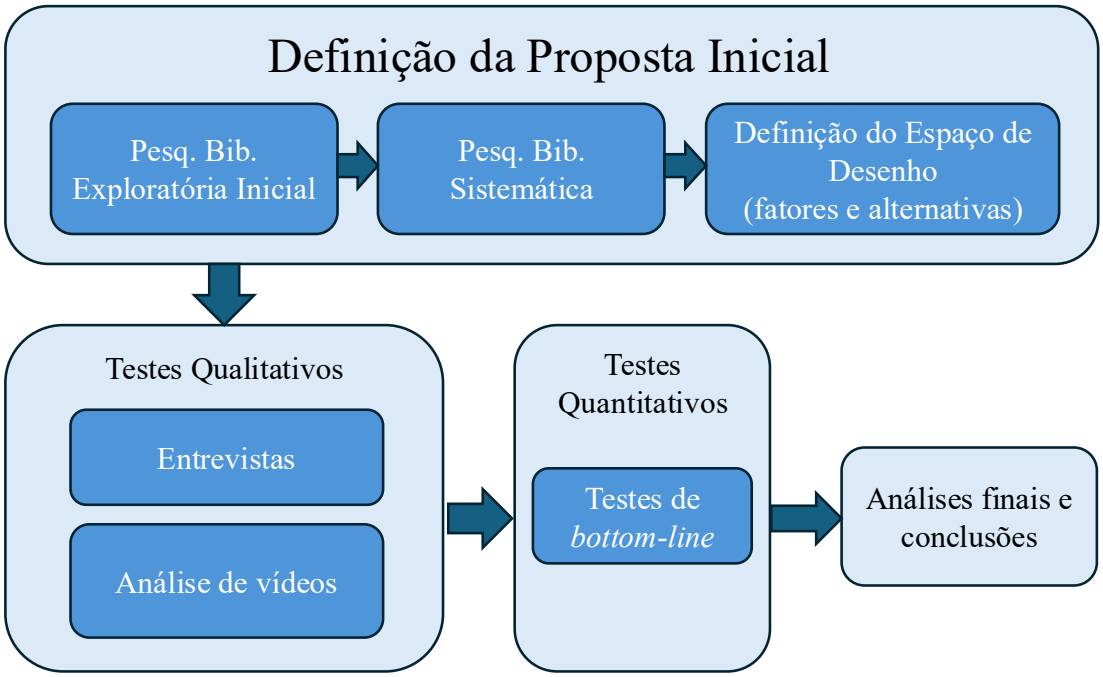
A seguir, as ferramentas utilizadas são descritas, apresentando sua fundamentação.

3.2. METHODI ORDINATIO

As pesquisas bibliográficas inicialmente utilizaram o Proknow-C. Este método é bastante eficiente na criação de um portfólio significativo de pesquisas. Contudo, a filtragem com base nas citações, ano e leituras de resumos, no caso de temas cujas bases de pesquisa retornem grande número de entradas, às vezes se mostra bastante trabalhosa para que se possa

filtrar adequadamente artigos relevantes (De Carvalho *et al.*, 2020; Maciel; Ledesma; Ando Junior, 2020).

Figura 1 – Fluxograma dos procedimentos metodológicos utilizados na pesquisa



Fonte: Elaborado pelo autor.

Buscando aumentar a eficiência do método na filtragem inicial considerando a relevância, sem incorrer nos problemas já identificados no método Cochraine, em 2015 Pagani, Kovaleski e Resende (2015) propuseram um novo método com elementos desses dois anteriores, a Methodi Ordinatio. Este foi o método utilizado em praticamente todas as pesquisas bibliográficas realizadas neste trabalho (De Carvalho *et al.*, 2020).

A Methodi Ordinatio foi proposta essencialmente como uma evolução do Proknow-C, com procedimentos de filtragem inicial utilizando fórmula multicritério, que considera não apenas o número de citações, mas também o fator de impacto das publicações (De Carvalho *et al.*, 2020).

3.2.1. Utilização da Methodi Ordinatio para a pesquisa de Microrredes em Comunidades

Foram realizadas inicialmente uma série de pesquisas com a metodologia Methodi Ordinatio, além de pesquisas exploratórias em diversas bases de dados, sobretudo no Google *Scholar*, buscando por cenários regulatórios que viabilizassem as MRs comunitárias no Brasil. Identificou-se a inexistência de trabalhos anteriores nesta área, e a escassez de trabalhos sobre questões regulatórias relacionadas às MRs inteligentes no contexto brasileiro. A pesquisa das

perspectivas de cenários regulatórios para o mercado de EE brasileiro, e sua comparação com o cenário internacional, foi consolidada na publicação realizada na revista *Energies* em 2021 (Santos *et al.*, 2021).

Como não foi possível identificar trabalhos propondo cenários regulatórios sistematizados na literatura para a viabilização de MRs comunitárias no país, decidiu-se então realizar pesquisas adicionais para a fundamentação de um cenário hipotético. Devido à grande amplitude do tema e seu caráter inédito. Em 2021 o objetivo geral passou a ser a fundamentação de cenários regulatórios para possibilitar a definição de problemas de otimização para MRs comunitárias no Brasil.

As etapas descritas consistiram em dezenas de revisões sistemáticas do tema central e correlatos, durante as quais o autor compôs portfólio de quase 2.500 trabalhos, entre artigos, testes, dissertações e relatórios diversos. Esse grande número de pesquisas deveu-se ao caráter polissêmico dos temas em estudo, sobretudo no que se refere ao conceito de CEs. Foi preciso pesquisar muitos eixos diversos de palavras-chave, com a análise sistemática dos trabalhos retornados.

A fim de ilustrar o processo realizado, no Apêndice A, descreve-se detalhadamente a pesquisa bibliográfica sistemática final, realizada em maio de 2024, para provar a originalidade deste trabalho.

3.3. DESENVOLVIMENTO DE HIPÓTESES

Com base nas diversas pesquisas bibliográficas realizadas com o método descrito na seção anterior, não somente restritas às questões regulatórias de CEs e de MRs inteligentes no Brasil, mas também com a análise do cenário internacional, foi realizada uma lista de hipóteses de mudanças regulatórias.

Avaliando-se as informações levantadas, buscou-se por hipóteses com base nos consensos identificados na escassa literatura existente, assim como possíveis refutações, elencando-se um conjunto de fatores relevantes, cada um com suas possíveis alternativas de solução. Com o estabelecimento inicial de um espaço de desenho, composto por esses fatores e suas alternativas, seguindo procedimento inspirado nas recomendações de Iychettira, Hakvoort e Linares (2017), torna-se possível conceber cenários regulatórios promissores para a difusão das MRs comunitárias, e para os quais não se tenha identificado impedimentos sérios para sua factibilidade no horizonte de 10 a 15 anos.

Esse conjunto de hipóteses, uma vez estabelecido, passou por processos de teste

com base em técnicas qualitativas e quantitativas. Os métodos utilizados são descritos a seguir.

3.4. TESTES QUALITATIVOS

As hipóteses foram submetidas à especialistas e *stakeholders*, buscando por possíveis refutações à sua factibilidade dentro do horizonte de análise. Adicionalmente, pesquisou-se por entrevistas e conferências disponíveis publicamente sobre temas relacionados a esta pesquisa, buscando identificar possíveis argumentos refutadores das hipóteses estabelecidas. Os métodos empregados são descritos a seguir.

3.4.1. Entrevistas

Para que se pudesse realizar entrevistas, foi necessário redigir projeto de pesquisa específico para a tarefa, explicitando todos os métodos de entrevistas e análise das respostas, anexando também Termo de Consentimento Livre e Esclarecido (TCLE) e o Termo de Compromisso para Uso de Dados em Arquivos (TCPUDA). O projeto foi redigido e devidamente submetido ao comitê de ética em pesquisa da Plataforma Brasil. Após sua aprovação, foram enviados convites personalizados para todos os entrevistáveis selecionados.

Foi aplicado questionário *online* para um público selecionado de especialistas e *stakeholders*, contendo nove questões objetivas e duas questões de texto em aberto. As questões objetivas são empregadas para avaliar a factibilidade das hipóteses já elencadas, na percepção dos entrevistados, enquanto as de texto fornecem uma alternativa para que o entrevistado complemente suas respostas e aponte possíveis erros ou omissões na etapa qualitativa, se julgar pertinente.

Nas questões quantitativas foram avaliadas as alternativas prováveis para cada uma das variáveis regulatórias. Cada questão corresponde a uma fator, na qual os entrevistados deverão atribuir níveis de factibilidade às diversas alternativas, conforme suas percepções subjetivas. Caso o entrevistado não se sinta à vontade ou minimamente qualificado para opinar em determinada questão, poderá marcar a opção “prefiro não responder”.

Ao final do questionário, são disponibilizadas duas questões qualitativas, de textos em aberto, que podem ser respondidos livremente pelo entrevistado.

O questionário *online* pode ser consultado no repositório desta tese. Foi selecionada a ferramenta *Zoho Forms*, em seu plano gratuito, devido a suas capacidades de validações automáticas.

Em contextos de pesquisas qualitativas como este, segundo Creswell (2007), não

se objetiva realizar uma pesquisa de opinião com amostra probabilística, que reflita de maneira razoavelmente fidedigna, com erro e intervalo de confiança matematicamente definidos, a opinião de determinada população. O que se pretende priorizar é a qualidade dos entrevistados, com base em sua experiência com questões pertinentes ao problema em estudo, e a avaliação sistemática de suas ideias.

Por isso optou-se por uma amostragem intencional, utilizada em pesquisas de teoria fundamentada, em que o pesquisador seleciona os entrevistados conforme sua capacidade de contribuir com o desenvolvimento da teoria, buscando, ainda assim, a maior diversidade possível. No caso desta pesquisa, buscou-se selecionar participantes cuja experiência permitisse supor maior probabilidade de boa qualificação para avaliar as variáveis em análise (Charmaz, 2006; Creswell, 2007).

De acordo com Creswell (2014) e Charmaz (2006), embora não existam fórmulas para definir o tamanho ideal de amostras em pesquisas qualitativas de teoria fundamentada, sugere-se em geral, pelo menos, em torno de 20 a 30 entrevistados, a fim de saturar minimamente as categorias teóricas em estudo, sendo obviamente desejável um número ainda maior, sempre que possível.

A seleção de entrevistados em algumas categorias básicas de especialistas e *stakeholders* permite reduzir o risco de vieses e obter maior diversidade de visões. Foram selecionados pesquisadores da área e também representantes dos seguintes setores: empresas de distribuição de EE, agência reguladora e pesquisadores na área de regulação SEB, focadas na modernização do setor e na materialização do conceito de SGs, em especial na viabilização das MRs inteligentes. Os seguintes critérios iniciais de amostragem foram empregados dentro de cada categoria:

- **distribuidoras:** foram inicialmente priorizados especialistas das 25 maiores distribuidoras do país. De acordo com dados disponibilizados pela ANEEL (2024a), essas são as distribuidoras com mais de 3 milhões de habitantes atendidos cada uma, que representam em conjunto pouco mais de 90% da totalidade dos consumidores de EE do país, abrangendo todas as 27 unidades da federação. Com base em critérios de amostragem intencional, oportunista ou de conveniência, a coleta foi ampliada para um número ainda maior de distribuidoras, priorizando as de porte abrangendo a pelo menos 100 mil unidades consumidoras, o que equivale a 40 das 105 empresas de distribuição atuantes no país. Buscou-se incialmente contato com cada empresa, solicitando o contato de especialistas na área de inovação e SGs. Os

resultados dos contatos diretos com as empresas mostrou-se escasso. O envio de convites personalizados, sobretudo por LinkedIn e por e-mail, foi o meio que se mostrou mais efetivo.

- **agência reguladora**: foram enviados inicialmente convites para os seis membros da Secretaria de Inovação e Transição Energética (STE) da instituição, e também para os três membros da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR). Como a conversão foi muito baixa, foram avaliados outros nomes da instituição com o perfil desejado, no caso especialistas na área de inovação e regulação do SEB;
- **especialistas**: foram inicialmente selecionados 20 especialistas para entrevistas, considerando sobretudo os que se destacaram nas pesquisas bibliográficas e de áudio e vídeo previamente realizadas. Foram priorizados pesquisadores com trabalhos relevantes na área de SGs ou MRs inteligentes, além de pesquisadores da área de CEs renováveis no Brasil.

Para a avaliação das opiniões dos consumidores, foram consideradas as pesquisas já realizadas pela ANEEL, no âmbito do PROJETO TARIFA MODERNA (da Silva; Hollanda; Kileber, 2020; Dantas *et al.*, 2020).

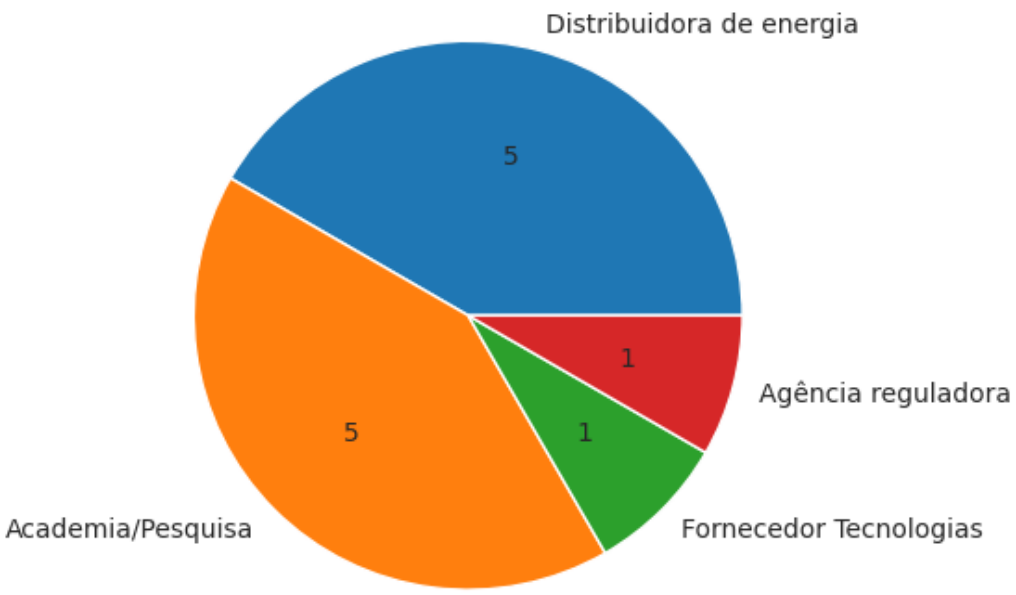
Os convites começaram a ser enviados no início de março de 2024, inicialmente apresentando taxa de conversão muito baixa. Não só muitos entrevistados se disseram com pouco tempo, mas também muitos alegaram se tratar de um assunto com o qual não estavam bem familiarizados. Devido à baixa conversão, foram sendo adicionados novos convidados por amostra oportunista, e também com base nas indicações dos próprios entrevistados, opção que já havia sido colocada como possibilidade no projeto aprovado pelo comitê de ética.

Ao final do prazo de um mês e meio, o número de convidados totalizou 88, sendo 21 especialistas da ANEEL, 6 membros de associações (ABAQUE, ABRA-DEE, ABGD e ABSOLAR), 22 membros de universidades e institutos de pesquisa, 1 membro do Operador Nacional do Sistema (ONS), 1 membro de associações de consumidores, um diretor de cooperativa de energia renovável, 33 especialistas em regulação e inovação de empresas de energia e de distribuição de EE, e 3 especialistas de consultorias especializadas em regulação do SEB.

Dos 88 convidados, apenas 12 responderam à pesquisa, configurando uma taxa de conversão de 13,7%. Verificou-se, como já se esperava, que em sua maioria os respondentes já eram profissionais com especial interesse no tema dos SGs, e em alguns casos de MRs. Foi

possível notar um grande nível de qualificação e interesse na área de SGs por parte dos respondentes. Responderam à pesquisa 5 especialistas de distribuidoras de energia, 5 pesquisadores de universidades e institutos de pesquisa, 1 especialista em regulação do SEB da ANEEL e 1 fornecedor de equipamentos tecnológicos para o SEB com experiência em projetos-piloto de MRs inteligentes. A média de experiência de atuação profissional no setor de energia dos participantes foi de 10,2 anos. O **Gráfico 1** mostra a classificação por setor principal de atuação dos 12 entrevistados.

Gráfico 1 – Número de entrevistados por setor predominante de atuação



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4.2. Análise de argumentos em vídeos

Como já referido, para que se pudesse concluir a etapa de pesquisa por entrevistas, descrita na seção anterior, foi necessário primeiro estruturar e submeter o projeto de pesquisa por entrevistas, com base em métodos das ciências humanas, e posteriormente submetê-lo ao Comitê de Ética em Pesquisa da Plataforma Brasil. O processo como um todo levou mais de seis meses.

Devido ao tempo exigido por todo esse processo, observando-se grande quantidade de entrevistas, debates e conferências *online* públicas disponíveis na rede social Youtube com muitos desses mesmos entrevistáveis definidos no projeto submetido na Plataforma Brasil, foram então pesquisadas as metodologias dedicadas à análise de conteúdo de imagem e som. A

pesquisa pelo material em vídeo foi empreendida também buscando possíveis refutações às hipóteses estabelecidas, com base nas técnicas de análise de argumentos descritas em Bauer e Gaskell (2002).

A seleção do portfólio de vídeos foi realizada com base em buscas na plataforma Youtube, utilizando palavras-chave relacionadas ao tema de pesquisa e correlatos. Foram filtrados vídeos publicados nos anos de 2022, 2023 e 2024. Buscou-se vídeos relacionados às perspectivas regulatórias para o SEB, priorizando-se os relacionados à digitalização das redes elétricas e SGs.

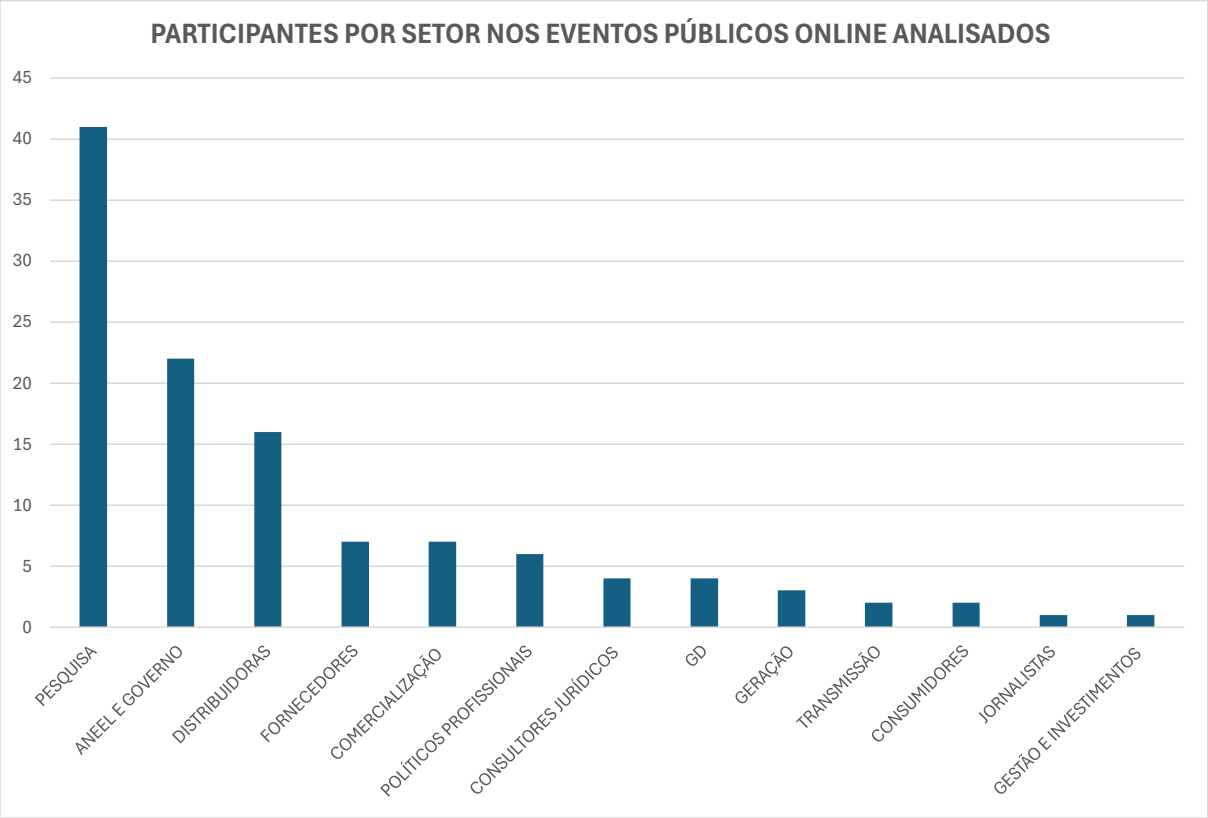
Não foi possível localizar nenhum vídeo focado em questões regulatórias de MRs inteligentes nesse período, muito menos específico de MRs comunitárias. Entretanto, foram identificados diversos vídeos de eventos envolvendo especialistas e *stakeholders* que estavam na lista de convidados do projeto de pesquisa por entrevistas submetido ao Comitê de Ética.

Os vídeos e os dados de suas características e dos participantes foram catalogados em banco de dados relacional PostgreSQL, configurado com ferramentas da linguagem Python. O código foi disponibilizado em repositório da tese, e pode também ser conferido no respectivo repositório no Github.

Foram selecionados 23 vídeos. Um total de 5 foram do canal da ANEEL no Youtube, sendo o canal com mais vídeos analisados. Em segundo lugar, tem-se o canal do INSTITUTO ACENDE BRASIL, e o CANAL SOLAR, com 4 vídeos de cada um. Logo em seguida, com 3 vídeos selecionados, temos o CANAL ENERGIA. Foram registrados nesses vídeos um total de 93 participantes (entrevistados, debatedores ou palestrantes) de interesse. Analisando o currículo de cada um, foram registradas informações como os principais setores de atuação, e a presumível experiência mínima no setor elétrico. A média da experiência dos 93 participantes na área foi de 21,1 anos. O **Gráfico 2** mostra a quantidade de participantes classificados por setor predominante de atuação.

Os vídeos foram transcritos utilizando ferramentas de IA (YTScribe e posteriormente Google NotebookLM), e os trechos de interesse, nos quais os participantes selecionados se pronunciavam, foram ouvidos na íntegra. Todos os argumentos pronunciados que se relacionavam direta ou indiretamente às hipóteses deste trabalho foram registrados, sendo classificados com base nos fatores e alternativas com que se relacionavam, e se eram favoráveis ou desfavoráveis/refutadores de tais hipóteses. Os registros foram inicialmente feitos com o *software* Atlas.TI, e depois foram migrados para o OneNote.

Gráfico 2 – Participantes dos vídeos categorizados por setor predominante de atuação



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5. TESTE QUANTITATIVO

Essa seção descreve os métodos utilizados nos testes quantitativos de *bottom-line* das regras de mercado componentes do marco regulatório proposto.

Como já abordado no capítulo anterior, testes mais rigorosos de políticas regulatórias tendem a ser de enorme complexidade, com exigência de grandes recursos computacionais, estando completamente fora das possibilidades deste trabalho. Entretanto, testes de linha de base com modelos mais simples podem ser realizados com as ferramentas de avaliação de projetos avançadas, como os *softwares* HOMER PRO e HOMER GRID. Embora não possam provar a validade de cenários regulatórios, são, todavia, ótimas ferramentas para rejeitar rapidamente desenhos com graves erros de projeto (Stoft, 2002).

Os testes de *bottom-line* são uma abordagem utilizada para avaliar a viabilidade de novos desenhos e regras de arquitetura de mercado. Esses testes são realizados em três etapas básicas:

- **modelagem do mercado**: modelar o mercado com e sem as novas regras, utilizando um modelo simples que permita calcular o impacto do *design* em termos de custos

e benefícios;

- **cálculo do custo mínimo**: encontrar o custo mínimo possível da energia consumida sem as novas regras;
- **cálculo dos custos com o novo desenho**: Os custos da energia sob o novo desenho devem ser computados e comparados com os da etapa anterior.

Como já explanado, esses testes são considerados uma forma de verificação inicial que pode detectar falhas sérias e inaceitáveis em um novo desenho antes que ele seja implementado em larga escala. Se os testes de *bottom-line* falharem, o desenho é rejeitado, e um novo processo de revisão é iniciado. Caso os testes de *bottom-line* sejam bem-sucedidos, o *design* pode ser encaminhado para etapas de testes mais rigorosas e custosas.

3.5.1. Seleção de ferramentas para testes de linha de base

Para o teste das hipóteses do marco regulatório proposto, construído nas etapas anteriores, foi selecionado o *software* HOMER GRID. Trata-se de uma nova alternativa, similar ao mais antigo de mais conhecido HOMER PRO, utilizado por Martins, Fernandes e Heldwein (2020). O HOMER PRO tem mais funcionalidades com foco em sistemas isolados, embora permita simulações de MRs em modo conectado. O novo produto da HOMER ENERGY, o HOMER GRID, conta com sistema de otimização e modelos mais focados em aplicações urbanas, conectadas à rede elétrica, permitindo simular cenários tarifários mais complexos, sendo por isso mais adequado para os testes de linha de base deste trabalho (Energy, 2024).

Para a realização de simulações no HOMER GRID, entretanto, é necessário fornecer uma série de dados e parâmetros envolvendo cenários regulatórios e econômicos presentes e futuros. Para que se possa realizar simulações minimamente realistas, buscou-se a reprodução de um caso o mais típico possível de uma localidade sujeita a riscos de inversão de fluxo, e que também apresente bom potencial para a formação de MRs comunitárias. A localidade selecionada, muito em função da disponibilidade mínima de dados, foi o Centro Histórico da cidade de Porto Alegre, capital do Rio Grande do Sul.

Para a definição de casos de teste com o máximo realismo possível, foi necessário cruzar informações de diferentes fontes de dados, buscando-se gerar dados mais próximos da realidade atual e futura deste bairro. Também foi necessária a realização de uma extensa pesquisa referente às tecnologias disponíveis, seus preços atuais, e as projeções de variações de preços nos próximos 10 anos. Esses valores foram estimados também com base em muitas

fontes de dados, incluindo relatórios, bases de dados e fornecedores. Tais procedimentos serão descritos nas próximas subseções.

De acordo com Mayer (2019), a divulgação de pesquisas com análises complexas torna muito difícil descrever todos os detalhes necessários para a sua reprodução em texto. Por este motivo, vem ganhando força o movimento de pesquisa reprodutível, em nível mundial, estimulando os pesquisadores a disponibilizarem não só o texto, mas também os códigos e dados utilizados, em um repositório adequado (Iniciativa Brasileira de Reprodutibilidade, 2024).

De acordo com Peng (2011), embora nem sempre seja possível a reprodução exata de experimentos científicos, observa-se a existência de um espectro de reprodutibilidade. Segundo o autor, em pesquisas envolvendo simulações computacionais, caso desta pesquisa, a reprodutibilidade sem a liberação do código e dos dados pode ser considerada impossível. Mesmo com a liberação dos códigos e dados, entretanto, nem sempre a reprodutibilidade é ótima, se não forem liberados juntos os executáveis pré-compilados. Por isso, o autor define como o padrão ouro de reprodutibilidade as publicações que liberam códigos, dados e também os executáveis utilizados.

3.5.1.1. Jupyter Nobebook

Para o cruzamento de todos esses dados e para a realização dos cálculos necessários, foi utilizado um *Jupyter Notebook*. Esta ferramenta gratuita e de código aberto, cujo foco é permitir a reprodutibilidade em pesquisas com dados, permite criar cadernos de pesquisa (*notebooks*) legíveis, combinando código, texto, dados, imagens e gráficos. Possibilita não só a realização dos cálculos necessários, como sua adequada documentação e o registro legível dos resultados. É utilizada sobretudo em pesquisas de ciência de dados, visando tornar a pesquisa reprodutível, podendo-se detalhar todas as etapas do processo, combinando código, dados e texto. Essa ferramenta pode ser utilizada com *scripts* em diversas linguagens. As mais utilizadas com a ferramenta são as linguagens Python, R e Julia (ALURA Website, 2024; Programming Historian Website, 2019; Project Jupyter, 2024).

Cada uma dessas linguagens tem pontos fortes e fracos, sendo o R muito forte na área de estatística e Julia excelente em cálculos matemáticos acadêmicos avançados. Para os cálculos a serem realizados para esta tese, selecionou-se a linguagem Python, por ser a linguagem nativa da ferramenta *Jupyter*, sendo bem suficiente para as tarefas necessárias. Além disso, trata-se da linguagem mais popular das três, figurando atualmente próximo ao topo de diversos *rankings* de popularidade entre todas as linguagens de programação. Isso pode facilitar

o acesso a pesquisadores interessados na reprodução deste trabalho (Gentleman; Temple Lang, 2007; Krill, 2024; Programming Historian Website, 2019).

A construção de cadernos de dados desta tese teve início utilizando o *Jupyter Notebook* em uma instalação local, no computador do próprio pesquisador. Os eventuais problemas de configuração, atualização e conflitos de versões entre componentes, entretanto, tornaram mais produtivo buscar opções *online*. Por isso, passou-se a utilizar o Google *Colaboratory*, mais conhecido como *Colab*. Trata-se de um produto do Google, com opções gratuitas e pagas, que disponibiliza máquinas remotas com o *Jupyter Notebook* instalado e mantido pelo próprio Google, pronto para uso. Os cadernos utilizados nesta tese usam a versão gratuita (Alphabet Inc., 2024; Santos, 2023).

O Google *Colab* permite também fazer o *download* dos cadernos ou *notebooks* de pesquisa, a qualquer momento, que podem ser carregados em um *Jupyter Notebook* instalado localmente. Ou seja, os cadernos ou *Notebooks* não ficam presos nos servidores do Google (Alphabet Inc., 2024).

Embora a ferramenta *Jupyter Notebook* seja atualmente a mais utilizada para criar cadernos de pesquisa na área de ciência de dados, na prática a reprodutibilidade depende de alguns cuidados. A pesquisa conduzida por Pimentel *et al.* (2019), analisando sistematicamente 1,4 milhões de cadernos disponíveis no GitHub, identificou os principais problemas que inibem a reprodutibilidade, sugerindo boas práticas que permitem sua superação. Essas boas práticas são consideradas nos repositórios disponibilizados no repositório desta tese, buscando máxima reprodutibilidade.

3.5.1.2. HOMER GRID

O *software* HOMER GRID é um produto lançado em 2018 pela empresa HOMER ENERGY, com foco no dimensionamento e na simulação de MRs inteligentes conectadas.

A empresa HOMER ENERGY, recentemente adquirida pela multinacional *UL Solutions*, é internacionalmente reconhecida por manter e disponibilizar o *software* HOMER PRO, versão comercial desenvolvida com base no *software* HOMER. O HOMER foi originalmente desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) dos EUA, em 1995, com código aberto (Energy, 2024; NREL, 1995; UL Solutions Website, 2024).

O *software Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER), do NREL, foi inicialmente desenvolvido para implementar um modelo inovador de otimização de *design* que determina a configuração, o despacho e estratégia de gerenciamento de carga que minimiza os custos do ciclo de vida para um local e aplicação específicos. Segundo pesquisas

do NREL, os modelos existentes até então ou eram muito complexos para serem úteis em aplicações reais, ou muito simples para permitir estimativas confiáveis (NREL, 1995).

Em outras palavras, o modelo de otimização implementado permite a seleção de tecnologias e o modelamento ótimo de MRs inteligentes. Para isso, a ferramenta simula diversas configurações possíveis de MRs, avaliando o desempenho ótimo de cada uma delas, ao longo de toda a sua vida útil, buscando as soluções mais otimizadas com base nos objetivos fornecidos pelo usuário. Esses objetivos podem incluir indicadores de viabilidade econômica, redução de emissões de GEE, percentual de geração por fontes renováveis e também autonomia (Energy, 2024; NREL, 1995).

O HOMER simula milhares de combinações de componentes, com suas diversas configurações e possíveis dimensionamentos, capazes de atender a demanda elétrica definida. Para cada combinação, a operação ótima da MR é simulada, com a definição do despacho ótimo de todos os recursos, inclusive SAEs, para cada minuto de cada ano da vida útil do sistema. Como saída, é gerada uma lista de todas as configurações testadas, ordenada por indicadores definidos. O usuário pode também gerar gráficos e relatórios detalhados das simulações de cada uma das combinações avaliadas na simulação (Energy, 2024; NREL, 1995).

Em 2009, a empresa HOMER ENERGY foi criada com o objetivo de disponibilizar uma versão comercial, de código fechado e com melhor suporte, do *software* HOMER, lançando assim o *software* HOMER PRO. Essa ferramenta hoje é líder de mercado na área de otimização de projetos de sistemas de geração híbridos (ou seja, com diversidade de fontes) e MRs inteligentes. O HOMER PRO hoje é usado em mais de 190 países, contando com uma base de usuários de mais de 250 mil profissionais (Energy, 2024).

O *software* HOMER, entretanto, assim como o seu sucessor comercial, o HOMER PRO, desde a sua concepção, teve um foco maior em sistemas isolados ou em MRs em locais remotos. A confiabilidade e a autonomia, sobretudo em modo ilhado, sempre foram parâmetros de maior relevância do que a interação com a rede da distribuidora. Por este motivo, e considerando todos os recentes avanços das MRs inteligentes, inclusive em ambientes urbanos, a HOMER ENERGY lançou em 2018 o HOMER GRID. Este novo produto tem como foco MRs inteligentes conectadas à rede elétrica, oferecendo análise detalhada com base em diferentes estruturas tarifárias de EE, incluindo estruturas de demanda, horários de ponta e incentivos financeiros, com foco na redução de custos operacionais e de conta de energia (Energy, 2024).

Uma vez que os modelos de otimização em si não são o objeto desta pesquisa, mas sim os cenários regulatórios, que são justamente parâmetros de entrada para *softwares* de

otimização como o HOMER, e são esses cenários que estarão em avaliação, optou-se por utilizar essa ferramenta da HOMER ENERGY, por ser a líder mundial de mercado, extremamente reconhecida e consolidada. Dado um determinado cenário, pode-se, com esta ferramenta, construir casos de teste e realizar simulações que permitam avaliar o impacto desses cenário em termos da viabilidade econômica de MRs inteligentes. Isso porque o HOMER consegue determinar a configuração ótima para cada contexto, mostrando também o melhor resultado que pode ser definido em cada caso de testes, dado um cenário econômico e regulatório definido (Energy, 2024).

Cabe ressaltar que a própria EPE utiliza o HOMER em suas simulações envolvendo a viabilidade do uso de baterias atrás do medidor, nos estudos conduzidos para o PDE, como descrito em sua nota técnica de metodologia de projeções de curva de carga (EPE, 2020).

As versões recentes e comerciais dos *softwares* da HOMER ENERGY, convém destacar, não são gratuitos, muito menos *softwares* abertos. Porém a empresa disponibiliza um período de testes gratuito, que pode ser utilizado para a reprodução das simulações realizadas nesta tese, uma vez que os arquivos são disponibilizados no repositório. A empresa também disponibiliza licenças acadêmicas e de estudante, com custos mais acessíveis (Energy, 2024).

Assim, buscando um melhor nível de reprodutibilidade, considerado padrão ouro por Peng (2011), o instalador da exata versão utilizada do HOMER GRID nestas simulações foi disponibilizado no repositório. Os arquivos utilizados para as simulações no HOMER GRID, bem como o instalador da versão utilizada nesta tese, podem também ser consultados no repositório da tese, ou por meio de *link* do repositório utilizado.

3.5.2. Modelagem

A modelagem dos casos de teste foi realizada e detalhada em um caderno *online* de pesquisa na plataforma Google *Colab*, utilizando Python, disponibilizado na íntegra no repositório final da tese.

É importante pontuar que a modelagem realizada para este teste envolve o modelamento de um cenário regulatório e econômico, com regras de mercado hipotéticas e casuísticas de teste que permitam avaliar o impacto de tais cenários. Ou seja, são realizados os modelamentos necessários para ajustar os parâmetros de entrada de aplicações do HOMER, de maneira a avaliar o impacto de opções regulatórias em termos de viabilidade econômica de MRs inteligentes.

Portanto, não se trata de modelamentos elétricos de MRs inteligentes, tampouco de modelos matemáticos de otimização, pois como já referido, esses modelamentos o *software*

HOMER já é capaz de entregar, e não são objetos desta pesquisa.

Outra consideração relevante, é que não se buscam resultados exatos, o que já seria um desafio devido ao horizonte de tempo de 10 anos entre os testes, fora o horizonte de 25 anos que o HOMER usa para a simulação da operação de cada caso. Além disso, há grandes incertezas nos dados coletados, como será descrito mais adiante. Mas cabe lembrar que o objetivo dos testes de linha de base é tentar rejeitar hipóteses com premissas razoavelmente otimistas. O importante é que as estimativas não sejam absurdas, que estejam mais ou menos dentro de ordens de grandeza aceitáveis (Stoft, 2002).

Outrossim, não se busca avaliar os resultados exatos dos retornos financeiros das opções avaliadas. O objetivo dos testes é avaliar os possíveis impactos negativos das propostas de mudanças regulatórias. Importa mais avaliar a natureza dos efeitos das novas regras, se positivas ou negativas, do que seus valores exatos (Stoft, 2002).

Caso, mesmo com projeções razoavelmente otimistas, os resultados se mostrem claramente negativos, piorando muito os custos de energia (ou outros indicadores analisados), ou evidenciem efeitos colaterais imprevistos e inaceitáveis, pode-se rejeitar prontamente as hipóteses sem testes mais caros e precisos, que só se justificam caso não se identifique impacto claramente negativo e imprevisto com os testes de linha de base (Stoft, 2002).

3.5.2.1. Modelamento dos casos de teste

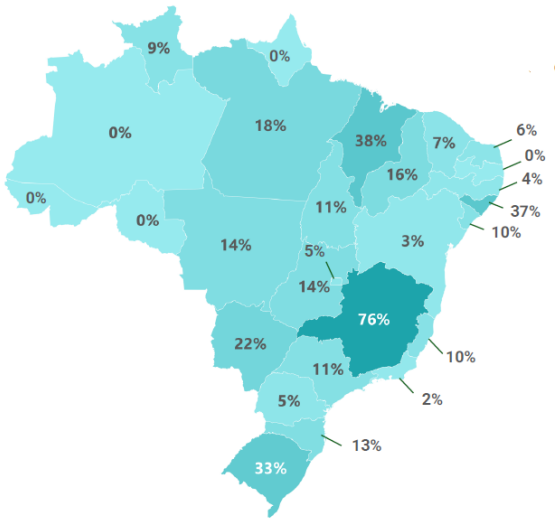
Analisando os dados levantados previamente nesta pesquisa, foram buscados casos promissores para a avaliação das propostas em teste. Entende-se que a agregação de associações e condomínios de UCs próximas em MRs estabelecidas em comunidade, pelas razões já expostas, podem permitir o avanço da penetração de REDs intermitentes sem impactar o SD. Desta forma, buscou-se identificar localidades no país que potencialmente apresentassem problemas com o aumento da penetração de REDs, e com bom potencial para a instalação de fontes solares com SAEs em condomínios.

No mais recente relatório de estudo estratégico do mercado de geração distribuída fotovoltaica da empresa Greener (2024), pesquisa com integradores de energia solar indicou grande número de orçamentos de conexão sendo negados pela distribuidora, com alegações deste tipo.

A **Figura 2** mostra o percentual de integradores em cada estado que reportaram orçamentos rejeitados, sob alegações de inversão de fluxo. A pesquisa considerou apenas integradores que realizaram pelo menos uma venda no primeiro semestre de 2024. Note que houve casos reportados em diversos estados, em todas as regiões do país. Os estados com

maiores problemas são Minas Gerais e Rio Grande do Sul (Greener, 2024).

Figura 2 – Percentual de integradores com propostas rejeitadas por inversão de fluxo



Fonte: Relatório estratégico 2024 Greener (Greener, 2024).

Em pesquisa bibliográfica buscando trabalhos que avaliassem o potencial de geração solar no Rio Grande do Sul, identificou-se o trabalho de Lima e Krenzinger (2020), que apresenta um levantamento da capacidade teórica de geração fotovoltaica em bairros da cidade de Porto Alegre, selecionados por critério de renda familiar. Neste trabalho, os pesquisadores selecionaram 30 bairros da capital com média salarial familiar superior a dez salários-mínimos, e realizaram uma análise do potencial de geração solar em telhados em seções desses bairros, selecionados por amostragem.

Dos 30 bairros avaliados no referido trabalho, o Centro Histórico de Porto Alegre mostrou ser o de maior potencial de geração solar em telhados, com potencial avaliado em 219,92 GWh de geração anual. Os pesquisadores assumiram, entretanto, a premissa de considerar apenas 70% desse potencial como factível. O potencial efetivo estimado ficou em 81,49 GWh por ano. Chama a atenção o fato de o bairro apresentar, na época um consumo anual total de EE de 62 GWh. Ou seja, se os 70% dos telhados estimados com potencial identificados fossem bem aproveitados, o estudo estima um potencial de geração de energia anual 31,4% maior do que o seu consumo anual total do bairro (Filho *et al.*, 2023).

Cabe ressaltar que a reversão de fluxo é um dos principais riscos representado pelos REDs renováveis intermitentes às redes de distribuição. Não só estes podem gerar sobrecargas, quando superam a capacidade dos sistemas. A simples ocorrência da reversão de fluxo pode sabotar os sistemas de proteção e suas configurações tradicionais, tornando-os inefetivos, e exigindo investimentos em estratégias de proteção novas, complexas e muitas vezes ainda

pouco validadas e em equipamentos com tecnologias mais avançadas e caras (Santos, 2018).

Além disso, com um patamar de geração solar muito acima do consumo, cujo pico ocorre ao meio-dia, e não nos horários de pico de consumo, é fácil perceber os enormes riscos de os picos de injeção superarem os de consumo, exigindo investimentos pesados em reforço ou expansão do SD apenas para acomodar a energia injetada, sem que exista consumo concomitante. Os resultados podem ser sobretensões, além de diversas outras possíveis ocorrências adversas (Filho *et al.*, 2023).

Cruzando dados de diversas fontes, com dados e cálculos detalhados disponíveis no respectivo caderno de pesquisa *online*, foi possível estimar uma média hipotética de cerca de 2 moradores por domicílio neste bairro, com uma média de 26 residências por condomínio. Essas premissas, que se supõem não estarem muito distantes da realidade, foram utilizadas para a composição dos casos de teste configurados no HOMER (Barros, 2021; Blog Advento, 2024; SECOVI - SINDICATO DE HABITAÇÃO, 2016).

Para a estimativa da demanda média dos consumidores residenciais do bairro em questão, foi estimado, por meio do cruzamento de diversos dados, um consumo médio mensal de 200 kWh por residência. Esse patamar foi definido avaliando-se a renda per capita do bairro, que segundo o IBGE seria de cerca de R$ 2.600,00, em 2010, ano em que o salário mínimo era de R$ 510,00. Ou seja, trata-se de uma renda média de cerca de 5,05 salários mínimos.

Foi realizado o cruzamento de dados de relatórios da EPE que fornecem o consumo anual total para a classe residencial para a região Sul, e o percentual de consumo total dos consumidores residenciais por faixa de renda, sendo possível estimar valores de consumo para os patamares de 5 salários mínimos, obtendo-se um consumo hipotético de aproximadamente 100 kWh mensais por habitante. Ou seja, aproximadamente 200 kWh por mês para cada residência com dois moradores (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2023, 2024).

A título de teste de sanidade, esse dado foi ainda comparado com a intensidade média de consumidores residenciais do Rio Grande do Sul, que segundo a EPE seria de 168 kWh por mês por UC, enquanto para a região Sul, como um todo, tem-se uma média mensal de 68 kWh por mês por habitante. Esses dados não só são compatíveis com uma média de aproximadamente 2 habitantes por UC, como com o patamar de 200 kWh estabelecido como hipótese, considerando que a média de renda do Centro da capital do estado é maior que a média do estado. Claro, trata-se de patamar hipotético, estimado com os escassos dados disponíveis. Porém, possivelmente não estejam muito longe da realidade e dificilmente seriam distantes o suficiente para interferir significativamente nos resultados destes testes.

Também é importante lembrar que o objetivo é comparar o impacto de diferentes

políticas regulatórias em um cenário urbano promissor para MRs comunitárias, tecendo comparações com o cenário atual ou *status quo.* Os resultados exatos não importam para este trabalho, mas sim a comparação relativa dos impactos das mudanças propostas.

Outra ponderação importante é com relação à adequação do modelo de otimização do HOMER no caso de MRs comunitárias, com P2P interno. Como aponta Santos (2018), em sua revisão bibliográfica, sistemas de otimização descentralizados para MRs comunitárias costumam ter natureza multiobjetivo, tendendo a serem mais complexos, sendo mais difícil obter-se o ótimo global. Entretanto, como mostrou a pesquisa bibliográfica inicial realizada com o PROKNOW-C, cujos resultados foram comentados no capítulo anterior, trata-se de uma área de pesquisa recente e em rápida ascensão na literatura internacional.

Uma vez que o HOMER GRID não simula sistemas de otimização de MRs comunitárias, e considerando que não foram localizadas ferramentas comerciais consolidadas para esse tipo de aplicação, muito menos para o contexto brasileiro, optou-se por desconsiderar os custos de transação entre os prossumidores da CE. Cabe ressaltar que o estudo de sistemas descentralizados de otimização não é objeto de pesquisa desta tese (Energy, 2024; Santos, 2018).

Nesta pesquisa, considera-se a existência de sistemas de otimização hipotéticos capazes de permitir transações inteligentes entre os membros da CE, com custos de transação desprezíveis, cujos resultados se aproximem do ótimo global, assemelhando-se aos dos obtidos em sistemas centralizados de proprietário único, como os simulados pelo HOMER (de Souza; Castilla, 2019; Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022; Mohan *et al.*, 2021).

Embora, como comentado, ainda não existam ferramentas comerciais bem estabelecidas nem consenso das melhores estratégias para tais sistemas emulando MRs com plataformas P2P, pesquisas em projetos-piloto em outros países já vêm mostrando ser essa uma possibilidade futura factível, como mostram, por exemplo, as simulações realizadas por Mohan *et al.* (2021), e como é exposto em Loebbe, Sioshansi e Robinson (2022)

Assume-se, a título de premissa otimista para o teste de *bottom-line*, que em um sistema de otimização bem projetado os custos de transação possam ser muito baixos, e os resultados serem próximos ao ótimo global. Assim, espera-se que o resultado final possa se aproximar de um modelo de otimização centralizado de proprietário único. Assume-se também que, em um horizonte de 10 anos, já existam plataformas comerciais desenvolvidas para essa aplicação, a exemplo das diversas que já existem no Brasil para o compartilhamento de créditos de *Net Metering* (Hochstetler; Born, 2022; Villanueva; Catapan; Lousada, 2023).

Para as simulações, considerou-se um valor estimado para o controlador de 10% do

CAPEX do empreendimento. O valor, completamente hipotético, foi estimado em sistemas SCADA de automação industrial de pequeno porte apresentado em Erickson (Erickson, 2023), comparando sua ordem de grandeza com os CAPEX em simulações preliminares. Esse percentual foi acrescentado como um fator multiplicador ao CAPEX do SAE da MR, tomando-os como parte dos custos dos inversores híbridos (os atuais já têm vindo com algoritmos de otimização, porém atualmente ainda muito limitados). Essas configurações são detalhadas mais adiante neste capítulo.

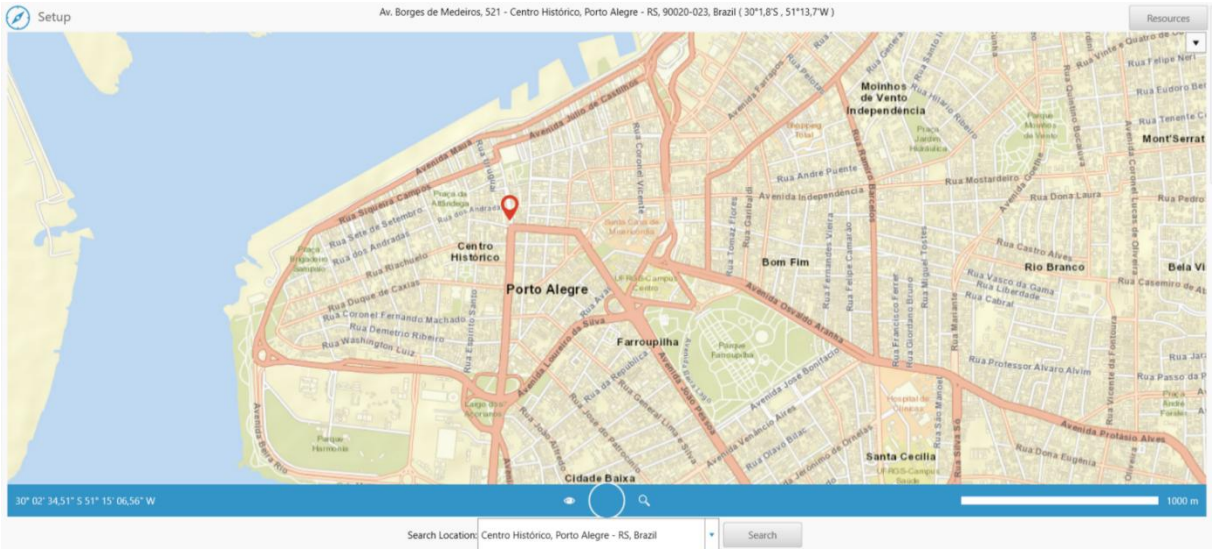
Se por um lado a sofisticação dos modelos de otimização para MRs inteligentes possa tornar esses otimizadores mais caros inicialmente, o tamanho potencial desse mercado pode com o tempo tornar os preços acessíveis, por efeitos de escala. Mas, novamente, se trata de uma estimativa razoavelmente otimista e hipotética realizada com base na pesquisa de mercado realizada (ver caderno *online* de pesquisa), sendo importante lembrar que esses sistemas nem existem ainda no varejo para o prossumidor residencial com sofisticação equivalente aos otimizadores simulados pelo HOMER.

Considerando-se todos os dados analisados, foram estabelecidas as seguintes premissas para os casos de teste:

1. simulação de MRs comunitárias em condomínios com 26 UCs cada um, cada uma com demanda representativa de residência com média de 2 habitantes, com demanda correspondente à faixa de renda do bairro;
2. estimou-se uma demanda média mensal hipotética de 200 kWh para cada residência (cálculos disponíveis no caderno *online* de pesquisa);
3. simulação de MRs comunitárias contendo apenas sistemas FV comunitários e bancos comunitários de baterias de Lítio do tipo LifePO4. Considera-se a utilização de um inversor inteligente híbrido, com possibilidade de funcionar em modo conectado e ilhado, e com conexões em CC para as baterias e para os módulos FV;
4. o tempo de vida de cada projeto, ou seja, o horizonte de análise de cada caso de teste tomado isoladamente no HOMER, foi definido para 25 anos, vida útil estimada para os sistemas FV.

Na **Figura 3** mostra-se a configuração realizada na aba SETUP do HOMER GRID. Basta realizar uma pesquisa pelo texto “Centro Histórico de Porto Alegre”, e o banco de dados do HOMER já identifica a localização, baixando as projeções climáticas e de irradiação solar para as simulações dos bancos de dados da NASA, com resolução de minutos (Energy, 2024).

Figura 3 – Configuração da localização na aba *SETUP* do HOMER GRID



Fonte: Elaborado pelo autor.

O HOMER permite definir outras fontes de dados climáticos e de irradiação solar, e também customizar os dados importados. Nas simulações realizadas para este trabalho foram utilizadas as fontes padrão do HOMER (Energy, 2024).

3.5.2.2. Premissas macroeconômicas

Para a análise dos investimentos ao longo do tempo, é importante definir uma taxa mínima de atratividade (TMA), que deve ser calculada considerando basicamente 4 fatores: custo de capital, custo das dívidas, custos de oportunidade e um prêmio de risco (Kenton, 2024a; Newnan; Eschenbach; Lavelle, 2012).

Embora seja muito provável que grande parte dos projetos futuros de MRs comunitárias sejam financiados, devido aos elevados CAPEX, as simulações consideraram projetos investindo à vista para facilitar as comparações das magnitudes ou ordens de grandeza dos impactos das decisões regulatórias. Também se trata de uma forma de simplificar a modelagem, como recomenda a técnica dos testes de *bottom-line* (Stoft, 2002), buscando possibilidades mais otimistas. Cabe ressaltar, entretanto, o fato de condomínios residenciais frequentemente acumularem fundos de reserva para investimento. Além disso, segundo a Greener (Greener, 2024), praticamente 50% dos projetos de sistemas FV no país em 2023 não precisaram de financiamento. Ou seja, não se trata de premissa irrealista.

Para simplificar as análises, são também desconsideradas as opções mais sofisticadas de financiamento de MRs inteligentes, como emissão de ações ou títulos diversos. Considera-se que o investimento se dará à vista, por meio de chamadas de capital com acúmulo

de fundos de reserva nos condomínios. Com isso, elimina-se o componente de custo de capital (Newnan; Eschenbach; Lavelle, 2012).

Uma vez desconsiderada a possibilidade de financiamento e emissão de títulos e ações, cabe avaliar os custos de oportunidade, ou seja, o quanto os prossumidores podem perder de ganhar em investimentos alternativos, caso invistam em uma MR comunitária, e os prêmios de risco.

Avaliando-se os preços e taxas dos títulos do TESOURO DIRETO disponíveis no site do BANCO CENTRAL DO BRASIL (2024), vemos que no início de dezembro de 2024 temos uma taxa pré-fixada, com juros semestrais, de aproximadamente 13,4% ao ano (a.a.) para 2035 (não havia oferta de títulos sem juros semestrais para esse vencimento), que representa a expectativa do mercado para a SELIC para os próximos 10 anos. O título IPCA+ com juros semestrais e vencimento em 2035 está oferecendo rendimento anual de IPCA + 6,90% a.a. Com base nesses dois valores, pode-se deduzir a inflação implícita esperada pelo mercado para os próximos dez anos:

$$Inflação\ Implícita\ (\%) = \left(\frac{100\% + 13{,}4\%}{100\% + 6.90\%}\right) \times 100\% - 100\% = 6{,}08\% \qquad (1)$$

As taxas acima são as taxas dos títulos do governo para 2035, cujos valores resultam dos leilões de títulos do Banco Central (BC), representando, por isso, as expectativas do mercado para as taxas de juros e inflação para a próxima década. Teoricamente, segundo a teoria econômica, na condição de títulos emitidos pelo BC do país, são taxas livres de risco (nesse país, ou basicamente dependem do "risco país"), consideradas como os investimentos com menor risco possível dentro do Brasil para pessoas físicas. Representam, portanto, o mínimo custo de oportunidade para os consumidores residenciais integrantes das CEs (Newnan; Eschenbach; Lavelle, 2012).

Considerou-se, então, uma TMA nominal de 15% ao ano (a.a.) nas avaliações, taxa bem razoável para consumidores residenciais. Trata-se de uma taxa com um prêmio de risco pequeno, de cerca de 1,5% acima da taxa SELIC anual média esperada pelo mercado para 2035. Entretanto, o pequeno prêmio se justifica se considerarmos o baixo risco dos projetos atuais de sistemas FV com SAE, devido à maturidade da tecnologia. A única incógnita, em termos de riscos, são os sistemas de controle e otimização para as MRs inteligentes. Mas vale lembrar que as premissas devem ser razoavelmente otimistas, e espera-se um grande desenvolvimento nesta área nos próximos dez anos, como já exposto.

Ademais, de acordo com Newnan, Eschenbach e Lavelle (2012), considera-se internacionalmente valores entre 12% e 15% como típicos de TMA para empresas, em

condições normais de risco. Em geral, pessoas físicas admitem TMAs menores. O valor de 15% está dentro desta faixa, e leva em consideração o cenário de juros elevados do país.

De toda a forma, trata-se de premissa conservadora, se considerarmos o atual momento de juros elevados no país, em relação as médias das últimas duas décadas. Segundo análises de Hoji e Carobino (2022), os juros reais médios aproximados no Brasil no período entre 2012 e 2022 foram de apenas 2,5%. Valor muito abaixo do patamar atual de 6% de juros implícitos, calculados acima com os dados atuais.

Com uma TMA nominal de 15% a.a. e uma projeção de inflação de 6% a.a., temos uma taxa de TMA real (acima da inflação) de 8,49%, como mostra a equação 2 (Newnan; Eschenbach; Lavelle, 2012):

$$\frac{1{,}15}{1{,}06} = 8{,}49\% \qquad (2)$$

A **Tabela 2** mostra os valores das projeções macroeconômicas utilizados nas simulações.

Tabela 2 – Parâmetros econômicos de referência

PARÂMETRO	VALOR
TMA Nominal	15%
TMA Real	8,49%
Inflação	6%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para simplificar as comparações de cenários, as simulações no HOMER foram realizadas desconsiderando-se a desvalorização da moeda, trazendo todos os preços a valor presente. Por isso, foi definida uma taxa nula de inflação, e uma TMA nominal equivalente à TMA real calculada. As configurações realizadas na aba *Project* \ *Economics* do HOMER GRID são mostradas na **Figura 4**.

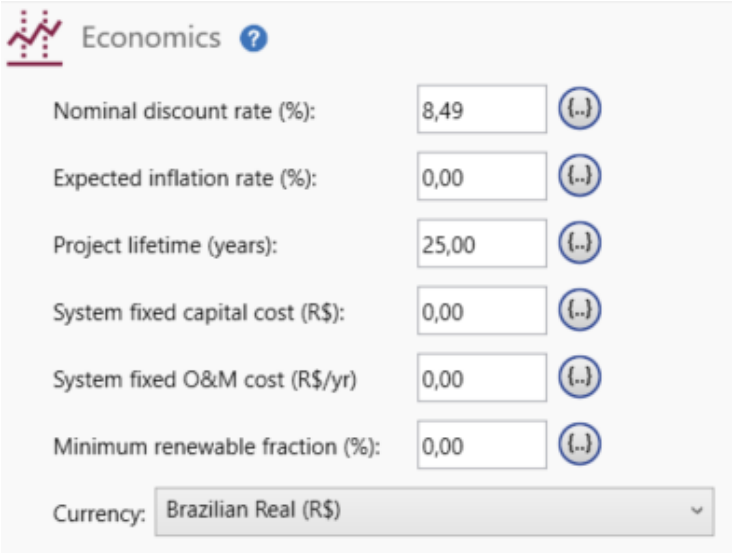
3.5.2.3. Projeções de custos para sistemas FV em 2024 e 2034

Outros dados necessários para as simulações são as projeções de custos dos REDs para os casos de teste. Isso inclui os preços em 2024, e também as projeções de variações de preços para a próxima década.

Os cálculos completos para as estimativas realizadas não cabem no texto desta tese, mas são descritos em detalhes no respectivo caderno *online* de pesquisa. A seguir, o processo utilizado será resumido. Novamente, vale lembrar que se necessita da ordem de grandeza dos valores, não se exigindo exatidão, mas sim valores razoavelmente realistas, porém

relativamente otimistas.

Figura 4 – Parâmetros econômicos configurados no HOMER GRID



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a estimativa de custos atuais dos sistemas FV, foram inicialmente avaliados os estudos de mercado da Greener (2024), cujos valores foram comparados com orçamentos realizados com integradores e em lojas online. Montou-se pequeno banco de dados, em que as possíveis variações de preços deste os levantamentos da Greener foram avaliados. Com os dados da Greener, avaliou-se também as variações de preços unitários por kWp com o aumento da capacidade dos sistemas.

Na estimativa do CAPEX, foram incluídos os elementos avaliados pela Greener em seus relatórios: os custos dos módulos FV, dos serviços de integração e de inversores comuns, não híbridos (ou seja, sem capacidade de funcionar e modo ilhado ou *off-grid*). A diferença entre os custos os inversores híbridos, mais caros, e dos comuns, foi posteriormente incluída no cálculo do CAPEX dos SAE, considerando a variação de capacidade dos SAE, como será detalhado mais adiante (Greener, 2024).

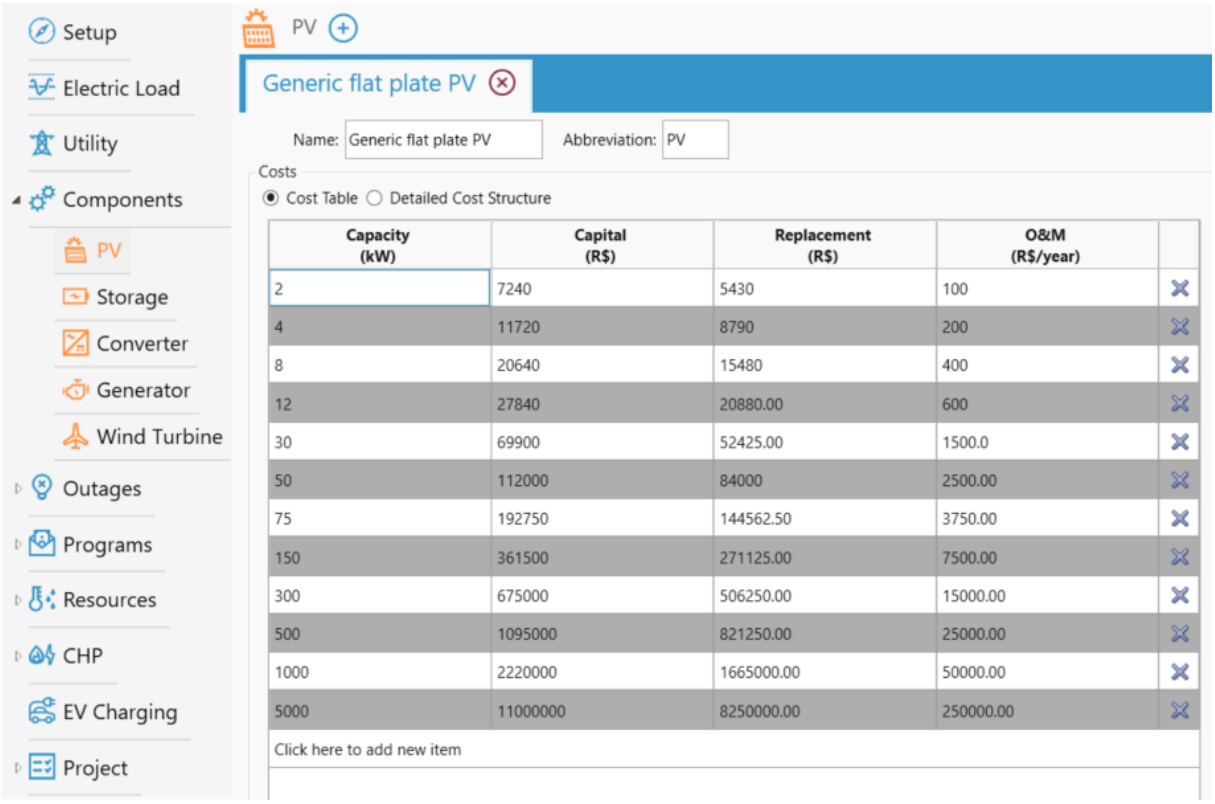
Embora não se tenha conseguido valores para todas as faixas de potência necessárias para inserir no HOMER (o *software* exige dados para criar uma curva de variação do CAPEX com a capacidade), foram criadas funções de interpolação no carderno online de pesquisa, usando *scripts* em Python, de maneira a poder estimar os dados exigidos pelo *software*, com base nos dados da Greener (2024). Os valores são, entretanto, todos estimados com base no referido relatório, com algumas correções pontuais de acordo com as variações de mercado.

Para a estimativa do OPEX, considerou-se essencialmente a limpeza semestral dos

módulos, a um custo estimado de R$25,00 por módulo, valor conservador estimado com base em orçamentos realizados com integradores. Considerando essas mesmas fontes, além de reverificações feitas com integradores na web, foi tomado como base sistemas com módulos com aproximadamente 500 kWp de capacidade cada um. Ou seja, em suma, estimou-se OPEX de R$50,00 / kWp (Greener, 2024).

A **Figura 5** mostra a configuração realizada de custos dos sistemas FV, para as simulações de casos de projetos iniciando operação em 2024. Note também que, embora o HOMER permita utilizar modelos de módulos específicos de diversos fabricantes, optou-se por realizar as simulações com um modelo genérico. O HOMER também permite a configuração de custos de reposição, o que neste caso não importa, já que a vida útil do projeto foi definida com o mesmo valor da vida útil estimada dos sistemas FV (Energy, 2024).

Figura 5 – Custos configurados no HOMER GRID para sistemas FV



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na mesma tela mostrada na **Figura 5**, um pouco mais abaixo, o HOMER permite também customizar o fator de degradação dos módulos FV. O valor foi deixado no padrão de 80%, que é até bem conservador, considerando que diversos módulos de boa qualidade já tem, segundo os fabricantes, conseguindo melhor desempenho. Importante destacar que as estimativas de preço foram feitas com base apenas em módulos de boa qualidade, com fabricantes reconhecidos. Ainda assim, na prática, a baixa degradação depende de diversos

cuidados com o módulo durante sua vida útil e sobretudo durante o projeto, além de poder variar conforme diversos fatores locais. Por isso considera-se 80% uma estimativa realista e conservadora (Energy, 2024).

Já para a projeção de variação de custos dos sistemas FV para 2034, os relatórios e estudos consultados se mostraram divergentes. Nas projeções do NREL (NREL, 2024), para a classe comercial 2, que corresponde a uma *Global Solar Irradiance* (GHI) compatível com a do Centro de Porto Alegre, projetava-se uma redução de CAPEX de cerca de 32,60% para sistemas FV comerciais no período de 2024 a 2034 no cenário "moderado", e de 57% no "avançado". Note que essas projeções são para o sistema FV como um todo, incluindo os inversores, que vêm apresentando uma queda de preços mais modesta. Ao se buscar uma projeção razoavelmente otimista, adotou-se uma redução de 50% nos custos dos sistemas FV para 2034 em valor presente (desconsiderando as variações inflacionárias), em relação a 2024, desconsiderando os inversores.

Importante ressaltar, entretanto, como expõe relatório sobre a cadeia de produção global dos sistemas FV (IEA, 2022c), que essas projeções dependem de um conjunto enorme de variáveis, sendo muito difíceis de prever. Embora o consenso dos estudos venha sendo que que os preços sigam caindo na próxima década, não é impossível que novas crises internacionais promovam até mesmo um aumento de custos.

Entretanto, como mostra Dahlmeier (2023), já há mais de uma década que as melhores previsões de quedas nesses custos vem sendo superadas na prática. Segundo a análise, a avaliação de quase três mil previsões para as quedas nos custos dos módulos FV entre 2010 e 2020 sugeriam uma queda de cerca de 6% a.a. no custo desses sistemas. Na prática, a queda observada foi de 15% a.a. O autor avalia os métodos mais assertivos nesse período, e utilizando eles com sua equipe, chegou a uma previsão de queda de 56% no custo dos módulos FV entre 2023 e 2030 somente, o que tornaria nossos pressupostos otimistas para 2034 bastante moderados.

Com base nessa premissa de redução de 50% no custo do CAPEX do sistema FV sem os inversores, que são adicionados ao CAPEX do SAE como já explicado, a simulação dos casos para projetos com operação iniciando em 2034 (casos 2 e 3) utiliza, na coluna CAPITAL mostrada na **Figura 5**, a metade dos valores mostrados na figura. No mais a configuração desta tela é idêntica.

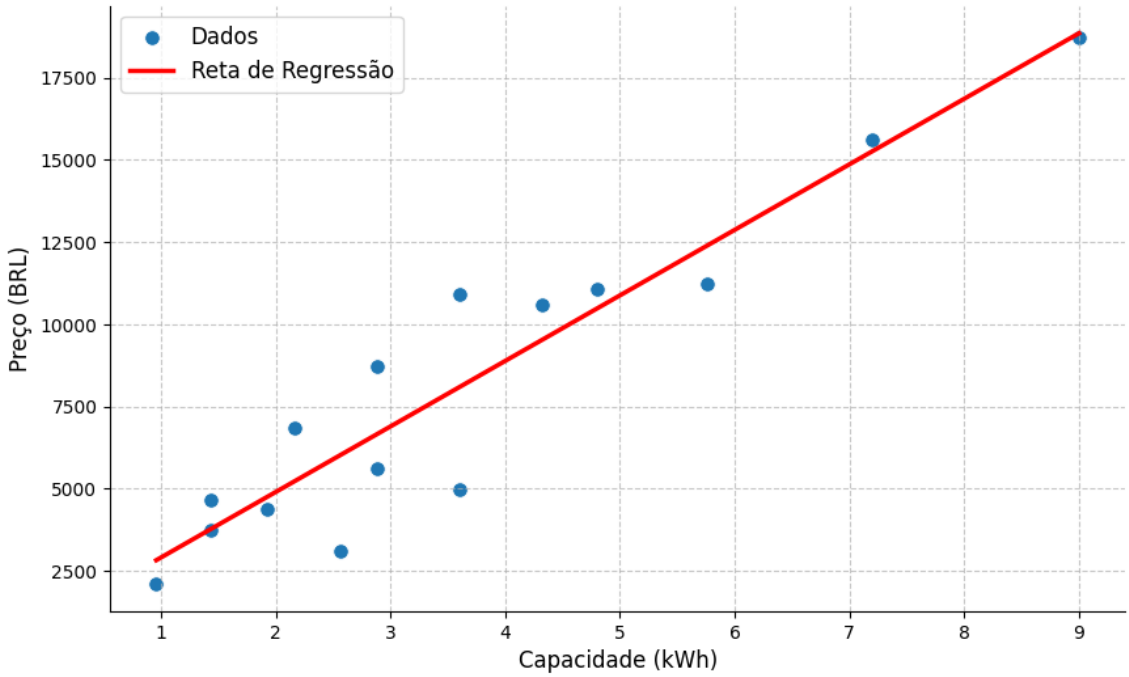
3.5.2.4. Projeções de custos para o SAE para 2024 e 2034

Para o modelamento dos parâmetros econômicos dos bancos de baterias

comunitários, optou-se também por não utilizar modelos específicos para determinados fabricantes do banco de dados do HOMER, mas sim um modelo genérico para baterias de Lítio, de maneira a não restringir a análise a fabricantes específicos. Cabe ressaltar que, ao avaliar o modelo genérico do HOMER, percebeu-se que os novos modelos das baterias de lítio do tipo LifePO4 já vêm superando bastante esse modelo genérico em termos de vida útil, profundidade de descarga e eficiência, o que torna o modelo genérico um modelo bastante conservador para nossas análises (IEA, 2024).

Para as estimativas de custo, além de relatórios abordando as variações de preços, como o da IEA (2024), realizou-se pesquisa em lojas *online*, nacionais e internacionais (acionando os devidos impostos e fretes nesse caso, considerando compra no Brasil), compondo-se um pequeno banco de dados de baterias de lítio LifePO4 de boas marcas, com *Battery Management System* (BMS). Foram também aproveitados dados observados em projetos pessoais em condomínios, de maneira anônima, usados a título de teste de sanidade. Os dados e sua análise detalhada podem ser consultados no caderno *online* de pesquisa. Nele, com o uso de *scripts* em Python, foi criada uma função de interpolação para a definição dos valores a serem inseridos no HOMER. Os resultados da curva de variação de preços, desconsiderando o BMS, pode ser conferido no **Gráfico 3**.

Gráfico 3 – Preço por capacidade para baterias desconsiderando BMS (preços de 2024)



Fonte: Elaborado pelo autor.

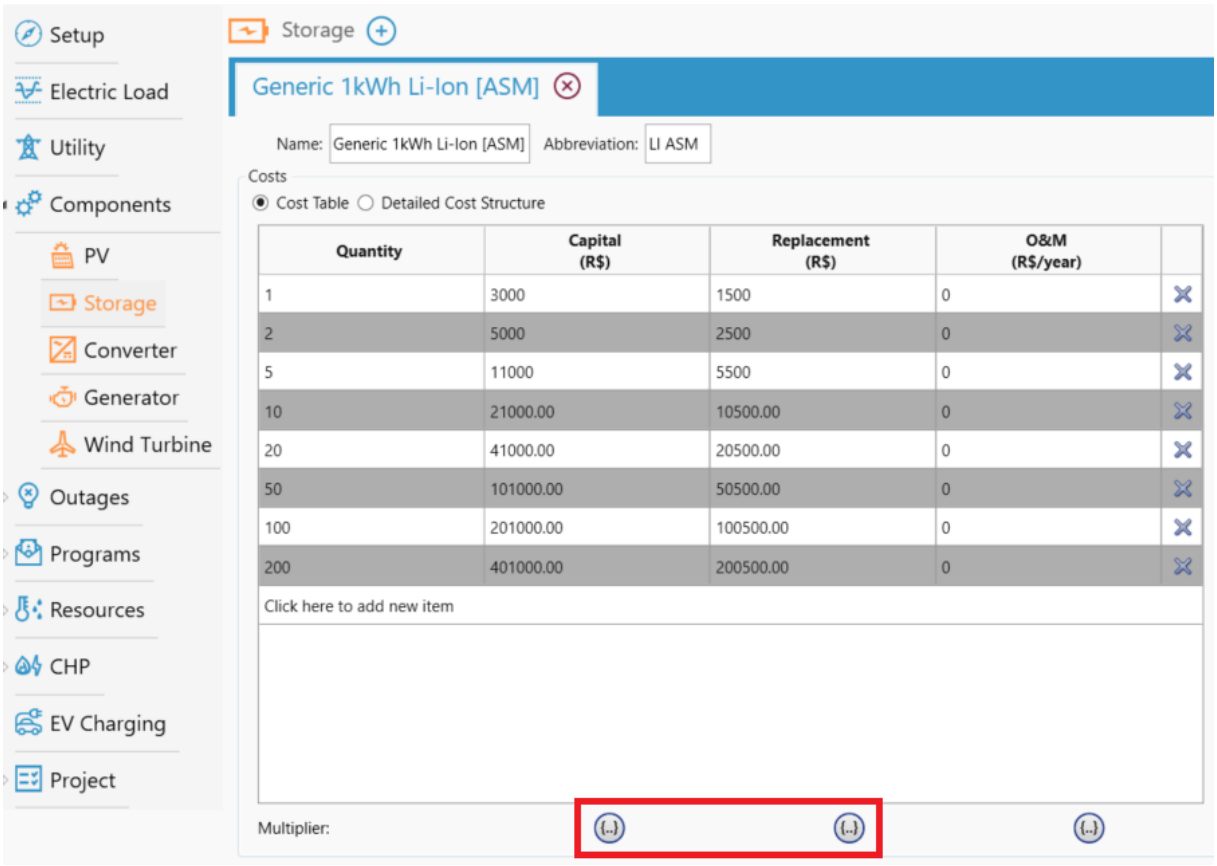
O mesmo método de pesquisas de mercado com a criação de um pequeno banco de dados foi feito para os inversores híbridos, priorizando-se os mais avançados, com APIs abertas,

que permitem customização para a implementação de estratégias de otimização avançadas. Com a utilização de *scripts* em Python (detalhes podem ser conferidos no caderno *online* de pesquisa), avaliando-se a proporção de custos unitários das baterias e dos inversores híbridos por kWh, além dos custos de instalação desses sistemas, estimou-se um fator multiplicativo de 2,60 a ser aplicado ao custo das baterias para a obtenção do CAPEX final. Já o OPEX desses sistemas, notoriamente de baixo valor, foram desconsiderados.

Foi estimada uma redução de 50% nos custos das baterias e inversores híbridos para 2034, mantendo-se constantes os custos de instalação. Realizando-se a ponderação dessas reduções, obteve-se um novo fator multiplicador de 2,05 (IEA, 2024; Onstad, 2024).

A **Figura 6** mostra os valores efetivamente inseridos no HOMER para o CAPEX dos bancos de baterias, para as simulações iniciando em 2024. Note que os botões onde são aplicados os fatores multiplicadores, respectivamente ao CAPEX de 2024 e ao de reposição de 2034 em diante, são assinalados na figura com um retângulo em vermelho.

Figura 6 – Configuração dos custos por capacidade do SAE no HOMER



Fonte: Elaborado pelo autor.

Notas: O destaque em vermelho mostra os botões onde são inseridos os fatores multiplicadores.

Para as simulações iniciando em 2034 com o cenário regulatório atual (casos 2), a

configuração foi a mesma, com fatores de multiplicação diferentes. Considerou-se 2,05 para 2034 e 2,01 para as reposições a partir de 2044, estimando-se assim, de maneira conservadora, uma certa estabilização nos preços das baterias e dos inversores híbridos.

Já no caso das simulações em 2034, considerando-se as novas propostas de mudanças regulatórias apresentadas no capítulo seguinte, foram calculados os efeitos da hipotética eliminação das atuais altas tarifas de importação. Essas tarifas, segundo estudo da EPE (Brasil, Ministério de Minas e Energia, 2024), atualmente estão em torno de 18% somente para as baterias, cujo custo, de acordo com a Greener e NewCharge (2021), representa cerca de 40% do CAPEX total do SAE. Os fatores calculados foram de 2,16 para 2034 e 1,65 para as reposições a partir de 2044.

3.5.2.5. Estrutura tarifária

Conforme já explicado, para as simulações com MRs comunitárias no cenário regulatório atual, considerou-se o uso da Tarifa Branca com postos horários. Os valores utilizados foram os valores atuais para consumidores da EQUATORIAL CEEE-D (CEEE DISTRIBUIDORA - GRUPO EQUATORIAL ENERGIA, 2024).

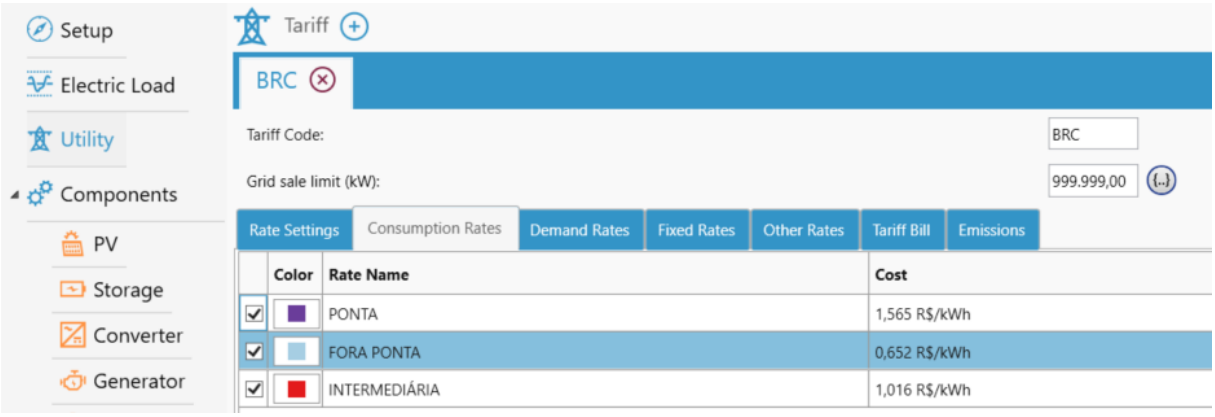
A configuração da Tarifa Branca na aba *UTILITY* do HOMER é mostrada na **Figura 7**. Note que foram definidos os valores para os postos horários Ponta, Intermediário e Fora Ponta, nos respectivos horários. O HOMER permite inclusive a conferência visual dos intervalos de horários em gráficos, e testes foram realizados para garantir que os postos horários estavam sendo aplicados corretamente. Para permitir o *Net Metering* com a Tarifa Branca, porém impedindo a MR de vender excedentes, as tarifas foram configuradas também com a opção *Net Purchase*.

Não foi possível simular no HOMER as regras de transição da cobrança do fio B nos créditos de *Net Metering*, previstas na Lei 14.300/2022. Entretanto, testes preliminares realizados com o *software System Advisor Model* (SAM), no qual conseguiu-se simular a transição, não mostraram diferenças significativas nos resultados, para os casos simulados. O SAM não faz a otimização do dimensionamento das MRs, mas também simula sua operação otimizada, com maior flexibilidade de configuração. Uma vez dimensionada uma configuração de MR específica no HOMER, entretanto, pode-se reproduzir os resultados da otimização da operação no SAM, o que gerou resultados muito semelhantes, mesmo quando se considerava a cobrança de 100% do Fio B.

Notou-se que isso se deve em parte ao baixo percentual que o fio B representa nas tarifas da região Sul (ANEEL, 2024a; Greener, 2023).

No que se refere ao cenário atual, uma limitação do HOMER foi a impossibilidade de modelar o custo de disponibilidade brasileiro. Para contornar essa limitação, suprimiu-se manualmente 100 kWh de demanda do condomínio no período da madrugada da curva de carga, adicionando-se o valor da sua compra com tarifa convencional, conforme regras da ANEEL, como uma tarifa fixa equivalente a R$ 78,00 por mês. Dessa forma foi possível emular perfeitamente o custo de disponibilidade brasileiro (ANEEL, 2021b).

Figura 7 – configuração da aba *UTILITY* com a Tarifa Branca



Fonte: Elaborado pelo autor.

Já para as simulações dos casos 3, ou seja, considerando-se a nova estrutura tarifária proposta, as configurações foram realizadas de acordo com o novo marco regulatório proposto, separando-se os custos de energia e de demanda. As propostas desse novo cenário são detalhadas no capítulo seguinte. Essencialmente, configurou-se na aba *Consumption Rate* tarifas de energia correspondendo a valores menores do que a TE convencional, simulando a TE no ML, como será explicado mais adiante.

Já a tarifa de demanda foi calculada (cálculos detalhados no caderno *online* de pesquisa) para que a contratação de uma demanda de 35 kW, valor equivalente a demanda do condomínio sem MR, correspondesse ao valor da TUSD já paga à Equatorial pelas 26 residências na atual tarifa convencional. Ou seja, considerando que o condomínio contrate demanda idêntica à que já exige da rede sem a MR, a distribuidora seguiria recebendo exatamente a mesma remuneração que receberia na tarifa convencional, não perdendo receita.

3.5.2.6. Configuração da curva de carga

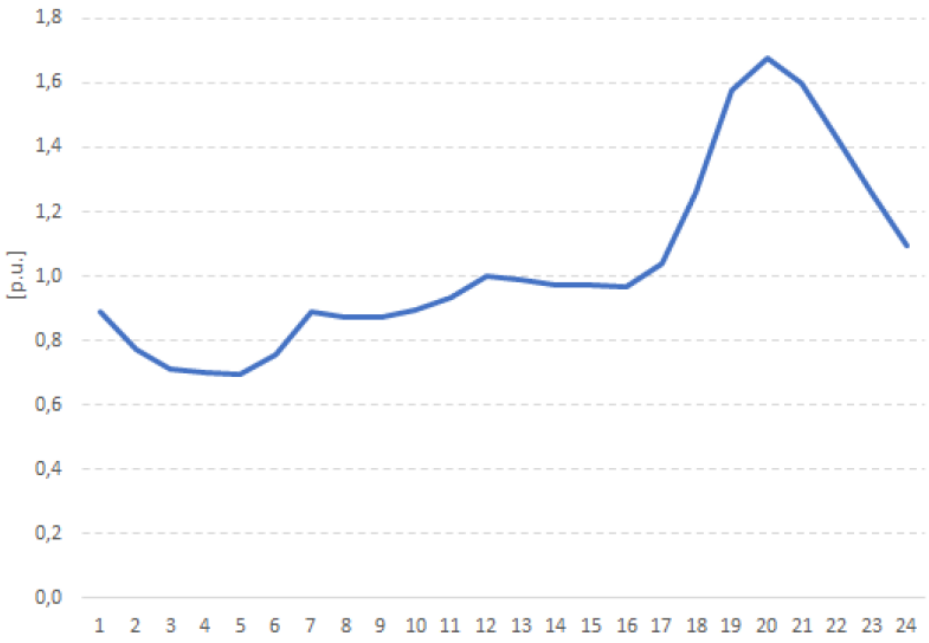
Ao definir uma nova curva de carga, usando a opção *Load Curve* no menu lateral esquerdo do HOMER, o usuário pode selecionar uma curva padrão para consumidores residenciais, comerciais, industriais ou de uma comunidade mista. Pode também selecionar o mês de pico de consumo. O HOMER também permite a customização dessas curvas padrão, ou

mesmo a definição de outras (Energy, 2024).

Não foram localizados estudos nem *datasets* com a curva de carga dos habitantes do Centro Histórico de Porto Alegre. Nem foi possível inferir essa curva com o cruzamento de dados. Por este motivo, foram utilizadas as curvas de carga padrão fornecidas pelo HOMER para consumidores residenciais, configurando o pico de consumo para o mês de janeiro.

Em suas simulações, o HOMER permite gerar variações randômicas na curva de demanda de base fornecida. Foram mantidas as configurações padrão de variações diárias de 10%, recurso também utilizado pela EPE (EPE, 2020) em suas simulações utilizando o HOMER, para estudos de previsão de carga residencial no SIN. Nesse estudo, a EPE afirma ter dados de campanhas de medição, com os quais foi capaz de criar uma série sintética projeções horárias da curva de carga residencial no Sudeste. Infelizmente, não foi possível localizar esses dados. Os resultados de curvas típicas, entretanto, são apresentados em gráficos no referido relatório, sendo a curva típica para consumidores residenciais apresentada no **Gráfico 4**.

Gráfico 4 – Curva de demanda típica para consumidores residenciais do Sudeste

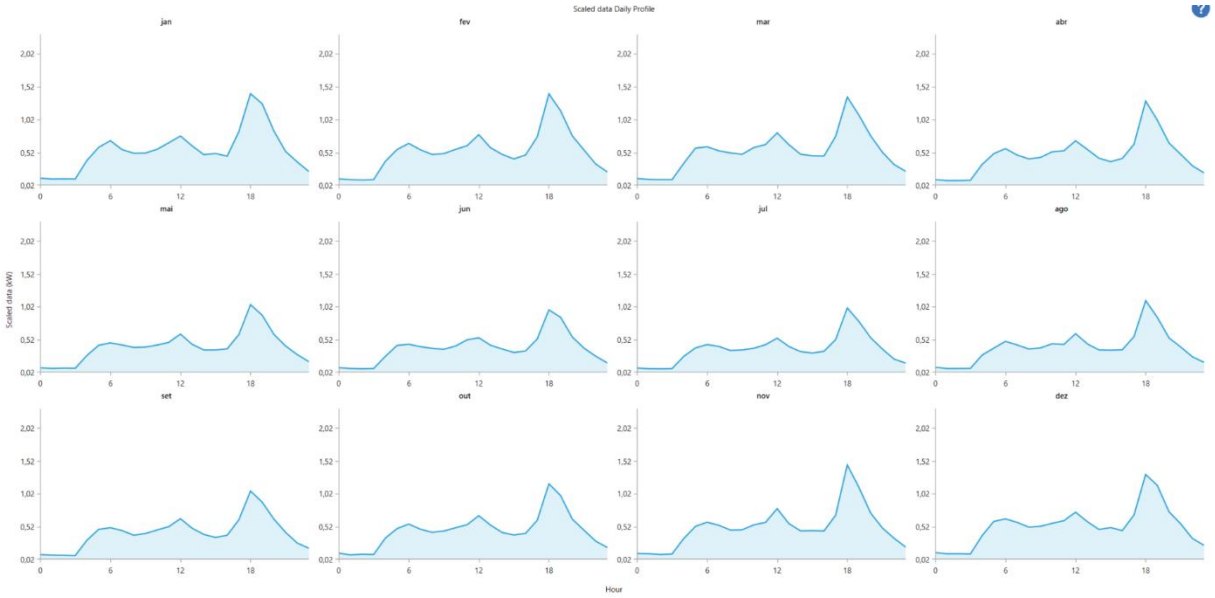


Fonte: EPE (EPE, 2020).

Já o **Gráfico 5** apresenta as curvas médias diárias padrão utilizadas pelo HOMER, e suas variações mensais. Observa-se que, comparando com a da série sintética da EPE, trata-se de curva com formato parecido, com um acréscimo de carga no início da manhã, elevações ao meio-dia e picos no final do dia. A curva da EPE apresenta queda menos drástica no período da madrugada. Vale ressaltar que, pelo que se deduz com base no referido relatório, essa curva deste relatório se refere a uma grande quantidade de consumidores agregados, enquanto a do

HOMER emula um único consumidor residencial.

Gráfico 5 – Curva de carga residencial utilizada no HOMER para cada mês do ano



Fonte: Elaborado pelo autor.

A comparação das duas curvas mostra também algumas diferenças. A da EPE possui mínimos de menor dimensão, e picos mais pronunciados ao final do dia. O pico da curva brasileira também ocorre um pouco mais tarde que o pico da curva padrão do HOMER.

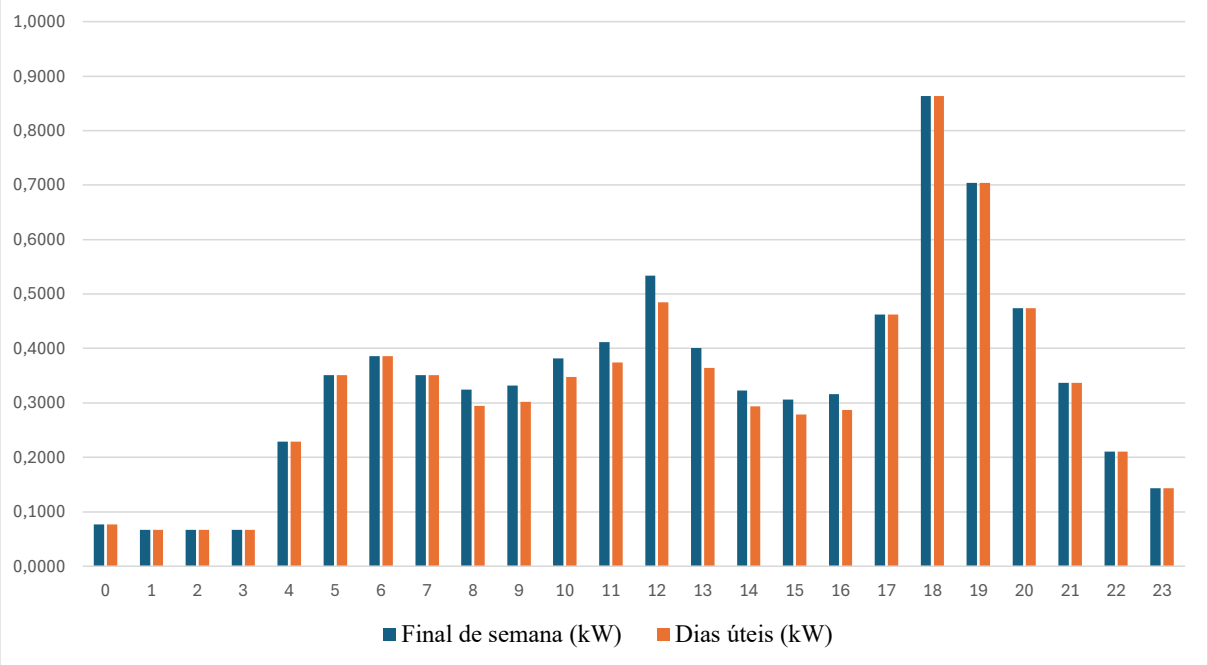
A EPE não especifica as variações entre dias úteis e finais de semana em sua série sintética, porém, afirma ter usado esse recurso do HOMER, que permite realizar tal distinção. No **Gráfico 6** mostra-se gráfico elaborado com os dados da curva típica do HOMER para dias úteis e finais de semana. Note que, embora com formas parecidas, a curva aos finais de semana se mostra menores variações, com maior consumo ao longo de horários de menor demanda. São resultados compatíveis com o estudo de Francisquini (Francisquini, 2006), que avaliou consumidores residenciais brasileiros, embora nele as variações se mostrem mais pronunciadas.

Considerando-se que não foi possível obter-se dados exatos das curvas de carga do bairro tomado como referência, foram realizados testes adicionais com simulações com as curvas comercial e de comunidade do HOMER. Além disso, produziu-se manualmente uma curva de carga buscando reproduzir, visualmente, a curva do **Gráfico 4**. Percebeu-se, com a mudança das curvas de carga, variações de alguns pontos percentuais nos resultados do LCOE dos casos simulados. Entretanto, em nenhum caso as variações sequer chegaram próximas a valores que pudessem comprometer a comparação de cenários, que é o objetivo dos testes de linha de base nesta tese.

Levando-se em conta esses testes de sanidade adicionais, manteve-se a curva típica

do HOMER nas simulações utilizadas, por facilitar a reprodução por pesquisadores interessados.

Gráfico 6 – Comparação da curva de carga do HOMER em dias úteis e finais de semana



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para ajustar a curva de carga ao consumo estimado de 200 kWh / mês por UC, ou 5.200 kWh / mês para CEs com 26 residências, foi utilizada a opção de escala na tela de configuração *Electric Load* do HOMER, que permite fornecer o consumo anual médio estimado, em kWh por dia. Como já referido, no caso de simulações com o cenário regulatório anual, foi preciso remover 100 kWh / mês dessa estimativa, para emular o custo de disponibilidade brasileiro. Foi removido um consumo proporcional da curva de carga no período da madrugada, e o valor desse custo foi adicionado como uma componente tarifária de custo fixo, na importância de R$ 78,00 por mês. Os cálculos detalhados podem ser conferidos no caderno *online* de pesquisa.

3.5.2.7. Arquitetura Regulatória de Referência

Para as simulações dos casos 3, realizadas para avaliar os impactos das propostas regulatórias desta tese, foi necessário desenhar uma arquitetura e regras simplificadas de referência.

Como já exposto, testes rigorosos de cenários regulatórios costumam ser extremamente complexos e caros, estando fora do escopo desta pesquisa. Por isso utilizou-se a

técnica dos testes de linhas de base propostos por Stoft (2002), realizados com modelos mais simples, buscando testar apenas os aspectos mais relevantes (*bottom-line*). Por este motivo, buscou-se definir os modelos mais simples possíveis que pudessem permitir possíveis refutações das hipóteses estabelecidas.

A melhor abordagem possível, portanto, para os testes de linha de base, seria selecionar as opções de cenários mais promissores, com base nas alternativas propostas e testadas qualitativamente, e tentar refutar sua validade com o teste. Se mesmo com os cenários mais promissores as propostas se mostrarem inválidas, pode-se considerar a proposta como refutada. Entretanto, os cenários mais promissores, em alguns casos, envolvem opções que estão fora das possibilidades deste trabalho, considerando os recursos disponíveis. É o caso da simulação da atuação de MRs comunitárias agregadas em VPPs no ML. Por isso, nem todas as hipóteses consideradas mais promissoras foram testadas.

Entende-se, entretanto, que se uma alternativa menos promissora não puder ser invalidada por este teste, pode-se supor que as mais promissoras se mostrem ainda mais importantes de serem consideradas em futuras pesquisas.

Considerou-se uma MR comunitária com capacidade para vender e comprar energia no ML, como uma entidade única, com a divisão interna da energia produzida ou importada do SD sendo rateada por meio de plataforma digital pelos condôminos. Supôs-se também que a distribuidora será remunerada por meio de uma componente tarifária de demanda, alternativa mais simples, apontada como uma das mais factíveis para a próxima década no projeto TARIFA MODERNA (da Silva; Hollanda; Kileber, 2020), e a mais bem pontuada nas entrevistas realizadas.

O valor da tarifa de demanda foi calculado com base na TUSDc atual da CEEE-D Equatorial, como já explicado. O valor foi definido de maneira a manter a receita da distribuidora para o mesmo nível de demanda do condomínio, observado sem a MR (ANEEL, 2024a; CEEE DISTRIBUIDORA - GRUPO EQUATORIAL ENERGIA, 2024).

Desenhou-se também um mercado de serviço ancilar no SD para as alternativas mais bem pontuadas na questão 5 das entrevistas, no caso a mitigação de demanda de ponta e suporte de potência ativa. Além da pontuação das entrevistas, cabe ressaltar também que, conforme já colocado, há ampla referência na literatura comprovando serem os picos de potência no SD as variáveis mais importantes para avaliar os custos das distribuidoras, como mostram as simulações realizadas por Antunes *et al.* (2022).

A possibilidade de a MR comunitária participar dos mercados de crédito de carbono

em 2034 também não foi considerada, devido às dificuldades em estimar as reduções de GEE no contexto brasileiro. Como será avaliado no capítulo seguinte, trata-se de uma alternativa muito promissora, embora não esteja claro que será viável no horizonte de tempo em análise. E a análise das emissões evitadas exigiria nesse caso uma avalição global de possíveis variações em todo o SIN devido ao impacto da difusão de MRs, como se explica na análise dos resultados no capítulo seguinte. Não se trata de uma análise simples, e não seria possível no escopo deste trabalho. Entretanto, se os testes de *bottom-line* não conseguirem refutar as hipóteses em análise sem essa opção adicional de receita, as chances de conseguir refutá-las caso ela fosse também considerada obviamente tendem a ser menores ainda.

Assim sendo, pode-se listar os seguintes submercados em nosso cenário hipotético de testes:

- **Mercado Livre de Energia:** mercado que, segundo o MME, já deve ser disponível a todos os consumidores brasileiros nos próximos anos. Conforme comentado, cálculos recentes da ANEEL indicam a possibilidade de redução da componente de energia da tarifa (TE) para quem aderir a ele;
- **Mercado de Distribuição de Energia:** seguiria sendo um mercado regulado, com a distribuidora não mais vendendo energia. A distribuidora passaria a ser remunerada por componente de demanda, como já ocorre na alta tensão (AT) atualmente (grupo A), recuperando seus custos e remuneração justa por meio de tarifas de demanda. As tarifas do serviço do fio seguiriam sendo definidas pela ANEEL, com base nos dados das distribuidoras e nas melhores técnicas da teoria da regulação, como ocorre hoje no ML. Seguindo recomendação de Stoft (2002), calculou-se os custos considerando a emulação de um mercado competitivo perfeito, estabelecendo o valor mínimo possível da tarifa para manter as receitas das distribuidoras para os mesmos níveis de demanda. Os cálculos detalhados podem ser analisados no caderno online de pesquisa, usando Python, disponível no repositório desta tese;
- **Mercado de Serviços Ancilares na Distribuição:** proposição de mercado simples de serviços ancilares, no qual a distribuidora oferece uma remuneração pela demanda evitada no horário de pico. Nesse mercado hipotético, a distribuidora pode fornecer remuneração de duas maneiras básicas: (a) oferecer uma compensação pela demanda evitada no horário de pico, em relação a uma demanda de base ou referência estipulada; (b) oferecer remuneração por potência injetada na rede

durante o período de pico de demanda do sistema;

- **Mercado Interno da CE:** considera-se, por hipótese, o modelo em que todos os condôminos compram energia exclusivamente da CE, cuja MR inteligente com seus sistemas inteligentes permite a distribuição equitativa dos lucros, custos e investimentos, por meio de uma plataforma digital bem desenhada.

Quanto às possíveis interações entre esses submercados, de certa forma espera-se uma competição sadia entre eles, gerando um equilíbrio. Obviamente a MR, sempre que necessário, irá priorizar o mercado interno da CE, pois não estamos simulando um mercado de RD. Entretanto, se os preços no ML se mostrarem muito baixos, o HOMER pode priorizar a aquisição de energia no mercado, dimensionando REDs de menores capacidade. Se os preços no ML forem muito altos, por outro lado, ou a TUSDc for muito elevada, haverá um estímulo para que o HOMER dimensione REDs maiores, tornando a CE mais autossuficiente, e direcionando seus recursos prioritariamente ao mercado interno da CE.

Quanto maior for a TUSDc, maior será o estímulo para que a MR tente nivelar mais a curva de potência de importação da rede, dessa forma aumentando o seu fator de carga.

Se os preços da TE no ML, da TUSDc e da TUSDg se mostrarem, em conjunto, muito elevados, no limite, o HOMER pode optar por uma opção equivalente ao *off-grid*, dimensionando os REDs para tornar a CE o mais autossuficiente possível, eventualmente usando a rede somente como *backup*.

Com relação ao mercado de serviços ancilares, quanto maior for a remuneração pela redução do consumo ou pela injeção de potência no horário de pico, espera-se que mais a MR seja estimulada a acumular energia em outros horários no SAE, para descarregá-lo nesse horário de pico. Com isso, espera-se também que o HOMER tenda a dimensionar SAEs com maior capacidade. Se os custos dos REDs não forem altos e compensar oferecer esse serviço ao SD, a tendência é o custo de energia ser reduzido para a CE, ao mesmo tempo em que a distribuidora e seus consumidores regulados sejam também beneficiados.

Já o valor da TUSDg tem impacto direto no dimensionamento do sistema FV, e indiretamente também no dimensionamento do SAE.

No caso da cobrança da componente de energia (TE), a alternativa mais bem pontuada nas entrevistas foi a de permitir que as CEs com MRs comprem energia no ML, por meio de contratos bilaterais livremente negociados. Não há como estimar com razoável confiança a projeção para o valor dessa componente no mercado para daqui a 10 anos, mas há a expectativa que seja menor que o valor pago no mercado cativo.

A título de hipótese mais otimista para o teste de *bottom-line*, avaliando-se o percentual de redução que vem sendo observado atualmente por clientes de AT, que seria da ordem de até 50%, de acordo com estudos da ANEEL divulgados pela comercializadora PREX em seu website (PREX PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS LTDA, 2024), considerou-se como TE um valor correspondendo a 50% da componente de energia atual implícita na tarifa convencional da CEEE-D.

Trata-se de uma premissa otimista para a CE, mas realista. Os preços de energia no ML apresentam naturalmente uma volatilidade potencialmente alta, e segundo o estudo de Cardoso e Rocha (2017), já houve anos em que essa diferença foi de mais de 70%. Como já discutido, se os atuais desafios regulatórios não forem bem equacionados, não é impossível que as tarifas no ACR aumentem significativamente mais na próxima década, como discutido em Carregosa (Carregosa, 2024a) e em Hochstetler e Cho (Hochstetler; Cho, 2023).

Foi realizada pesquisa bibliográfica buscando os possíveis custos marginais de expansão evitados pelas distribuidoras. Como não se identificou estudos no Brasil, foram pesquisados trabalhos internacionais que pudessem embasar estimativas. Em Balducci *et al.* (2018), os autores apresentam uma extensa revisão bibliográfica sobre valores dos serviços ancilares passíveis de serem fornecidos por SAEs, combinados com recursos renováveis, nas redes de distribuição de diversos estados dos EUA. Os autores realizaram um estudo estatístico desses valores.

Em média, os custos anuais evitados pelo possível adiamento de investimentos nas redes de distribuição foi estimado como sendo de 93 dólares por ano por kW injetado nos horários de pico dos sistemas de distribuição em 2018 (Balducci *et al.*, 2018).

Considerando que o dólar perdeu 20% de seu valor devido ao índice de inflação dos EUA desde então, e considerando o câmbio do 2º semestre de 2024, que esteve até outubro em aproximadamente 5,65, calculou-se o valor equivalente em reais para uma tarifa de compra de energia pela distribuidora, exclusiva para o horário das 18h às 19h nos dias úteis.

O valor foi calculado considerando que, caso a MR venda energia nesse horário de pico em todos os dias úteis do ano (em média 252 dias por ano), ao final do ano o valor acumulado correspondesse à 50% dos custos evitados pela distribuidora. A remuneração foi estimada como correspondendo a uma tarifa de R$ 0,87/kWh. Note que o valor foi definido em unidade de energia (kWh), entretanto, a remuneração tem esse valor para injeção ou redução de consumo durante 1 hora do dia. Ou seja, esse também é o valor para 1 kW de potência injetado durante essa 1 hora. Porém a remuneração foi definida em unidades de energia para que possa ser modelada no HOMER.

Como exposto, essa remuneração de R$ 0,87/kW é oferecida tanto para eventuais injeções de energia quanto para redução de demanda no horário de pico. Neste último caso, calcula-se a redução em relação a uma demanda de base, correspondente ao pico de demanda entre as 18 e as 19 horas (horário de ponta da CEEE-D), correspondente ao condomínio sem a MR (ou seja, o pico da curva de carga configurada). Esse valor de base é de 35 kW.

Como nas simulações observou-se que a MR reduz a demanda de pico nesse horário de 35 kW para uma média de 16,47 kW, gerando redução de 18,53 kW no horário de ponta, esse foi o valor tomado como base para a remuneração da CE. Entretanto, como não é possível modelar esse tipo de serviço no HOMER, a remuneração devida foi calculada multiplicando-se essa redução de demanda pela tarifa de R$ 0,87/kW. O resultado foi adicionado no HOMER como uma tarifa fixa de valor negativo, de R$ -488,81 por mês.

Note que, seguindo as recomendações de Stoft (2002), deve-se considerar mercados eficientes, em que os lucros da distribuidora correspondam a seus custos marginais. Entretanto, não existem dados para que se possa estimar com eficiência os possíveis custos para a distribuidora com a operação desse novo mercado. Por isso decidiu-se assumir premissa conservadora de repartir igualmente esses custos evitados com os prossumidores, remunerando-os com 50% da economia gerada. Dessa forma, seria possível aos prossumidores e à distribuidora lucrarem mutuamente, evidenciando a possibilidade de uma relação de ganha-ganha.

Observou-se uma limitação importante para modelar as regras propostas no HOMER GRID: a cobrança da TUSDg. Na questão 7 das entrevistas, a hipótese mais bem pontuada, por pequena margem, foi a de “venda de excedentes com negociação de CEs com MRs em bloco, com a agregação de grupos de CEs com MRs em *Virtual Power Plants* (VPP)”. Em segundo e terceiro lugares, com pontuações muito próximas, estão à venda somente à distribuidora, e a venda no ML com TUSDg semelhante à GD comum (Martini; Kristov, 2015; Tolmasquim; Filho, 2018).

A alternativa de agregação de MRs em VPPs é muito recomendada na literatura, e pelo efeito de escala e sinergia pode gerar ganhos maiores. Porém, é uma alternativa muito mais complexa de simular. Para simplificar as simulações, como sugere a proposta dos testes de linha de base, optou-se então por simular a segunda mais pontuada, que seria a venda no ML com TUSDg semelhante à GD comum. A simulação com VPPs fica como sugestão para futuros trabalhos (Stoft, 2002).

Para a GD comum, quando existe possibilidade de medição, pela nova Lei 14.300/2022, o prossumidor deve pagar a TUSDg nos meses em que eventualmente o pico de

potência injetada na rede superar o pico de potência consumida (Congresso Nacional, 2022).

A configuração de uma demanda de geração e outra de consumo para o mesmo sistema, entretanto, não foi possível no HOMER GRID. Como o HOMER não permite a configuração de tarifa de demanda exclusiva para a geração, o valor equivalente a TUSDg foi adicionado como um componente fixo da tarifa. Foi configurado um limite de exportação de 35 kW, correspondendo ao pico da demanda do condomínio sem a MR. O valor estipulado para a TUSDg é o atualmente praticado pela CEEE-D, valor obtido no site da ANEEL (ANEEL - DistribuiçãoANEEL, 2024).

Considerou-se também a eliminação das barreiras alfandegárias para os componentes das MRs, incluindo componentes dos sistemas FV, dos SAE e dos inversores híbridos. A suposição otimista assumida para esse teste de *bottom-line* é que, até 2034, esses componentes vitais ou serão produzidos no país com eficiência de padrão internacional, ou serão considerados produtos sem similares nacionais e sem possibilidade de produção local, não tendo necessidade de medidas protecionistas. Essa hipótese otimista, claro, supõe uma OMC mais forte e democrática.

Com isso, foram aplicados fatores multiplicadores para corrigir o CAPEX e OPEX dos sistemas FV e SAEs, como já explicado anteriormente. Os fatores foram aplicados na proporção necessária para remover a alíquota de importação sobre os componentes dos SAEs, além da atual tarifa de 10,8% aplicada na importação de painéis FV. No que se refere à tarifa de importação aplicável às baterias estáticas para sistemas FV, considerou-se a tarifa de 18% considerada no estudo de MMGD 2024 da EPE (Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2020).

Os cálculos detalhados das novas tarifas podem ser conferidos no caderno *online* de pesquisa no Google *Colab*.

3.5.3. Procedimento de simulação no HOMER

Após a finalização de todas as configurações para um caso específico de testes, pode-se realizar sua simulação clicando no botão *Recalculate results*. Este botão aparece em amarelo no canto inferior esquerdo da tela, sempre que ocorrem modificações que deixam os resultados em desacordo com os dados de entrada.

Após a finalização das simulações, os resultados podem ser conferidos clicando-se no botão *Results,* na posição central da barra superior da tela.

Importante destacar que o HOMER, por padrão, não mostra todas as opções factíveis simuladas, mostrando apenas as mais promissoras.

Além disso, por padrão o *software* ordena os resultados no modo “tabular” por

maior Valor Presente Líquido (VPL), não pelo LCOE, que é o indicador utilizado neste trabalho.

Para que se possa selecionar o resultado com menor LCOE após a simulação, deve-se clicar em *Results*, e depois selecionar a aba *Tables*. Com isso o HOMER irá mostrar os melhores resultados em uma tabela.

Para que o HOMER mostre todas as combinações factíveis simuladas em sua tabela, deve-se selecionar também a opção *Overall* no canto superior direito da tabela. O HOMER mostrará então todas as combinações simuladas em sua tabela.

Para identificar a configuração com menor LCOE, a ser considerada como a de melhor resultado no caso desse trabalho, é preciso clicar no cabeçalho da coluna LCOE na tabela de resultados, até que o HOMER ordene os resultados por LCOE, em ordem crescente (vai aparecer uma seta para cima). A **Figura 8** mostra a tela tabular com as configurações sugeridas, com os botões mencionados destacados em vermelho.

Tendo os resultados ordenados por LCOE, deve-se selecionar o primeiro resultado que aparece de cima para baixo, ou seja, com menor LCOE, que já contenha sistema FV e SAE. A presença desses recursos pode ser facilmente identificada nas duas primeiras colunas da seção *Architecture*, à esquerda na tabela de resultados. A coluna bem à esquerda nesta seção, a terceira da esquerda para a direita na tabela, mostra uma pequena figura identificando uma placa FV. A coluna imediatamente à direita desta, ou seja, a quarta da esquerda para a direita, mostra uma bateria. Deve-se selecionar a primeira linha na tabela, de cima para baixo, que contenha esses dois elementos (no caso da **Figura 8**, a primeira linha já contém os dois elementos).

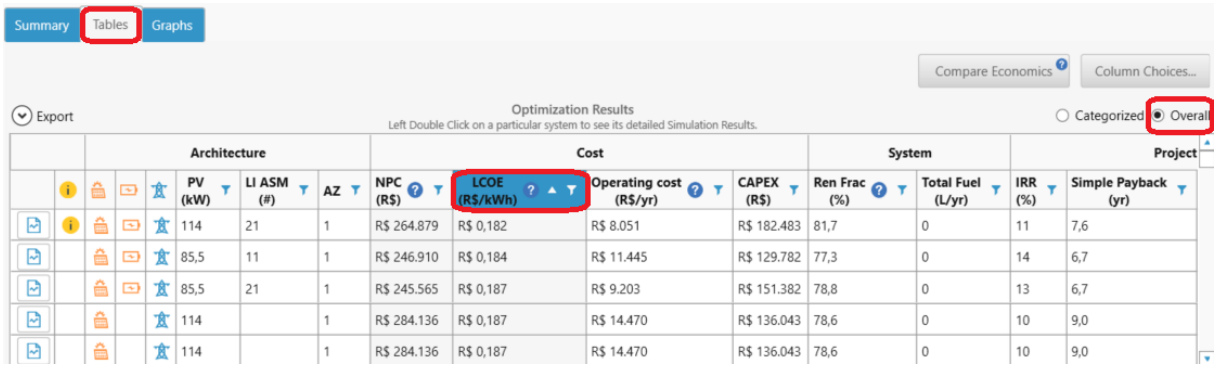
3.5.4. Cálculo com custos mínimos com cenário atual

O cálculo com custos mínimos, sem as novas regras, como já referido, foi realizado com a utilização do *software* HOMER GRID, buscando reproduzir nele o atual cenário tarifário brasileiro, e alimentando o modelo com dados moderadamente otimistas de preços de componentes e serviços, com base nas pesquisas de mercado realizadas.

Uma vez que Stoft (2002) sugere comparar a variação do custo da energia gerada com e sem a nova arquitetura regulatória, selecionou-se como principal critério de comparação para a avaliação dos diferentes cenários foi o *Levelized cost of electricity* (LCOE), ou custo nivelado de energia. O LCOE representa os custos fixos e variáveis do ciclo completo de vida de uma tecnologia de geração de EE por unidade de energia. Em outras palavras, trata-se do valor presente líquido de todos os custos ao longo da vida útil do ativo dividido pelo fluxo descontado da produção de eletricidade do ativo. Esse indicador é um dos mais usados por

investidores para a comparação de alternativas de geração de EE (Oladokun; Asemota, 2015; Ueckerdt *et al.*, 2013).

Figura 8 – Tela de resultados tabulares no HOMER ordenados por LCOE



Architecture						Cost				System			Project	
	PV (kW)	LI ASM (#)	AZ	NPC (R$)	LCOE (R$/kWh)	Operating cost (R$/yr)	CAPEX (R$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	IRR (%)	Simple Payback (yr)			
	114	21	1	R$ 264.879	R$ 0,182	R$ 8.051	R$ 182.483	81,7	0	11	7,6			
	85,5	11	1	R$ 246.910	R$ 0,184	R$ 11.445	R$ 129.782	77,3	0	14	6,7			
	85,5	21	1	R$ 245.565	R$ 0,187	R$ 9.203	R$ 151.382	78,8	0	13	6,7			
	114		1	R$ 284.136	R$ 0,187	R$ 14.470	R$ 136.043	78,6	0	10	9,0			
	114		1	R$ 284.136	R$ 0,187	R$ 14.470	R$ 136.043	78,6	0	10	9,0			

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para as simulações de MRs comunitárias no HOMER GRID com o cenário tarifário atual, foi considerada a Tarifa Branca, que apresenta postos horários. Isso porque, no caso de uma tarifa sem variação horária, não existem oportunidades de otimização econômica com o uso de SAEs.

Foram simulados quatro casos para a avaliação dos custos mínimos sem as novas regras propostas, dois com dados atuais de 2024 (1.1 e 1.2), e dois com dados projetados para 2034 (2.1 e 2.2):

Caso 1.1 – Condomínio com 26 UCs 2024: caso objetivando ter ordem de grandeza das vantagens econômicas da associação em CE com MR inteligente. Simulado com a atual Tarifa Branca da CEEE-D Equatorial.

Caso 1.2 – Condomínio com 26 UCs *off-grid* 2024: caso alternativo, para avaliar argumentos frequentes encontrados na literatura, alertando para o risco de consumidores de maior porte começarem a optar por se desconectarem das redes de distribuição, caso os sistemas *off-grid* se tornem mais acessíveis e as tarifas aumentem muito, ou as restrições regulatórias gerem muita insatisfação dos prossumidores com as distribuidoras.

Caso 2.1 – **Condomínio com 26 UCs 2034:** simulação igual à do caso 1.2, com a mesma estrutura tarifária e cenário regulatório, porém considerando as projeções de queda de custos dos REDs para 2034. Permite avaliar o impacto das quedas de custos esperados para os REDs na viabilidade econômica das CEs, mesmo ainda sem as novas regras de mercado propostas.

Caso 2.2 – **Condomínio com 26 UCs *off-grid* 2034:** permite avaliar o impacto das

quedas de custos esperados para os REDs na viabilidade econômica das CEs ilhadas.

Ao contrário do HOMER PRO, o HOMER GRID não é um *software* com todos os recursos necessários para simulações avançadas de sistemas ilhados ou *off-grid*. Entretanto, é possível realizar simulações aproximadas para os casos de interesse deste trabalho, com um artifício simples: basta definir um limite de 0 kW para a interconexão com a distribuidora, e um limite também de 0 kW para a venda de excedentes a ela.

3.5.5. Cálculo dos custos com o novo desenho

A simulação com as novas regras de mercado foi realizada somente para MRs comunitárias conectadas com 26 UCs. Obviamente não teria sentido simulações *off-grid* com o novo cenário regulatório, pois não sofreriam impacto significativo sem interação com a rede elétrica.

A configuração do cenário regulatório no HOMER foi realizada conforme a arquitetura de referência descrita anteriormente.

Considerando-se os fatores e alternativas passíveis de serem testadas com testes de *bottom-line* no escopo deste trabalho, dentre os estabelecidos com base na pesquisa e nos testes qualitativos (ver **Quadro 4**), os mais avançados e controversos possivelmente são a possibilidade de P2P interno e os serviços ancilares na distribuição. O estudo aprofundado das estratégicas de otimização de plataformas P2P vai além das possibilidades deste trabalho, e em parte pode depender das demais hipóteses para que possa ser aprofundado com mais assertividade.

A possibilidade de serviços ancilares por MRs comunitárias no SD, entretanto, já está em teste em projetos comerciais em outros países, como na MR comunitária *The Marcus Garvey Apartments Microgrid* (Wright; Hanley, 2017), nos EUA. Além disso, a COPEL, distribuidora que atua no estado do Paraná, em parceria com a UFPR, vem testando com sucesso a possibilidade de fornecimento de serviços ancilares ao SD em uma MR de demonstração em Curitiba (Machado *et al.*, 2021).

Devido a seu caráter mais avançado, optou-se por testar os impactos dos serviços ancilares em um caso de teste específico.

Segundo pesquisas patrocinadas pelo DOE (Martini; Kristov, 2015), o aproveitamento dos serviços ancilares passíveis de serem fornecidos pelas MRs inteligentes no SD depende de investimentos vultosos em modernização do SD, que só se justificam após uma determinada quantidade de oferta desse serviço, com uma maior concentração de REDs no SD

com a capacidade de fornecê-los. Por isso, pode ser necessário primeiro estimular uma certa difusão das MRs comunitárias antes de estruturar esses novos mercados.

Foram estabelecidos os seguintes casos de teste para esse cenário com novo marco regulatório:

Caso 3.1 – Condomínio com 26 Ucs 2034 com novas regras de mercado sem mercado de serviços ancilares: permite avaliar o possível impacto econômico das regras propostas, tanto para os consumidores como para as distribuidoras, ainda sem considerar o novo mercado hipotético de serviços ancilares de mitigação da demanda de ponta.

Caso 3.2 – Condomínio com 26 Ucs 2034 com novas regras de mercado com mercado de serviços ancilares: teste idêntico ao anterior, porém, considerando o impacto do mercado de mitigação da demanda de ponta do SD.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes do marco teórico estabelecido com base nas pesquisas bibliográficas e conteúdo áudio visual, cujos procedimentos foram descritos no capítulo anterior.

4.1. PROPOSTA DE MARCO REGULATÓRIO

Com base na avaliação de oportunidades e barreiras observadas na regulação brasileira para a viabilização das MRs comunitárias, e comparando com o observado no cenário internacional, foram estabelecidas hipóteses para um marco regulatório inicial.

Inicialmente, realizou-se uma pesquisa bibliográfica sistemática, utilizando a metodologia Methodi Ordinatio, na qual foram identificados os trabalhos já publicados sobre viabilização regulatória de MRs inteligentes no Brasil, com foco na viabilização de MRs comunitárias. A seguir, descrevem-se os resultados dessas pesquisas e os conteúdos dos trabalhos mais relevantes identificados, bem como suas principais contribuições para esta pesquisa. Em seguida, são descritos os fatores elencados e suas alternativas, detalhando-se sua fundamentação teórica.

4.1.1. Resultados das pesquisas bibliográficas para a proposição de cenários

Dos 19 trabalhos identificados, nenhum tratava exclusivamente desse tema. E desses, somente 5 trabalhos apresentavam propostas concretas para a viabilização regulatória para MRs em geral, incluindo as inteligentes e comunitárias. Dentre eles, dois são teses de doutorado, um é uma dissertação de mestrado, um é em artigo publicado em periódico e outro é um capítulo de livro. O mais bem classificado pela pontuação RankIn da Methodi Ordinatio 2.0 é o artigo de autoria de Martins, Fernantes e Heldwein (2020), publicado em 2020 na IEEE Access. Nele, são analisados os desafios regulatórios para a inserção das MRs inteligentes na realidade brasileira, e são propostas 12 categorias de modificações regulatórias para sua superação.

O autor conclui o artigo realizando a simulação de um condomínio horizontal de alto padrão, com atendimento a áreas comuns, utilizando o *software* HOMER PRO, testando uma possibilidade de venda de serviço ancilar, mostrando sua possível viabilidade. A configuração utilizada apresenta semelhanças com a MR do projeto de P&D da ANEEL na área metropolitana de Fortaleza, já descrita no capítulo 2 (Cysne, 2018; Martins, 2020b; Fernandes; Heldwein, 2020).

Essas mesmas propostas são apresentadas com maior detalhamento na tese de doutorado de Marcos A. I. Martins (2020b), autor principal do referido artigo da IEEE Access. Esses trabalhos apresentam propostas para a viabilização das MRs de modo geral, discutindo também as comunitárias, em especial em condomínios e atrás do medidor. Os autores também apontam os casos já existentes no país de condomínios onde a distribuidora entrega energia em MT a um conjunto de consumidores agregados, que se responsabilizam pela sua distribuição em SDs privados, como possíveis precursores para a difusão das MRs no sistema elétrico brasileiro.

O capítulo de livro escrito por Castro (2020) trata sobre as MRs Urbanas, discutindo os benefícios e principais desafios regulatórios para a sua difusão. O autor afirma serem as MRs de um único proprietário, quando localizadas atrás do medidor, o modelo mais simples e viável, sendo atualmente o mais comum. Afirma também que os modelos que agregam usuários em plataformas *energy as a service* (ou multiusuários), que correspondem às MRs comunitárias na definição usada nesta tese, constituem-se nos mais inovadores e de maior potencial de crescimento, embora mais complexos. O autor comenta sobre as exceções na regulação brasileira em que se permite a instalação de SDs privados por um conjunto de consumidores agregados, que já poderiam permitir a instalação de MRs comunitárias em alguns casos (Castro, 2020).

Porém, Castro (2020) ressalta também a necessidade da reforma da estrutura tarifária, de maneira que as MRs possam ser remuneradas pelos benefícios que trazem ao sistema elétrico como um todo, além de cobradas pelos custos adicionais que impõem ao sistema. Adicionalmente, avalia as mudanças necessárias para viabilizar a comercialização P2P ente membros de uma MR comunitária e desta com MRs inteligentes contíguas. Analisa também a possibilidade de agregadores que possam comercializar no ACL os produtos agregados de diversas MRs.

A tese de doutorado de Bellido (2018) e a dissertação de mestrado de Borges (2016) também discutem os desafios regulatórios para a difusão de MRs inteligentes no Brasil, e apresentam propostas para a sua viabilização. Os autores comentam sobre o potencial das MRs comunitárias.

Em sua dissertação, Borges (2016) realiza simulações, usando o *software* HOMER PRO, para avaliar a viabilidade econômica de uma MR em condomínio no Brasil, mostrando que, com pequenas modificações regulatórias, as MRs inteligentes já poderiam ser viáveis em alguns condomínios em 2016. Entretanto, conclui que, sem uma série de reformas regulatórias, a integração das MRs inteligentes em mais larga escala no sistema elétrico brasileiro ainda não

seria viável.

Em sua tese de doutorado, Bellido (2018) faz uma análise de pesquisas internacionais envolvendo o potencial de diversos possíveis modelos de negócio para as MRs inteligentes. Dentre as diversas possibilidades analisadas, o autor indica serem as MRs multiusuário de alta complexidade as de maiores potenciais de crescimento. Em linhas gerais, o conceito envolveria MRs comunitárias com sistemas inteligentes, permitindo o compartilhamento interno de energia, sendo o foco de estudo do presente trabalho. O autor discorre sobre as muitas possíveis variações desse modelo.

Embora já exista uma série de condições favoráveis na atual regulação para a instalação de MRs comunitárias e outros tipos de MRs no país, há muitas lacunas na regulação que dificultam ou geram incertezas para esses empreendimentos, aumentando muito os riscos. A ausência de normas e regulações de interconexão para MRs, particularmente no que se refere ao ilhamento intencional, por exemplo, gera enorme receio nas distribuidoras, que são, em última instância, as responsáveis pelo fornecimento em suas áreas de concessão. Por isso, as normas das distribuidoras geralmente proíbem esses empreendimentos, embora não sejam proibidos na legislação e regulação do país, como posteriormente será visto com mais detalhes. Entretanto, desde que se chegue a um bom termo com a distribuidora local, já não é proibido instalar MRs, mesmo com ilhamento intencional e SDs privados (Bellido, 2018; Castro, 2020; Martins; Fernandes; Heldwein, 2020).

Embora a literatura indique as distribuidoras quase nunca forneçam anuência a tais empreendimentos, já existem empreendimentos no país, incluindo primeiro empreendimento comercial no estado do Paraná, como o descrito em Santos *et al.* (2023a). Trata-se de MR comercial em uma propriedade rural, desenvolvida com apoio da COPEL (Castro, 2020; Santos, 2018).

A elaboração de regulações que preencham as diversas lacunas pode não só reduzir a resistência das distribuidoras em dar as necessárias permissões para tais empreendimentos, como pode também reduzir as incertezas e riscos para os eventuais investidores. Entretanto, há também mudanças regulatórias que são necessárias para que os benefícios ao sistema proporcionado pelas MRs sejam corretamente remunerados. Em especial, identifica-se a necessidade de repensar a estrutura tarifária, e de permitir a remuneração de serviços ancilares que as MRs inteligentes podem oferecer aos SDs (Castro, 2020).

A seguir, são detalhados os fatores e suas alternativas, com sua fundamentação teórica e com a discussão dos argumentos a favor e contra cada hipótese estabelecida.

4.1.2. Cenário Tarifário

Observa-se um enorme consenso na literatura brasileira e internacional que aborda os desafios para a difusão das MRs inteligentes, com relação à necessidade de reformas na estrutura tarifária, de maneira a poder apreçar adequadamente os custos e benefícios da tecnologia para o sistema. Há também consenso que, sendo os benefícios muito dependentes da localização das MRs, seria altamente desejável para a difusão da tecnologia que as tarifas tivessem componentes variantes no tempo e no espaço (Castro, 2020; Feng *et al.*, 2018; Martins; Fernandes; Heldwein, 2020).

Como já referido, no Brasil, a própria quantificação dos custos e benefícios da micro e mini geração distribuída ainda é um tópico em avaliação, que já pode trazer avanços que sirvam como base para uma futura regulação das MRs inteligentes. Em maio de 2024, o CNPE publicou as diretrizes de critérios para essa avaliação, após mais de dois anos de atraso em relação ao prazo estabelecido na Lei 14.300/2022. A ANEEL é agora responsável pela publicação dos cálculos valorativos com base nelas (Godoi, 2024; Maia, 2024; Presidência da República, 2024).

De acordo com Faruqui e Bourbonnais (2020), as tarifas residenciais de eletricidade foram inicialmente concebidas com componentes predominantemente volumétricos no século passado devido às limitações tecnológicas da época.

No Brasil adota-se um modelo volumétrico linear para a BT, sem componentes fixos. Para evitar distorções no caso de volumes muito baixos, em 1975 foi introduzido o chamado custo de disponibilidade, na forma de patamares mínimos de consumo cobrados. Reformas adicionais na década de 1980 inseriram melhorias para considerar probabilisticamente a participação de cada tipo de cliente em cada tipo de rede, conforme o horário de ocorrência de sua demanda máxima. Com isso foram sendo estruturados os atuais grupos e modalidades tarifárias (Antunes *et al.*, 2022; Dantas *et al.*, 2020; Filho, 2013).

De acordo com Faruqui e Bourbonnais (2020), desde meados do século XX que estudos já vinham apontando as vantagens de tarifas multipartes para a sustentabilidade financeira do sistema elétrico, preferencialmente com três partes, uma volumétrica, outra fixa e outra proporcional à demanda. Porém, como já referido, apesar de não representarem fidedignamente os custos impostos ao sistema pelos diferentes consumidores, as tarifas volumétricas foram adotadas por sua simplicidade e também devido às limitações tecnológicas. Entretanto, com o início da difusão de REDs nas redes elétricas, cada vez mais as distorções entre os valores cobrados e os custos e benefícios incorridos por cada classe de consumidor

foram se acentuando (da Silva; Hollanda; Kileber, 2020; Tolmasquim; Filho, 2018).

Concomitantemente, a evolução da tecnologia dos medidores inteligentes e da tecnologia da informação e comunicação passou a tornar cada vez mais viável a concepção de novas estruturas tarifárias, inclusive para a BT. É possível pensar-se não somente em tarifas variantes no tempo (TOU), como também estruturas tarifárias mais sofisticadas, como a proposta por Antunes *et al.* (2022), com componentes locacionais para a BT (Dantas *et al.*, 2020; Faruqui; Bourbonnais, 2020).

O estudo de novas alternativas de estrutura tarifária foi abordado recentemente pelo projeto de P&D da ANEEL denominado "TARIFA MODERNA", coordenado pela ABRADEE em parceria com diversas distribuidoras. Diversas propostas foram avaliadas para permitir maior realismo tarifário, buscando-se reduzir a suscetibilidade das distribuidoras à perda de receita com o avanço da GD, com técnicas de análise multicritério. As propostas concebidas com base nas alternativas mais bem avaliadas no âmbito do projeto TARIFA MODERNA são descritas a seguir (da Silva; Hollanda; Kileber, 2020):

1. **Tarifa Monômia Invariante no Tempo**: esse é o padrão atual para consumidores residenciais. Sua manutenção seria a opção mais simples, não requerendo modificações na regulação atual. Suas limitações devido à impossibilidade de representar as diferenças temporais e espaciais no custo real de fornecimento não estimulam, entretanto, o investimento em inovações como em REDs, digitalização e MRs inteligentes;
2. **Tarifa Monômia Volumétrica Horária com Postos Horários**: tarifas com postos horários, a exemplo da Tarifa Branca que é uma opção para os consumidores cativos, já representam uma evolução no sentido de um maior realismo tarifário, embora ainda longe do ideal. As MRs inteligentes têm notória capacidade de implementar sistemas de RD e responder bem a esses sinais tarifários temporais, beneficiando-se dessas estruturas variantes no tempo. Entretanto, como ressalta Ramos *et al.* (2020), cabe observar que há sempre possíveis distorções no que se refere à real coincidência dos postos horários com os picos reais do sistema. E sendo as tarifas Branca atualmente de caráter opcional, tendem a ser adotadas por consumidores que já teriam perfis mais favoráveis, com impactos discutíveis na melhoria da curva de carga do sistema;
3. **Tarifa Binômia com Postos Horários**: além da componente volumétrica com postos horários, a tarifa binômia inclui outro componente tarifário proporcional à

demanda. A componente de demanda remunera o componente do "fio", ou seja, o serviço da distribuidora e das transmissoras, relativo à conexão e ao transporte da energia, serviços cujo valor é de fato proporcional ao pico de potência fornecido, não ao volume de energia. Com isso, tem-se como resultado um maior realismo tarifário. Realismo, porém, ainda bastante limitado, sobretudo tendo em vista a possível falta de coincidência dos picos do sistema com os picos de consumo individuais dos consumidores, conforme mostrado por Antunes *et al.* (2022);

4. **Tarifa Trinômia com Postos Horários**: a tarifa trinômia adiciona, além das componentes volumétrica e de demanda, uma componente fixa, representando os custos fixos das distribuidoras e transmissoras, sobretudo com as atividades comerciais e de atendimento aos consumidores. Desde meados do século XX já era tida como um possível grande avanço, não factível, na época, principalmente em função das limitações tecnológicas (Faruqui; Bourbonnais, 2020).

Essas quatro alternativas são consideradas as mais factíveis com base nas análises do projeto TARIFA MODERNA, dentro das possibilidades regulatórias, sociais, econômicas e tecnológicas do país para a próxima década. Vale ressaltar que existem propostas muito mais avançadas na literatura que permitiriam explorar melhor o potencial de flexibilidade da tecnologia das MRs inteligentes em comunidade. Porém, foram elencadas as consideradas mais factíveis para o horizonte em questão.

4.1.3. Cobrança dos Serviços de Rede

Tradicionalmente, nas tarifas lineares volumétricas monômias, os custos de transmissão e distribuição de EE são recuperados como parte do que é pago pelo volume de energia, e a tarifa volumétrica já é calculada com base na demanda esperada para cobrir esses custos (Antunes *et al.*, 2022; Dantas *et al.*, 2020).

Com muitos consumidores gerando boa parte de sua energia, usando o SD apenas como um *backup* ou como uma bateria para a compensação no sistema *Net Metering*, o volume de energia consumido do SD se reduz, reduzindo assim a receita das distribuidoras. Estas podem sofrer prejuízos dentro do período do ciclo de reajuste tarifário de quatro anos, podendo então, findo este ciclo, repassar seus custos para uma base menor de consumidores que não possuem geração distribuída. Isso estimula também a inadimplência e as perdas não técnicas, dando origem ao chamado fenômeno da espiral da morte das distribuidoras. Aprofunda-se também as desigualdades de renda, devido aos subsídios cruzados que se criam, transferindo renda de

quem não tem REDs, geralmente os mais pobres, para os que detém esses recursos, comumente em um estrato de mais alta renda (Sioshansi, 2023).

O complexo equacionamento de custos e benefícios do sistema elétrico passa por garantir que todos os participantes contribuam de maneira equânime para os custos do “fio”, ou seja, do transporte da energia. Para isso é preciso cobrar esses custos dos proprietários de REDs, mesmo que não apresentem consumo de energia. A nova Lei 14.300/2022 instituiu a cobrança do Fio B nas compensações de créditos por energia injetada por sistemas de mini e microgeração distribuída. A cobrança começou a ser instituída gradualmente, com uma regra de transição, que deve culminar com 90% do valor do Fio B sendo cobrado já em 2028, com uma redução gradual dos subsídios cruzados ao setor (Antunes *et al.*, 2022; Câmara dos deputados - Congresso Nacional do brasileiro, 2022).

No caso de MRs comunitárias, em muitos episódios será possível situações de autossuficiência, em que a CE praticamente não terá mais a necessidade de consumir energia da distribuidora. O consumo de energia do SD tende a ocorrer apenas em situações de falhas técnicas dos REDs internos ou insuficiência de recursos, na condição de *backup* da geração local. Como a atual estrutura tarifária não foi concebida para esse tipo de utilização, a tendência é que a tarifa volumétrica comum de energia não consiga remunerar adequadamente a distribuidora pela energia que adquire em leilões, e precisa manter disponível para esse uso de *backup* ou de reserva de capacidade (Castro, 2020; da Silva; Hollanda; Kileber, 2020).

Por este motivo Martins, Fernandes e Heldwein (2020) propõem mecanismos diferenciados de tarifas considerando-se esses usos de reserva de capacidade. Essa cobrança ou compensação adicional pelo serviço de fornecimento de energia de reserva pela distribuidora poderia ser realizado de diversas formas. Uma possibilidade seria por meio de componentes fixos de demanda, em uma tarifa binômia ou mesmo trinômia específica, com valores devidamente calculados para corretamente representar os custos realistas do serviço.

As principais alternativas elencadas para esse fator seriam:

1. Cobrança volumétrica diferenciada, tratando a CE como prossumidor único;
2. Cobrança de valor de demanda invariante no tempo;
3. Cobrança de valor de demanda com postos horários (ex.: tarifa AZUL);
4. Cobrança trinômia com valor de demanda e componente fixa.

4.1.4. Subsídios Cruzados Na Cobrança do "Fio"

Se os REDs renováveis já são realidade no sistema elétrico brasileiro, não

dependendo mais de incentivos (que agora estão sendo gradualmente removidos), não é possível afirmar o mesmo a respeito da tecnologia das MRs comunitárias. Trata-se de uma questão em aberto até que ponto se justificam subsídios para essa tecnologia incipiente e importante, e em que nível e por quanto tempo. Com base na pesquisa bibliográfica, foram concebidas as seguintes hipóteses para as MRs comunitárias:

1. TUSD ter transição semelhante à da GD comum, mas refletindo custos reais a partir de 2029, sem subsídios;
2. TUSD ter transição semelhante à da GD comum, porém cobrando apenas 100% da TUSD fio B;
3. TUSD ter transição semelhante à da GD comum, porém cobrando a 100% da TUSD e outros custos do fio, correspondendo a mais do que cerca de 50% dos custos "reais" do fio A e B em 2034;
4. TUSD refletir custos reais do "fio", sem quaisquer subsídios, desde o início de sua regulamentação.

4.1.5. Sistemas de Distribuição Internos das MRs comunitárias

A questão da propriedade e sobretudo da responsabilidade pela manutenção do SD interno das MRs também divide opiniões entre os especialistas. Se por um lado as distribuidoras já detêm todo um *know-how* relativo à manutenção e operação desses sistemas, nem sempre há interesse em investir em serviços para comunidades específicas, sobretudo quando se trata de projetos inovadores, fora do escopo tradicional de atendimento dessas empresas. Para não limitar possíveis inovações, seria desejável permitir a existência de SDs privados, ou mesmo de novos atores especializados, que ofereçam a tecnologia de MRs como serviço às CEs (Bellido, 2018; Martins; Fernandes; Heldwein, 2020).

A regulação atual, como já referido, torna a distribuidora a responsável de última instância pelo fornecimento de energia em sua área de concessão, dando a ela também o direito do monopólio de suprimento de EE nesta área. Segundo Castro (2020), entretanto, existem duas exceções na regulação atual que já permitiriam a instalação de SD privados conectados ao SD da distribuidora (Martins; Fernandes; Heldwein, 2020):

- **condomínios**: de acordo com o decreto nº 5163/2004 e a RN nº 229/2006 da ANEEL, os consumidores podem ter a propriedade de SDs privados somente se todos os ativos estiverem em suas propriedades, sem cruzar estradas ou áreas públicas. É o caso de complexos industriais, condomínios comerciais e residenciais;

- **permissão especial**: a ANEEL pode autorizar consumidores a instalar seus próprios SDs privados transpassando vias públicas com base em permissões especiais. Para obter essa permissão, os consumidores precisam provar que sua rede privada é a opção de menor custo para suprir suas cargas, ou que a rede da distribuidora não possui capacidade para atender demandas específicas, como de qualidade de energia ou resiliência diferenciada. Com elas, os consumidores poderiam transpassar vias públicas e outras propriedades, instalando subestação privada própria, compartilhada por diferentes consumidores, inclusive instalando suas próprias linhas de transmissão.

Essas exceções na prática já poderiam ser exploradas para a criação de MRs comunitárias atualmente, se houver acordo com as distribuidoras. A instalação em condomínios privados, segundo Martins, Fernandes e Heldwein (2020) e Castro (2020), já poderia ser uma primeira porta de entrada para as MRs comunitárias. Entretanto, essas opções não foram originalmente pensadas para viabilizar MRs inteligentes, deixando eventuais lacunas e incertezas para essas aplicações. Para a viabilização das MRs comunitárias, seria desejável a elaboração de regulações específicas considerando as especificidades, potencialidades, riscos e desafios da tecnologia, como novas regras de interconexão que permitam o ilhamento voluntário, entre outras iniciativas importantes abordadas neste trabalho.

Entretanto, entre as principais opções avaliadas na literatura, discute-se se as melhores opções seriam manter a distribuidora como proprietária e responsável pelos SDs internos das MRs, ou permitir que novos agentes privados, ou mesmo a própria comunidade, fossem proprietários e responsáveis por esses sistemas. Foram então definidas as seguintes alternativas de hipóteses para esse fator:

- SDs internos das MRs comunitárias podem ser privados, de propriedade das CEs;
- SDs internos das MRs comunitárias podem ser de propriedade da distribuidora local, sendo ela também responsável por sua manutenção.

4.1.6. Fornecimento de Serviços Ancilares

As MRs inteligentes se destacam pela sua capacidade ímpar de fornecer serviços à rede da distribuidora. Isso não só devido aos seus REDs internos e sua capacidade de ilhamento intencional, mas, sobretudo, por serem dotadas de sistemas de gerenciamento inteligentes e automatizados. Esses sistemas são passíveis, em tese, de responder rapidamente e de maneira otimizada a sinais e demandas das distribuidoras, com tempos de resposta bastante reduzidos

(Castro, 2020; Feng *et al.*, 2018; Martins; Fernandes; Heldwein, 2020; Olivares *et al.*, 2014; Santos, 2018).

Na medida em que aumenta a penetração de REDs intermitentes no SD, gerando uma série de desafios para o controle de tensão e frequência para as distribuidoras, entre outros como os sistemas de proteção, tais serviços passíveis de serem fornecidos pelas MRs tendem a se tornar cada vez mais desejáveis (Martini; Kristov, 2015; Sioshansi, 2023).

Entretanto, essa capacidade tecnológica de oferecer serviços esbarra na ausência de regulação que permita sua remuneração, além da atual carência de tecnologia de automação e monitoramento no próprio SD. No Brasil, os serviços ancilares atualmente são fornecidos por grandes unidades geradoras, sobretudo hidrelétricas conectadas aos sistemas de transmissão, inexistindo no SD. Além disso, não há mercados flexíveis e bem estruturados para esses serviços como em outros países, sendo sua prestação geralmente incluída como uma obrigação nos leilões em que esses geradores são contratados. E as questões operacionais para a manutenção da estabilidade do sistema frente à grande penetração de renováveis intermitentes vem promovendo debates sobre a criação de diversos novos mercados de capacidade e serviços ancilares (Academia Nacional de Engenharia - ANE, 2023; Hochstetler; Monteiro, 2022; Sioshansi, 2023).

Conforme avaliação de Brandão (Academia Nacional de Engenharia - ANE, 2023), análises com base na experiência do setor vem indicando que os principais gargalos gerados pela alta penetração de renováveis intermitentes tendem a ocorrer nos alimentadores de MT, justamente onde as MRs comunitárias poderiam apresentar maior impacto (Academia Nacional de Engenharia - ANE, 2023; Hochstetler; Monteiro, 2022; Sioshansi, 2023).

Espera-se que, em face do enorme aumento da complexidade do sistema com a maior penetração de REDs e renováveis intermitentes, novos mecanismos de mercado de serviços ancilares sejam concebidos no país nos próximos anos. O assunto foi inclusive tema de recente Consulta Pública (CP) do MME em 2019 (MME, 2022).

Em sua contribuição à referida CP, o Instituto Acende Brasil (Hochstetler; Monteiro, 2022) enfatiza a importância dos mecanismos de mercado para novos serviços ancilares, concebidos com base na moderna teoria dos jogos, e da análise criteriosa dos requisitos técnicos multidisciplinares para a oferta dos serviços ao menor custo possível com total neutralidade tecnológica.

Destacam-se, sobretudo, as novas tecnologias que permitem aos consumidores proverem serviços via RD, sabendo-se que as MRs inteligentes se mostram como a tecnologia de maior potencial por integrarem todos os recursos tecnológicos avançados dos SGs. Segundo

Hochstetler e Born (2022), a necessidade de gerenciar o crescente fluxo bidirecional de potência no SD nos próximos anos provavelmente exigirá a adaptação dos SDs para permitir a inclusão de serviços ancilares locais nas redes de distribuição (Feng *et al.*, 2018; Santos, 2018).

Como já exposto, o fornecimento desses serviços a diversos mercados na distribuição já é realidade em outros países, sendo mais frequentemente associados a VPPs, porém também existem exemplos de CEs com MRs inteligentes fornecendo tais serviços. E isso ocorre nos EUA, país cujo SD possui semelhanças com os do Brasil. Embora no Brasil seja notório o atraso no processo de automação e difusão de medidores inteligentes, de acordo com a opinião de executivos das próprias distribuidoras (REDAÇÃO, 2020).

Há alguns serviços ancilares que são considerados muito factíveis de serem providos por MRs inteligentes isoladamente. Outros precisariam de uma potência maior, requerendo a possível agregação de MRs em VPPs. Os serviços mais citados na literatura como factíveis para um futuro próximo, elencados como alternativas para este fator, são (Bellido, 2018; Borges, 2016; Castro, 2020; Martins; Fernandes; Heldwein, 2020):

1. suporte de Potência Ativa;
2. mitigação de ponta de demanda;
3. suavização de perfil de geração renovável intermitente (com SAE);
4. suporte de reativos (perfil de tensão do sistema);
5. serviços de *backup* / reestabelecimento.

4.1.7. Propriedade da MR inteligente na CE

O SD interno é só uma parte da MR inteligente em si, que conta ainda com REDs, tanto de propriedade dos consumidores individuais quanto comunitários, além de uma série de dispositivos de proteção, monitoração e controle. Como expõe Castro (2020), desde 1995 a regulação brasileira proíbe as distribuidoras de possuírem ativos de geração, considerados indispensáveis para as MRs inteligentes.

Entre os possíveis fornecedores e operadores de MRs inteligentes aventados na literatura, estão as próprias distribuidoras. São empresas que já contam com muita experiência com os SDs convencionais e também com corpo técnico extremamente qualificado. Sua estrutura e rede de fornecedores pode permitir a aquisição de equipamentos com preços diferenciados. Diversos projetos de MRs comunitárias no país surgiram de projetos de P&D das próprias distribuidoras, e a primeira MR inteligente comercial foi recentemente instalada no Paraná em um projeto que contou com a participação da distribuidora local (Bellido, 2018;

Borges, 2016; Santos, Felipe Crestani Dos *et al.*, 2023).

Entretanto, a permissão para que as distribuidoras instalem e operem MRs gera possíveis conflitos de interesse. Com a regulação atual, nota-se que existem poucos estímulos para que as distribuidoras invistam pesadamente em novos projetos inovadores de MRs inteligentes. Além disso, é notória a tendência conservadora das empresas do setor elétrico em geral, priorizando, quase sempre, a redução dos riscos, e não a inovação tecnológica. Também existe o receio de a distribuidora barrar possíveis competidores por meio de competição desleal, dificultando a conexão de MRs de terceiros a sua rede, ou abusando de suas vantagens competitivas pelos dados privilegiados que possui (Bellido, 2018; Borges, 2016; Fox-Penner, 2010).

Nos EUA, o *Future Electric Utility Regulation Advisory Group* (FEURAG) é um programa patrocinado pelo DOE com o objetivo de modernizar a forma como os serviços públicos de energia elétrica são regulamentados em resposta às novas condições tecnológicas e de mercado em evolução. O programa vem produzindo uma série de relatórios de análise dos desafios e com propostas orientativas para o setor elétrico dos EUA (Lee *et al.*, 2022).

Em relatório de autoria de Corneli, Kihm e Schwartz (2015) para o referido programa, são elencados e discutidos os principais motivos pelos quais a alternativa centralizada de gestão de REDs pelas distribuidoras é vista como pouco factível, com base na experiência norte-americana e internacional: custos e riscos para a distribuidora, que teria que adquirir e assumir todos os riscos pelas tecnologias de REDs, com dinheiro de origem dos consumidores; as notórias dificuldades técnicas de escalabilidade em sistemas computacionais centralizados para o setor, que foram uma das principais motivações iniciais da concepção dos SGs; falta de especialização das distribuidoras para lidar com problemas dessa natureza por não serem seu foco; dificuldade de aceitação por parte dos consumidores, que tendem a desconfiar ao oferecer controle excessivo de ativos em suas instalações às distribuidoras; conflitos de interesses entre as distribuidoras, enquanto monopólios regulados, e prossumidores.

A visão de futuro de maior consenso entre os especialistas, como já mencionado, é da distribuidora orquestradora. Elas passariam a funcionar como uma grande plataforma digital capaz de não apenas transportar energia entre prossumidores fornecendo e consumindo energia, mas também de prover informações e serviços digitais que otimizem o sistema e facilitem o atendimento às demandas de todos os participantes do mercado. Sua atuação, em muitos aspectos, aproximar-se-ia mais à do ONS, porém com escopo local (Bellido, 2018; Martini; Kristov, 2015; Parker; Van Alstyne; Choudary, 2016; Sioshansi, 2023).

A análise das plataformas digitais de sucesso ao longo das últimas décadas, como

avaliado por Parker, Van Alstyne e Choudary (2016), mostra a importância do foco da empresa nos serviços de mediação, havendo muitos casos de fracasso de plataformas que tentaram fornecer uma grande gama de serviços simultaneamente, concorrendo com os participantes de seu próprio sistema. Além disso, há a preocupação do comprometimento da chamada neutralidade da rede, com a distribuidora eventualmente competindo com seus próprios clientes (Castro, 2020; Corneli; Kihm; Schwartz, 2015; Lee *et al.*, 2022).

Faz-se necessário, portanto, avaliar ao menos essas três alternativas:

1. MR pode ser propriedade da distribuidora local;
2. MR pode ser propriedade da CE;
3. MR de propriedade de agregadores, comercializadores de energia ou ESCOs ou outras empresas especializadas, fornecida à CE como serviço ou comodato.

4.1.8. Venda de Excedentes

REDs renováveis intermitentes em MRs inteligentes naturalmente nem sempre geram energia quando há demanda local. Em momentos de grande irradiação solar, por exemplo, em que os sistemas FV estão gerando o máximo de energia, se não houver demanda local equivalente, o sistema de otimização da MR pode direcioná-la para o SAE, para uso em outros momentos em que a demanda for maior que a geração. Entretanto, o processo de armazenamento e futura recuperação da energia armazenada sempre implica em pesadas perdas (Santos, 2018; Tolmasquim; Filho, 2018).

Além de armazenar a energia excedente, outra opção seria injetá-la no SD. Desde que exista demanda para ela no alimentador ao qual a MR está conectada, essa energia poderia ser consumida instantaneamente por outros consumidores próximos. Todavia, sob a perspectiva regulatória e financeira, seria preciso uma compensação financeira adequada para os proprietários da MR, de maneira a estimulá-los a injetar seus excedentes em locais e em períodos de tempo em que essa injeção pudesse prevenir perdas para o sistema (de Souza; Castilla, 2019; Santos, 2018).

Vale ressaltar, também, que se espera que as distribuidoras não vendam mais energia, como já ocorre em outros países, cobrando apenas pelo serviço do fio. Já foi amplamente demonstrado que os custos do sistema de distribuição são majoritariamente dependentes da demanda máxima do sistema. Incentivar MRs a injetar excedentes em momentos de grande demanda na rede pode resultar na redução do pico de demanda de energia (Antunes *et al.*, 2022; Martini; Kristov, 2015; Tolmasquim; Filho, 2018).

Os pesquisadores vêm propondo a criação de mercados descentralizados P2P no SD, com os sistemas de controle automáticos das MRs negociando entre si, convergindo de maneira automática a preços ótimos que beneficiem a todos. Esse cenário, entretanto, é considerado pouco provável de ocorrer nos próximos 10 a 15 anos, devido à grande quantidade de evoluções tecnológicas e regulatórias necessárias. De acordo com os estudos promovidos pelo FEURAG (Martini; Kristov, 2015) nos EUA, mercados P2P descentralizados no SD seriam provavelmente factíveis somente em estágios mais avançados, no que denominam de estágio 3 da evolução das distribuidoras (Martini; Kristov, 2015; Sioshansi, 2023).

O estágio 2, ainda na definição de Martini e Kristov (2015), seria o estágio no qual começa a haver concentrações de REDs gerando inversões de fluxos significativas no SD. Neste estágio, ainda segundo esses pesquisadores, dificilmente seria viável a criação de mercados mais complexos na distribuição, sendo mais factível a venda de excedentes exclusivamente à distribuidora local.

De acordo com Hochstetler e Cho (2023), esse é o estágio no qual muitos SDs brasileiros estão chegando, com os riscos da inversões de fluxo. Nesse estágio, entretanto, segundo a avaliação do referido relatório do FEURAG (Martini; Kristov, 2015) nos EUA, o SD pode começar a receber investimentos mais significativos em automação. Embora aumentem os custos das distribuidoras, esses mesmos investimentos tornam possível às distribuidoras começar a contratar e se beneficiar de serviços providos pelos REDs em sua rede. A contratação de tais serviços pode gerar economias que compensem os dispêndios realizados para o *upgrade* tecnológico, como as economias com investimentos evitados ou adiados em expansão da capacidade das redes.

Como observam Martins (2020b) e também Castro (2020), a capacidade dos REDs de fornecerem tais serviços aumenta enormemente quando são encapsulados em MRs inteligentes. Nesse contexto, espera-se que a distribuidora seja capaz de adquirir energia excedente das MRs, pagando por elas tarifas reguladas variantes no tempo e no espaço, com granularidade cada vez maior na medida em que o avanço tecnológico e regulatório permita tal aumento. Por serem dotadas de sistemas de monitoramento e controle e também de REDs e cargas inteligentes, as MRs inteligentes têm capacidade de responder a esses sinais tarifários complexos de maneira imediata e automática, ajudando na otimização do sistema como um todo (Santos, 2018).

Ainda segundo o referido trabalho do FEURAG (Martini; Kristov, 2015), espera-se que as atuais técnicas de preços locacionais marginais (*locational marginal pricing*) possam evoluir para a criação de um preço marginal locacional (*distribution marginal price* ou DMP)

dinâmico na distribuição .

Com a expansão do ML no Brasil, todos os consumidores poderão ter a escolha de seus fornecedores de energia, caso migrem para o ACL. Para os consumidores livres, a distribuidora passa a ter a responsabilidade apenas do transporte e distribuição da energia. Nesse novo contexto, espera-se que as MRs possam também disponibilizar energia para a venda no ML, como ocorre com outros atores que possuem ativos de geração, podendo assim negociar seus excedentes por meio de contratos bilaterais. Entretanto, questiona-se se as MRs comunitárias terão escala suficiente para conseguir competir com geradores de maior porte que já atuam no ML (Bellido, 2018; Castro, 2020; Martins; Fernandes; Heldwein, 2020).

Um fator de grande relevância seria como se realizaria a cobrança do transporte da energia vendida pelas MRs, considerando que esta eventualmente nem passaria pelo sistema de transmissão, caso seja consumida ou adquirida por consumidores no mesmo alimentador ou em localidades próximas (Bellido, 2018).

Foram então elencadas as seguintes hipóteses de alternativas quanto à venda de excedentes de energia por MRs inteligentes em CEs:

1. venda não permitida (sistema atual de créditos);
2. venda de excedentes somente à distribuidora local mediante tarifas reguladas ou licitadas;
3. venda permitida no ML, por meio de contratos bilaterais, com a CE atuando como entidade única, em condições iguais a demais vendedores de energia no ML e com TUSDg equivalente à cobrada da GD comum;
4. venda permitida no ML, por meio de contratos bilaterais, com a CE atuando como entidade única, em condições iguais a demais vendedores de energia no ML e com TUSDg podendo variar no tempo e no espaço, refletindo melhor os custos e benefícios do transporte para a distribuidora, com o emprego de algoritmos de cobrança regulados e transparentes;
5. viabilização de venda de excedentes com negociação de CEs com MRs em bloco, com a agregação de grupos de CEs com MRs em VPPs.

4.1.9. Mercado *Peer-to-Peer* dentro da Microrrede

Na regulação atual, permite-se apenas o compartilhamento de créditos em diversos tipos de associações de consumidores, dentro do sistema *net metering*. Esse sistema não considera adequadamente as perdas no transporte da energia. Essas distorções são mais

evidentes no caso da modalidade de geração remota, quando as compensações podem envolver UCs de um mesmo consumidor localizadas a grandes distâncias. De acordo com Filho *et al.* (2023), a geração distribuída remota vem sendo contestada por sua falta de coerência sob as perspectivas tanto de engenharia como econômica.

Relatório recente do laboratório NREL do DOE (Waechter *et al.*, 2024), tratando sobre o potencial das comunidades de geração solar neste país, relata como nos EUA a geração remota (*Virtual Hosting*), além de limitada a uma área de serviço, passou a ser limitada também com relação às distâncias economicamente viáveis em relação às subestações. Segundo o relatório, outras restrições estão em estudo, principalmente considerando as distâncias físicas aos alimentadores, e a necessidade de haver demanda compatível na localidade de instalação das usinas solares comunitárias (Sioshansi, 2023).

De acordo com Gomes, Coelho e Fernandes (2019), simulações e testes diversos em sistemas-piloto mostram que as transações P2P entre prossumidores podem não apenas contribuir para o balanço de energia, mas também reduzir congestionamentos nas linhas de transmissão e de distribuição. Trata-se, entretanto, de um novo modelo de negócios a ser desenvolvido para mercados locais que depende, para funcionar bem, de plataformas digitais. Embora a tecnologia de plataformas P2P de EE ainda careça de maior padronização, interoperabilidade e redução de custos, observa-se que o seu nível de maturidade já está muito mais avançado do que a sua regulação (de Souza; Castilla, 2019).

Na perspectiva de Rossetto, Verde e Bauwens (2022), sob o ponto de vista regulatório, a criação de mercados locais P2P de EE em CEs é percebida pelos reguladores na UE como um importante recurso para o avanço do processo de descarbonização da matriz energética. Considera-se também como uma iniciativa inclusiva, permitindo que consumidores de menor renda se beneficiem de investimentos locais em REDs renováveis, adquirindo energia local com custos mais baixos (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Trata-se de um modelo que rompe com as relações tradicionais bilaterais de consumidor e provedor de serviço, passando a envolver três partes, no caso os consumidores, provedores de serviços e as plataformas digitais que atuam na mediação. Os entes reguladores vêm se mostrando incapazes de acompanhar a velocidade do desenvolvimento tecnológico das plataformas digitais em outros setores, como nas redes sociais e nos setores de varejo, transportes e hospedagens. Entende-se que no setor de energia possam existir riscos mais acentuados, tornando os desafios ainda maiores. Faz-se necessário que os reguladores aprendam a aprimorar continuamente a regulação de maneira iterativa, flexível e contínua, com base nas evidências e dados de qualidade, avaliando-se continuamente os impactos dos modelos

regulatórios (Schneiders; Fell; Nolden, 2022).

Também surge a controvérsia de quem faria o papel de prover e manter as plataformas digitais de negociação dos mercados locais. De acordo com Bellido (2018), as distribuidoras de energia, em sua maioria, acreditam serem elas mesmas a melhor opção. Há quem acredite que o fato de as próprias distribuidoras assumirem esse papel poderia limitar as inovações (Lin; Wang, 2022).

As seguintes alternativas foram concebidas como hipóteses para o horizonte de 10 a 15 anos no cenário brasileiro, quanto à viabilização de mercados internos P2P dentro de CEs com MRs inteligentes:

1. não permitido mantendo a regulação atual, admitindo apenas o compartilhamento de créditos fornecidos em sistema de *Net Metering;*
2. permitido com a intermediação da distribuidora local, com plataforma digital disponibilizada por ela, implementando algoritmos regulados;
3. permitido com intermediação de agente agregador/comercializador autorizado, com regras ou algoritmos negociados com os membros da CE, desde que respeitando possíveis restrições regulatórias ou legais que possam vir a ser criadas;
4. permitido através de regras livremente negociadas (com possíveis restrições regulatórias e legais que possam vir a ser criadas visando equidade) por meio de contratos entre os próprios membros da CE.

4.1.10. Agentes Agregadores de Prossumidores

Como já mencionado, sob o ponto de vista regulatório, a maneira mais fácil de permitir que as CEs com MRs inteligentes negociem a venda de seus excedentes seria permitindo seu acesso ao ML, ao qual em breve poderão optar todos os consumidores brasileiros. Como já referido, porém, as CEs poderiam ter dificuldade em competir com grandes geradoras, devido à economia de escala. É importante considerar, na tarifa do serviço de transporte de energia, as vantagens das MRs em transações dentro de suas localidades. Além disso, a agregação de MRs em VPPs geridas por agregadores, poderia aumentar as chances de negociação no ACL, além de reduzir a complexa burocracia, que representa uma barreira para CEs de consumidores residenciais ou pequenos consumidores comerciais (Bellido, 2018; Martins; Fernandes; Heldwein, 2020).

As VPPs permitem agregar e coordenar a operação de diversos recursos menores distribuídos, que passam a atuar no mercado como uma entidade única. Entretanto, ao contrário

das MRs, as VPPs não possuem, por definição, limitações geográficas nem fronteiras elétricas, ou pelo menos não por motivos técnicos. Os agregadores de pequenos prossumidores, CEs e mesmo de CEs com MRs inteligentes, podem facilitar a atuação desses atores de menor porte. Além de poderem fornecer energia e serviços de RD, na UE existem VPPs que agregam REDs de consumidores residenciais e vendem serviços ancilares para as distribuidoras e transmissoras (Bellido, 2018; Borges, 2016; Zhu *et al.*, 2023).

As seguintes alternativas foram avaliadas como hipóteses:

1. não permitir a agregação de MRs em VPPs;
2. permitir agregação de MRs em VPPs para atuar no ML (ou outros mercados que surgirem).

4.1.11. Regulação para o Ilhamento Intencional

O ilhamento intencional atualmente não é proibido no Brasil. Já seria possível, em tese, a instalação de MRs inteligentes com ilhamento intencional. E de fato, como já referido, já existe uma MR ilhável operando comercialmente, desde 2021, no estado do Paraná, conforme descrição em Dos Santos *et al.* (Santos, Felipe Crestani Dos *et al.*, 2023).

Desde a primeira década deste século que o módulo 3 do PRODIST já permite o ilhamento intencional, desde que realizado com base em acordo entre a distribuidora e os agentes geradores de energia, e após um estudo de viabilidade, considerando os requisitos técnicos de qualidade de energia do módulo 4 do PRODIST. Na prática, entretanto, muito dificilmente as distribuidoras mostraram interesse nessa opção, devido a todos os riscos e complexidades técnicas que envolve (Bellido, 2018; Castro, 2020; Martins; Fernandes; Heldwein, 2020; Santos, 2018).

Para reduzir as incertezas técnicas e econômicas, tanto para as distribuidoras como para os próprios investidores das MRs, Castro (Castro, 2020) e Martins, Fernandes e Heldwein (2020) consideram extremamente desejável que o módulo 3 do PRODIST seja revisto com a inclusão de normas e requisitos técnicos específicos para a interconexão segura de MRs inteligentes ao SD, com dispositivos automáticos de ilhamento intencional e reconexão à rede da distribuidora.

Também seria desejável a criação de normas para os requisitos de segurança para o ilhamento intencional, que pode utilizar como base a norma IEEE 1547, que já contempla normatizações para tal (Martins; Fernandes; Heldwein, 2020).

4.1.12. Mercados de Crédito de Carbono

O mecanismo dos créditos de carbono foi criado, inicialmente, em 1997 no âmbito do Protocolo de Kyoto. Ele prevê instrumentos de compensação para incentivar a redução de emissões de GEE antropogênicas. Nesse mecanismo, as organizações que não consigam evitar ações que gerem emissões de GEE compram créditos de outras que realizam ações que evitam emissões em quantidades equivalentes, neutralizando as emissões líquidas (Silva, 2023; Stiubiener; Fuser; de Freitas, 2023).

A evolução do mercado de carbono ocorreu mundialmente em várias fases, com a participação ficando inicialmente restrita a países e grandes corporações, e gradualmente incluindo novos atores, como pequenas e médias empresas e entidades não governamentais, levando ao surgimento de uma grande variedade de certificações e padrões. Nota-se inclusive o surgimento recente de negociação de créditos até no caso de iniciativas urbanas de redução das emissões. Recentemente, novas opções vêm sendo criadas com o uso da tecnologia *blockchain* para garantir maior transparência no rastreamento e na verificação dos créditos, permitindo uma participação cada vez maior de novas entidades e organizações (Silva, 2023).

Existem essencialmente dois tipos de mercados de carbono: os obrigatórios e os voluntários. Os obrigatórios se constituem em mercados regulados, em que governos ou entidades supranacionais criam limites de emissões obrigatórios para empresas ou setores específicos. Caso precisem ultrapassar tais limites, essas organizações ficam obrigadas a adquirir créditos de outras entidades que tenham condições de evitar emissões em quantidades equivalentes. O exemplo mais comum são os chamados mercados de *cap and trade*, em que os limites admissíveis são estabelecidos por uma autoridade competente (Marapodi, 2017; Silva, 2023).

Já no caso dos mercados voluntários, entidades que realizam projetos que reduzem, evitam ou removem emissões de GEE voluntariamente, sem nenhuma lei ou regulação que os obriguem a isso, lançam créditos que podem ser voluntariamente adquiridos no mercado. Os compradores não são obrigados a adquiri-los, porém o fazem por uma variedade de possíveis motivos. Entre as motivações frequentes pode-se elencar estratégicas de *marketing* de corporações, senso de responsabilidade social e ambiental, objetivos ou metas de sustentabilidade, entre outros. Embora não sejam impulsionados por obrigações legais, os mercados de créditos voluntários possuem seus diversos padrões e certificações, a exemplo do *Verified Carbon Standard* (VCS) e o *Gold Standard* (Ribeiro, 2023; Silva, 2023).

No Brasil ainda não existem regulações para os mercados regulados de carbono,

havendo apenas a participação, ainda bem restrita, de entidades em mercados internacionais voluntários. Estudos da câmara legislativa nacional já vêm, entretanto, avaliando a estruturação de mercados regulados no país. No Congresso, vem tramitando o Projeto de Lei 2.148/2015, aprovado na Câmara dos Deputados na última sessão legislativa em 2023, e atualmente em avaliação no Senado Federal. Esse projeto institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE) no país (B3, 2024; Câmara dos deputados - Congresso Nacional do brasileiro, 2024).

Em seus estudos, a EPE considerou apenas os casos de consumidores conectados em MT ou BT, com tarifas A4 Verde ou Branca, contando com baterias para a gestão do consumo local, ou casos de consumidores considerando a compensação com as regras atuais de transição da micro GD previstas na Lei 14.300/2022, como já mencionado. Cabe ressaltar que, com a utilização de MRs inteligentes com REDs locais renováveis, as possíveis sinergias e otimizações na geração de créditos de carbono se multiplicam bastante, sobretudo se considerarmos que seus potenciais de benefícios à rede elétrica sejam minimamente remunerados, sendo um caso ainda não abordado pela EPE (Brasil, Ministério de Minas e Energia, 2022).

Conforme estudos realizados pela EPE, entretanto, pode-se inferir o potencial das CEs com MRs inteligentes, contando com REDs renováveis, em futuros mercados de carbono, embora as pesquisas envolvendo tais avaliações sejam ainda praticamente inexistentes (Brasil, Ministério de Minas e Energia, 2022).

Apesar do grande potencial de geração de créditos no Brasil, há uma série de custos associados à participação nesses mercados, tanto para a estimativa da economia de emissões como para todas as certificações necessárias e burocracia envolvida. Nem sempre são viáveis para pequenos prossumidores. Martins (2020a), por exemplo, em sua dissertação de mestrado, analisa a viabilidade econômica da negociação de créditos de carbono por pequenos agricultores em assentamentos no estado de Minas Gerais. O pesquisador conclui que os benefícios estimados ainda não compensariam os custos associados à gestão da participação desses atores nos atuais mercados de carbono, a não ser que fossem fornecidos subsídios. A futura regulação e a simplificação e padronização desses mercados podem entretanto mudar esse cenário na próxima década (Catarina; Oliveira; Almeida, 2023; Silva, 2024; Villanueva; Catapan; Lousada, 2023).

Como resultado, para este trabalho foram estabelecidas duas hipóteses básicas de apreciação, no que concerne a viabilidade da participação das MRs comunitárias, especialmente no caso de condomínios residenciais, no horizonte em avaliação:

1. Não é viável ou não deve ser priorizada no horizonte de tempo proposto;
2. Pode ser realizada no horizonte de tempo proposto.

4.1.13. Financiamento para Microrredes Inteligentes Comunitárias

Como observa Pecenak *et al.* (2020), um dos motivos pelos quais a maioria dos projetos de MRs inteligentes é financiado por iniciativas experimentais de entidades governamentais ou por subvenções é justamente o alto investimento inicial, ou CAPEX, desses projetos. O alto CAPEX, aliado a todas as incertezas próprias do baixo nível de maturidade desse novo mercado, ainda limitam muito os investimentos privados nessa tecnologia. Para que ela tenha maiores chances de chegar em estágio de maturidade, diversos incentivos podem se mostrar justificáveis por um período.

Como mostram Janseens e Zaccour (2014) e Langer e Lenoine (2018), muitas tecnologias inovadoras, em seus estágios iniciais, são frequentemente muito mais caras que as tradicionais, dependendo de incentivos para que possam ganhar escala e maturidade, e assim apresentar custos competitivos. Na medida em que as tecnologias passem a mostrar maturidade, os incentivos deverão ser gradualmente reduzidos pelos reguladores, até sua extinção, que deve ser feita assim que possível (De Negri, 2022).

A análise de incentivos específicos para MRs inteligentes, entretanto, é um assunto bastante complexo, e o fato de nem sequer existirem ainda regulações adequadas para a tecnologia no país torna ainda mais difícil sua avaliação. Como ressalta Bellido (2021), os benefícios das MRs inteligentes não são apenas locais. Sem a adequada mensuração dos diversos benefícios adicionais que a flexibilidade das MRs inteligentes é capaz de fornecer a seus usuários e ao sistema como um todo, não é possível dimensionar adequadamente os incentivos corretos para essa tecnologia (Bellido *et al.*, 2020).

Benalcazar, Suski e Kaminski (2020) concluíram que os subsídios de capital para a aquisição de REDs seriam o incentivo com maior impacto para a viabilização de novos projetos de MRs. Os autores, entretanto, ressaltam a importância da avaliação das peculiaridades de cada localidade, reconhecendo a enorme diversidade de contextos que podem requerer incentivos específicos.

Os incentivos adequados podem variar muito com o modelo de negócio adotado para a implementação da MR inteligente. Para Bellido (2018), o modelo mais comum atualmente é o de proprietário único. É considerado o mais simples, porém de menor potencial de crescimento. Os modelos multiproprietário, com ou sem agregadores, ou também os modelos em que uma empresa investidora projeta, constrói, opera e mantém (DBOM na sigla em inglês)

a MR inteligente para um conjunto agregado de proprietários, oferecendo-a como um serviço para seus clientes prossumidores, são considerados os mais complexos, porém, também são os que apresentam os maiores potenciais de crescimento. Esses são justamente os modelos que seriam viáveis em CEs.

Outras possibilidades seriam os modelos DBOOM e DBOOT. No primeiro, uma empresa projeta, constrói, opera e mantém uma MR inteligente, mantendo a propriedade dela, e fornecendo-a como um serviço aos seus clientes. Já no modelo DBOOT essa empresa transfere a propriedade aos seus clientes assim que seus investimentos são recuperados, assumindo também a responsabilidade por sua operação e manutenção. Também cabe ressaltar que, no caso dos modelos em que a MR é oferecida por um terceiro como um serviço, existe a possibilidade de esse terceiro ser uma empresa especializada na tecnologia ou mesmo uma empresa de energia, eventualmente a própria distribuidora (Bellido, 2018).

Para cada um desses possíveis modelos de negócios, diversos tipos de incentivos podem ser possíveis, com impactos diferentes. No caso de o proprietário inicial do empreendimento ser uma empresa de maior porte, essa pode já ter acesso a meios mais diversos de financiamento. Dependendo do nível de sofisticação dos proprietários, diversas opções podem ser exploradas nos mercados financeiros, transformando em títulos os diversos fluxos de receita previstos, por meio do mercado de títulos ou de securitização (Bellido, 2018).

Já no caso de os proprietários serem pessoas físicas, participantes de CE residencial, nem sempre será fácil os membros terem a expertise e o capital humano necessário para essas operações mais complexas de financiamento, sendo nesses casos a intermediação de algum agente agregador especializado frequentemente desejável (Bellido, 2018).

De acordo com Castro (2020), a própria evolução regulatória no sentido de deixar claro os modelos de negócios possíveis para as MRs comunitárias, e como devem funcionar, já pode ter como efeito a redução das incertezas desses investimentos, com a consequente redução dos riscos. Com isso, naturalmente reduzem-se as barreiras para o financiamento dos projetos pelos próprios bancos (Bellido, 2018).

Os seguintes mecanismos de incentivo já foram sugeridos na literatura abordando as possibilidades para viabilizar os investimentos em MRs inteligentes no Brasil (Bellido, 2018; Borges, 2016):

- dedução no imposto de renda de parte ou todo investimento realizado;
- isenção de alguns impostos;
- oferta de ações ou cotas de fundos de investimentos para viabilizar

empreendimentos com fontes renováveis;

- ações voluntárias de bancos privados, com a oferta de linhas de financiamento com taxas atrativas para a execução de projetos relacionados à energia sustentável para a pessoa física;
- permitir o financiamento por agentes agregadores que firmem contratos de longo prazo como garantia para financiar a construção de ativos locais de geração, fornecendo energia aos consumidores ou prossumidores locais a preços com base em regras pré-estipuladas em contrato, além de serviços de operação e manutenção;
- contratos de desempenho energético: esses mecanismos são utilizados por ESCOs no caso de projetos de eficiência energética e *retrofit*, no qual a ESCO geralmente assume os investimentos iniciais, e os seus clientes lhe pagam posteriormente quantias proporcionais a sua efetiva economia na conta de energia, e com base em medições de uma entidade independente de medição e verificação. No caso das MRs, as ESCO poderiam atuar como agregadores, oferecendo toda a tecnologia digital necessária, assumindo também os riscos do projeto, que não cairiam sobre os pequenos prossumidores residenciais, podendo agregar diversas MRs explorando sinergias;
- *Property Assessed Clean Energy* (PACE): são essencialmente Contratos de Desempenho Energético oferecidos por entes governamentais a agentes privados, mecanismo usado em outros países como nos EUA;
- *Qualified Energy Conservation Bonds* (QECB): títulos que permitem que governos locais emprestem a taxas atraentes para financiar projetos de conservação de energia;
- Financiamento na Conta: mecanismo pelo qual os consumidores podem financiar projetos de eficiência energética com base em encargos em suas contas de energia;
- Bancos Verdes: Agências governamentais que emitem e controlam a dívida para projetos de energia limpa. Não são concorrentes dos credores comerciais e podem incluir projetos com tecnologias muito novas para os bancos comuns, nos quais os custos de transação são mais elevados.

Segundo Santana (2022), na medida em que aumenta a sobreoferta de energia intermitente no sistema elétrico, o bem escasso passa a ser cada vez mais a flexibilidade, não a energia. E segundo ele, a solução passa exatamente pelo salto tecnológico, sobretudo no

fomento à tecnologia das MRs inteligentes com fontes renováveis, capazes de transformar os REDs intermitentes em fontes despacháveis, entre outros diversos potenciais tecnológicos. Tal necessidade pode justificar incentivos adequados às MRs comunitárias, em seu início (Carregosa, 2024b; Rodrigues, 2023).

No Brasil, existem grandes bancos públicos, como o Banco do Brasil, Caixa Econômica Federal e Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que fomentam políticas públicas de interesse nacional. Esses bancos já atuam fornecendo uma série de linhas de créditos focadas em desenvolver a economia verde e sustentável (BNDES, 2024).

O Brasil conta com uma série de programas para financiar REDs específicos, sobretudo as fontes FV. O Banco do Brasil, por exemplo, oferece o BB Crédito Energia Renovável. O programa permite o financiamento de sistemas FV, podendo ser contratado direto pelo aplicativo do banco no celular. Permite o financiamento de até 100% dos valores dos bens e também da instalação. A Caixa Econômica Federal e outros bancos também disponibilizam alternativas para sistemas FV (BANCO DO BRASIL - BB Crédito Energia Renovável, 2024; Malar; Souza, 2021).

Em suma, observa-se que existem no país incentivos para diversos componentes utilizados em MRs inteligentes, e novos incentivos vêm sendo anunciados ano a ano. Como hipótese deste trabalho, considera-se que a criação de novos incentivos específicos para MRs inteligentes em geral, e para as comunitárias em especial, são muito prováveis nos próximos 15 anos, na medida em que a tecnologia começar a se difundir mais, e suas vantagens e importância se tornarem mais conhecidas.

Contudo, percebe-se a necessidade de preencher lacunas regulatórias antes. Por exemplo, seria importante regras de interconexão e de segurança considerando os dispositivos de ilhamento voluntário, além de regras claras que incentivem novos modelos de negócio para as MRs inteligentes comunitárias. Entretanto, é importante que tais incentivos sejam bem dosados e seus impactos constantemente mensurados e monitorados, sendo mantidos somente enquanto estritamente necessários.

4.1.14. Tarifas de importação

As tarifas de importação, também conhecidas como Imposto de Importação, são tributos cobrados pelo governo brasileiro sobre produtos provenientes do exterior. Elas visam proteger a indústria nacional da concorrência desleal com produtos importados mais baratos, gerando receita para o governo. De acordo com Bresser-Pereira (2023), em teoria econômica usualmente aceita-se apenas um único argumento como legitimador de tarifas de importação:

proteger uma indústria nacional nascente. Esse argumento deixa de ser válido assim que o tempo de aprendizado termina e a indústria nacional no setor protegido mostra maturidade para competir em igualdade (Bonelli; Veiga; Brito, 1997).

Cabe ressaltar que uma série de componentes para SGs já contam com incentivos tarifários. É o caso de insumos destinados à produção de equipamentos para a geração FV, que já contam isenção do imposto de importação. O mesmo ocorre com uma série de componentes de informática e telecomunicações, que receberam recentemente isenção nas tarifas de importação, com base em decisão da Câmara de Comércio Exterior Federal, que começou a valer a partir de outubro de 2023. A isenção foi estabelecida com a justificativa de facilitar o acesso a componentes tecnológicos no país, promovendo o desenvolvimento e a inovação. O número de componentes contemplados foi posteriormente ampliado por resolução da mesma câmara em fevereiro de 2024 (DE ATAIDE *et al.*, 2021; Importex, 2024; PODER360, 2023; Presidência da República/Câmara de Comércio Exterior/Comitê-Executivo de Gestão, 2023; Presidência da República/Câmara de Comércio Exterior, 2024).

Em suma, para difundir a tecnologia das MRs em específico, e as tecnologias de SGs de uma maneira geral, pode ser importante dar estímulos para a aquisição de componentes tecnológicos que, por serem novas tecnologias, ainda sem escala, podem ter preços inicialmente muito altos. Em um país sem capacidade tecnológica para produzir muitos desses componentes, a imposição de tarifas de importação só dificulta a viabilização de empreendimentos pioneiros, sem gerar benefícios de proteção a empreendimentos locais. Para os componentes que já possuam similares nacionais bem estabelecidos, como já explicado, o ideal é que não existam tarifas, para promover a competitividade da indústria nacional. Entretanto, trata-se de um assunto de grande complexidade.

No caso de necessidade de imposição de tarifas para corrigir temporariamente distorções de mercado, ou de incentivar uma indústria nacional nascente, o ideal seria que a imposição de tarifas fosse feita com base em estudos, e articulada com uma política de industrialização bem fundamentada. Faz-se necessário, nesse caso, que as causas sejam diagnosticadas e tratadas, para que se possa recorrer ao mínimo de medidas protetivas realmente necessárias, quando necessárias, e pelo menor tempo possível.

4.1.15. Incentivos para a Produção Local

As políticas de incentivo à produção local, chamadas de políticas de conteúdo local (*local content*) geralmente consistem em leis específicas ou regulações, que incentivam ou mesmo obrigam empresas estrangeiras a adquirir um determinado percentual mínimo de

produtos ou serviços locais, como condição para a realização de investimentos no país. Esse tipo de política é muito comum em diversos países em áreas como a automobilística, saúde, óleo e gás e energias renováveis, sendo classificadas como uma forma de barreira não tarifária. Na área de energias renováveis, essas políticas geralmente envolvem alguma forma de preferências por recursos locais (Bao, 2020; Hufbauer; Schott, 2013).

Com frequência, isso implica a exigência da compra de uma percentagem mínima de produtos ou recursos locais para obter a qualificação para o recebimento de incentivos específicos, como subsídios, financiamentos diferenciados, ou mesmo a permissão para atuar no mercado ou concorrer a contratos com órgãos governamentais (Bao, 2020; Hufbauer; Schott, 2013).

As políticas de conteúdo local são muito comuns na indústria de óleo e gás. De acordo com Clavijo *et al.* (2019), pesquisas indicaram resultados positivos no estímulo também a outros setores da indústria. O caso mais notório de sucesso geralmente citado na literatura seria o da Noruega, cuja política de conteúdo local resultou em toda uma cadeia de suprimentos de equipamentos e serviços altamente competitiva. No Brasil, políticas desse gênero vêm sendo aplicadas com relativo sucesso desde a década de 1960 (Clavijo *et al.*, 2019).

Contudo, a avalição da experiência internacional com políticas de conteúdo local indica que a instituição desse tipo de política de maneira isolada é quase sempre ineficiente. As análises mostram que se trata de uma ferramenta que só tem efeitos benéficos se utilizada como parte de uma política industrial mais ampla e bem coordenada. Para que sejam bem-sucedidas, é essencial que tais políticas levem em consideração, com máximo realismo, a capacidade de produção e a maturidade da indústria local, e sua capacidade de desenvolvimento e diversificação. As experiências de sucesso mostram também a importância da combinação desses incentivos com variáveis como o desenvolvimento eficiente de capital humano local, um considerável parque industrial, boa qualidade institucional, além de todo um ecossistema competente de ciência, tecnologia e inovação (Clavijo *et al.*, 2019; Jesus; Silva; Roitman, 2017).

São elementos que, quando bem combinados, permitem à indústria nacional desenvolver as capacidades necessárias para o atendimento das demandas da indústria em desenvolvimento, sem as quais não se justificam políticas de conteúdo local. As análises mostram ser essencial também priorizar os elementos-chave a serem incentivados, limitando o escopo dessas políticas (Clavijo *et al.*, 2019; Jesus; Silva; Roitman, 2017).

No caso da fabricação de componentes tecnológicos da indústria do setor de energias renováveis no país, outro desafio frequentemente citado como justificativa para o

oferecimento de incentivos governamentais ao setor é a concorrência com a indústria chinesa, fortemente subsidiada em seu país de origem. A China, que já é responsável por mais de 80% da produção mundial de módulos FV, quase um monopólio, tem produção contando com fortes subsídios. Sua indústria de módulos FV vem enfrentando inclusive problemas relacionados a enorme sobreoferta (Cheaper Chinese solar panels are not due to low-cost labour, 2013; Fialka, 2024; Hayley, 2024; Luan; Lin, 2022).

O Brasil conta com uma indústria local de produção de sistemas FV que, entretanto, como ocorre nos demais países, não tem capacidade de concorrer com os similares chineses sem incentivos ou imposições de barreiras tarifárias. Vale também ressaltar que a cadeia de produção desses painéis é fortemente associada à indústria de semicondutores, quase inexistente no Brasil. Os painéis fabricados no país basicamente são montados no Brasil, com a maioria dos seus componentes sendo importados. Por serem os painéis brasileiros muito mais caros que os chineses, mesmo com subsídios, na prática, o único motivo pelo qual os integradores selecionam os produtos brasileiros geralmente é quando é necessário financiamento do BNDES, que exige equipamento nacional (Caetano, 2020).

O mesmo não ocorre com outros produtos, como no caso das usinas eólicas, das quais cerca de 80% dos equipamentos instalados no Brasil são produzidos no país. A indústria de geração eólica, entretanto, vem enfrentando forte crise no país desde a pandemia da COVID-19, devido à redução da demanda. Essa redução teve início com a crise hídrica de 2021, em que o governo priorizou a contratação de termelétricas, devido à maior necessidade de fontes despacháveis, em um período em que houve certa redução na demanda elétrica. Com o arrefecimento da pandemia e a superação da crise hídrica, a enorme queda nos preços dos sistemas FV aumentou muito sua competitividade, freando a retomada do setor eólico, que agora vem demandando incentivos do governo (Caetano, 2020; Tooge, 2023).

Seguindo o exemplo de outros países, por considerar-se esse um setor estratégico, o Brasil iniciou um programa de incentivo em 2007, denominado Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS). Esse programa passou a oferecer incentivos fiscais e outros benefícios para empresas que investem em pesquisa, desenvolvimento e inovação nos setores de semicondutores e *displays* (Ministério da Ciência, 2024).

Em 2014, o PADIS reduziu a zero as alíquotas de diversos impostos incidentes na importação de máquinas, aparelhos, instrumentos, equipamentos, ferramentas computacionais (*softwares*) e dos insumos empregados na produção dos módulos fotovoltaicos. De acordo com a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), embora seja um bom

programa, o PADIS é ainda muito ineficiente porque houve grande demora na atualização dos insumos com direito a incentivos, com as matérias primas sendo deixadas de fora. Os benefícios foram estendidos finalmente a uma série de insumos necessários a fabricação de módulos FV em 2023, que passaram a ser isentos de tarifas de importação, por meio do decreto Nº. 11.456/2023 (Agência Senado, 2019; Ministério da Ciência, 2023).

Em 1º de agosto de 2020, o governo zerou as tarifas de importação sobre placas solares, as quais antes tinham taxas de 12% de importação, apesar de já existirem similares nacionais. Entre as motivações do projeto foram citadas as demandas do setor, a alta do dólar e a necessidade der dar impulso à maior penetração de fontes renováveis na matriz elétrica nacional (Brasil, 2020).

Em 2023, após forte queda nos preços internacionais dos módulos FV e o surpreendente crescimento da capacidade instalada de fontes solares no país, a isenção foi novamente eliminada, passando a incidir tarifa de importação de 10,8%. As justificativas do governo para a nova tarifa são, além da existência de similares nacionais necessitando proteção, também aumentar a arrecadação (Couto, 2024).

Além dos incentivos à produção nacional de fontes renováveis, o governo brasileiro anunciou em 2023 que vem também estudando incentivos para a produção nacional de baterias, focando sobretudo nas utilizadas em VEs. Inicialmente pretende-se dar incentivos focados exclusivamente em pesquisa e desenvolvimento. Em uma segunda fase, será incentivada a produção propriamente dita (Di Cunto, 2024; Ministério do Desenvolvimento, Indústria, 2023).

De acordo com a Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE), com a criação do Projeto Mobilidade Verde e Inovação (Mover), cuja aprovação foi concluída na Câmara dos Deputados em maio de 2024, espera-se que o país possa começar a produzir baterias para o mercado local e latino-americano, e não apenas montá-las. O país já conta com fábricas de baterias para VEs, porém os dispositivos são apenas montados com componentes importados (Di Cunto, 2024; Ministério do Desenvolvimento, Indústria, 2023).

As baterias de íon de Lítio já contam com tarifas de importação, dependendo do seu tipo, incidindo uma alíquota de 9% para baterias com sistemas de monitoramento, para aplicação em sistemas de armazenamento de energia estacionários ou tracionários, com tensão nominal igual ou superior a 12V (Neves, 2024).

Apesar de alguns especialistas questionarem os incentivos à produção nacional de semicondutores, tanto pela falta de estudos indicando sua eficiência como pelos escassos resultados aparentemente alcançados pelo PADIS, o governo brasileiro estendeu os incentivos em 2024 até o ano de 2073. Além disso, nos últimos anos, o governo também zerou as alíquotas

de importação para uma grande variedade de componentes eletrônicos e de computação, visando potencializar a produtividade da indústria nacional e facilitar o acesso a recursos tecnológicos, em especial os relativos às tecnologias de Inteligência Artificial (Carazza, 2024; Presidência da República/Câmara de Comércio Exterior, 2024; Spadoni, 2024).

Além das fontes renováveis de baterias, uma série de novos componentes eletrônicos, além de novos produtos de *software*, estão sendo desenvolvidos em todo o mundo para as MRs inteligentes, em fase de maturação. Em não havendo demanda consolidada no país, muito menos a produção de simulares nacionais, sugere-se como hipótese a não imposição de barreiras tarifárias nem de conteúdo local a componentes inovadores das MRs inteligentes. Ressalta-se também a importância da continuidade e aprimoramento dos programas de incentivo à pesquisa e desenvolvimento na área de SGs e MRs inteligentes no país.

4.1.16. Fatores e Alternativas Propostos

Com base nas análises acima, foram estabelecidos os fatores regulatórios de análise e suas possíveis alternativas, mostrados no **Quadro 4**.

Quadro 4 – Fatores e alternativas para cenário regulatório

(continua)

FATORES	ALTERNATIVAS
TE	Tarifa monômia invariante no tempo
	Tarifa com postos horários
	TE livremente negociada no ML
COBRANÇA DOS SERVIÇOS DE REDE (FIO)	Probabilidade de viabilidade de cobrança volumétrica (a exemplo da atual B1) tratando a CE como consumidor único
	Probabilidade de viabilidade de cobrança de valor fixo de demanda invariante no tempo (ex: atuais binômias Verde)
	Probabilidade de viabilidade de cobrança de valor fixo de demanda com postos horários (ex: "ponta" e "fora de ponta" como na Azul)
	Probabilidade de viabilidade de tarifa Trinômia, com cobrança do fio com duas componentes, uma de valor fixo de demanda com postos horários (ex: "ponta" e "fora de ponta" como na Azul), e outra com valor fixo relativo aos custos comerciais e administrativos da distribuidora
SUBSÍDIOS CRUZADOS NA COBRANÇA DO "FIO"	Probabilidade de TUSD ter transição semelhante à da GD comum, mas refletindo custos reais a partir de 2029, sem subsídios
	Probabilidade de TUSD ter transição semelhante à da GD comum, porém cobrando apenas 100% da TUSD Distribuição.
	Probabilidade de TUSD ter transição semelhante à da GD comum, porém cobrando a 100% da TUSD Distrib. e outros custos do fio, correspondendo a mais do que cerca de 50% dos custos "reais" do fio A e B em 2034
	Probabilidade de refletir custos reais do "fio", sem quaisquer subsídios, desde o início de sua regulamentação

Quadro 4 – Fatores e alternativas para cenário regulatório

(continuação)

FATORES	ALTERNATIVAS
SD INTERNOS DAS MRs COMUNITÁRIAS	Podem ser privados
	Podem ser de propriedade da distribuidora local, sendo esta também a responsável por sua manutenção
SERVIÇOS ANCILARES PARA O SD	Suporte de potência ativa
	Mitigação de ponta de demanda
	Suavização de perfil de geração renovável intermitente (com SAE)
	Suporte de reativos (perfil de tensão do sistema)
	Serviços de backup / reestabelecimento
PROPRIEDADE DA MR no SD	Distribuidora
	MR de propriedade da CE (ou seja, de consórcios de consumidores, cooperativa ou outro tipo de associação que componha a comunidade de energia compartilhada)
	MR de propriedade de agregadores, comercializadores de energia ou ESCOs ou outras empresas especializadas, fornecida à CE como serviço ou comodato
VENDA DE EXCEDENTES	Venda de excedentes somente à distribuidora local mediante tarifas reguladas ou licitadas
	Venda permitida no ML diretamente
	Venda permitida também no ML, por meio de contratos bilaterais, com a CE atuando como entidade única, em condições iguais a demais vendedores de energia no ML e com TUSDg equivalente à cobrada da GD comum
	Venda permitida também no ML, por meio de contratos bilaterais, com a CE atuando como entidade única, em condições iguais a demais vendedores de energia no ML e com TUSDg podendo variar no tempo e no espaço, refletindo melhor os custos e benefícios do transporte para a distribuidora, com o emprego de algoritmos de cobrança regulados e transparentes
	Venda de excedentes com negociação de CEs com MRs em bloco, com a agregação de grupos de CEs com MRs em Virtual Power Plants (VPP), no horizonte até 2034.
P2P DENTRO DE MRs	Probabilidade de ser permitido até 2034 com intermediação da distribuidora local, com plataforma digital disponibilizada por ela, implementando algoritmos regulados
	Permitido com intermediação de agente agregador/comercializador autorizado, com regras ou algoritmos negociados com os membros da CE, desde que respeitando possíveis restrições regulatórias ou legais que possam vir a ser criadas
	Permitido através de regras livremente negociadas (com possíveis restrições regulatórias e legais que possam vir a ser criadas visando equidade) por meio de contratos entre os próprios membros da CE
AGREGAÇÃO EM VPPs	Permitir agregação de MRs em VPPs para atuar no ML (ou outros mercados que surgirem)

Quadro 4 – Fatores e alternativas para cenário regulatório

(conclusão)

FATORES	ALTERNATIVAS
MODIFICAÇÃO DAS REGULAÇÕES ANTI-ILHAMENTO PERMITINDO MODO ILHADO DAS MRs	Deve ser realizada no horizonte de tempo proposto (viável e prioritária)
MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO (PARTICIPAÇÃO DAS MRs COMUNITÁRIAS)	Não é viável no horizonte de tempo proposto
	Viável no horizonte de tempo proposto
FINANCIAMENTO PARA CEs COM MRs	Podem ter juros subsidiados em seu início
TARIFAS DE IMPORTAÇÃO	Se possível evitar a imposição de barreiras tarifárias para a importação de componentes tecnológicos para MRs. Implementá-las só se de fato inevitável quando já houver capacidade nacional instalada, que possa estar em risco devido a subsídios de outros países, avaliando a regulação apropriada da OMC.
INCENTIVOS PARA PRODUÇÃO LOCAL	Subsídios ou incentivos fiscais para produção local de tecnologia específica para MRs somente após de haver demanda interna, na quantidade estipulada com base em dados. Continuidade e aprimoramento contínuo dos incentivos à Ciência e Tecnologia, e Pesquisa e Desenvolvimento na área de MRs inteligentes e SGs em geral. Os incentivos devem ser posteriormente monitorados continuamente e eliminados assim que possível.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2. RESULTADOS DOS TESTES QUALITATIVOS

Nesta seção, descreve-se os resultados das entrevistas com especialistas e *stakeholders*, bem como da análise do portfólio de vídeos coletado na plataforma Youtube.

Como já referido, o plano inicial era de apenas realizar as entrevistas, buscando-se sobretudo por possíveis refutações às hipóteses estabelecidas por meio das pesquisas bibliográficas. Devido a atrasos imprevistos no processo de submissão e aprovação do projeto de pesquisa de entrevistas no âmbito do Comitê de Ética, e posteriormente à dificuldade em obter entrevistas, optou-se por aproveitar as diversas entrevistas encontradas *online*, disponíveis publicamente na internet, principalmente na rede social YouTube. Foram selecionados vídeos de autoridades, especialistas e *stakeholders* de temas relacionados. Os vídeos foram processados com anotações precisas de todos os argumentos utilizados que pudessem ter relação com as variáveis de interesse.

Considerando os resultados das entrevistas, como da análise de argumentos do portfólio de vídeos, não foi possível refutar nenhuma das hipóteses estabelecidas na pesquisa

bibliográfica.

As subseções a seguir descrevem com mais detalhes os resultados desses dois procedimentos metodológicos qualitativos utilizados.

4.2.1. Resultado da análise de vídeos e som

Não foram identificados argumentos que refutassem, direta ou indiretamente, as hipóteses estabelecidas nas pesquisas bibliográficas.

Menções diretas às CEs com MRs inteligentes foram raras nos vídeos analisados, que serviram mais para a avaliação de outras questões secundárias envolvendo prossumidores em geral, como os dilemas da regulamentação do novo marco da Geração Distribuída, e o andamento dos *sandboxes* regulatórios e consultas públicas sobre o tema da ANEEL. Os argumentos coletados foram considerados na fundamentação das hipóteses. De maneira geral, os vídeos analisados serviram para expandir um pouco a visão de conjunto das questões envolvidas, e em muitos casos para reforçar as hipóteses estabelecidas.

A grande maioria dos argumentos coletados envolviam questões indiretamente relacionáveis à cenários regulatórios de interesse para as MRs comunitárias no Brasil, com raras exceções. A mais notória exceção foi a intervenção do engenheiro Hubner (FVG, 2023), ex-diretor da ANEEL, realizada a partir do minuto 40 no Webminar da FVG.

Hubner destaca a importância de permitir, com o aumento da penetração de REDs, a possibilidade de venda de energia excedente dos REDs residenciais durante o dia. Afirma também ser importante permitir a instalação de REDs comunitários combinados com SAE em condomínios. Segundo ele, em regiões como o bairro da Barra da Tijuca, no Rio de Janeiro, muitos condomínios poderiam tornar-se praticamente autossuficientes com os recursos energéticos locais (FVG, 2023).

Entretanto, ainda segundo Hubner, essas iniciativas só seriam viáveis com a revisão da estrutura tarifária, para evitar comprometer o caixa das distribuidoras ou onerar os consumidores sem REDs (FVG, 2023).

A visão do referido especialista se aproxima muito da proposta desta tese. Ainda segundo ele, os debates envolvendo a modernização do SEB vêm discutindo pouco a possibilidade de mudanças regulatórias para equacionar o efeito dos REDs, considerando os seus potenciais benefícios para a rede (FVG, 2023).

Hubner destaca que uma nova estrutura tarifária seria importante para que os consumidores residenciais proprietários de REDs se interessassem em instalar medidores inteligentes e compartilhar voluntariamente dados com as distribuidoras, permitindo que essas

auferissem vantagens. Segundo ele, nos dias de hoje, praticamente todos tem *wifi* em casa, que poderia ser aproveitado para a medição remota (FVG, 2023).

Outro exemplo de participante abordando questões diretamente relacionadas à proposta desta tese foi a conferência realizada por Miranda (ANEEL, 2022a), em Seminário da ANEEL, realizado em 2022. Para ele, as CEs com P2P interno em condomínios já seriam uma realidade na UE, e o Brasil deveria aprender com a experiência internacional, antes de estabelecer suas próprias regulações na área.

Ainda segundo Miranda (ANEEL, 2022a), as estratégias de compartilhamento de energia em CEs com consumidores residenciais vinham se mostrando um grande desafio na Europa, devido aos conflitos gerados entre os membros, que por vezes tinham dificuldade em entender os mecanismos de compartilhamento. A observação corrobora a importância do estudo da regulação da UE no que concerne as CEs. Evidencia também alguns dos desafios peculiares das MRs comunitárias, sobretudo quando integrando prossumidores residenciais.

4.2.2. Resultado das entrevistas online

Após o final da etapa de coleta de respostas, os resultados foram exportados da plataforma *Zoho Forms*, e transferidos para um caderno *online* de pesquisa no Google *Colab*, no qual as respostas foram analisadas detalhadamente, usando *scripts* em Python.

Considerando a avaliação das questões em aberto, das médias das questões objetivas, bem como a análise individual das pontuações em cada questão, não foi possível observar a refutação de nenhuma das hipóteses avaliadas. Cabe ressaltar que a amostra, embora bastante qualificada, foi menor que a pretendida como ideal para a construção de teorias fundamentadas em análises qualitativas, como já referido no capítulo 3. A amostra mínima desejável era de 20 entrevistados, porém somente 12 responderam ao formulário.

Com efeito, este método serviu como um teste de linha de base ou de sanidade. As entrevistas representaram oportunidades para que os entrevistados apresentassem refutações fundamentadas que nos permitissem descartar hipóteses, o que não ocorreu em nenhum caso. Embora não seja um teste sem valor, dada a qualificação dos participantes, considera-se esses resultados, tomados isoladamente, como insuficientes para classificar os cenários propostos como teorias fundamentadas.

4.2.2.1. Questões objetivas

Cada uma das nove questões objetivas representava fatores compondo cenário que,

com base na pesquisa realizada na literatura, poderiam tornar as MRs comunitárias viáveis no contexto urbano brasileiro. Para cada questão, foram estabelecidas alternativas, e solicitou-se que os entrevistados atribuíssem a cada uma um nível percentual de factibilidade no horizonte de tempo em estudo, avaliando suas impressões subjetivas, com base em seu conhecimento e experiência com o tema.

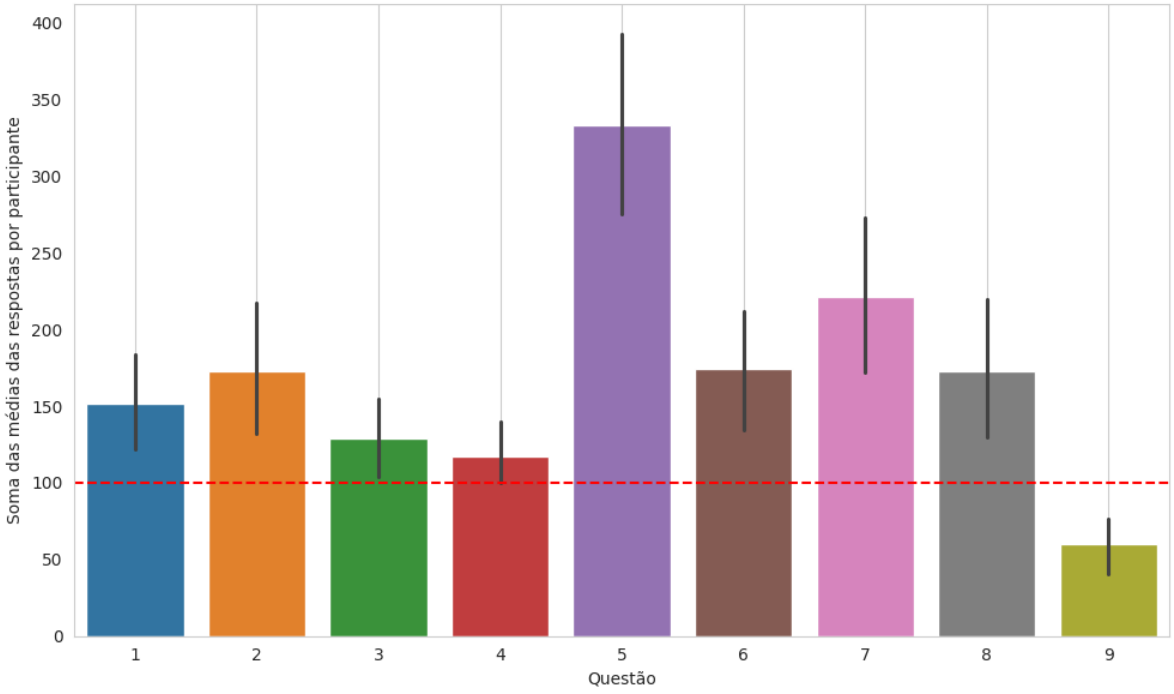
Na maioria dos casos, as alternativas poderiam ou não serem mutuamente exclusivas. Sobretudo considerando a possibilidade de a regulação ter diferenças conforme a localidade do país, ou mesmo dependendo das características ou das dimensões da CE. Por este motivo, optou-se por não restringir, em nenhuma das questões, a totalidade dos percentuais em 100%, deixando a análise de serem as hipóteses em cada questão mutualmente exclusivas ou não a critério do entrevistado. A exceção são as alternativas 7.1 e 8.1, que representavam hipóteses de as respectivas variáveis não serem viáveis, mantendo-se a regulação atual.

No **Gráfico 7** mostra-se o resultado das somas das médias das pontuações atribuídas por cada entrevistado. Note que a soma ultrapassa 100% em praticamente todas as questões, com exceção da questão 9, que só contava com uma alternativa. Esse resultado, além da análise das respostas individuais, indicam que os entrevistados consideraram as alternativas como eventos independentes, com possibilidade de serem coexistentes ou não mutuamente exclusivos.

Foi então realizada uma análise considerando as alternativas como eventos independentes, excluindo-se da análise as alternativas 7.1 e 8.1. Calculou-se a probabilidade de, em cada questão, pelo menos uma alternativa ser factível, considerando a média das respostas de todos os entrevistados. Os cálculos detalhados podem ser conferidos no respectivo caderno de pesquisa *online*, ou no repositório de dados desta tese. Os resultados são apresentados na **Gráfico 8**. Nele, a linha amarela representa o valor de 50%. Note que todas as variáveis ficaram acima deste patamar. A média desses resultados ficou em 85,2%, valor que é representado pela linha tracejada em azul.

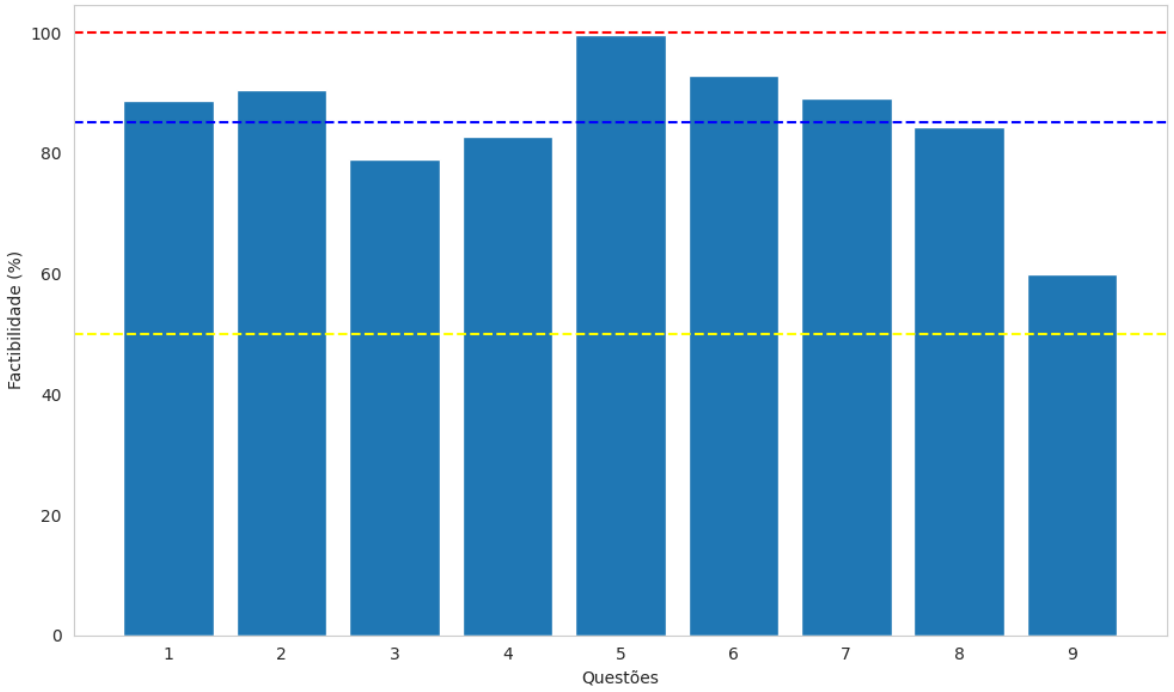
Nos resultados mostrados no **Gráfico 8**, chama a atenção o fato de a questão 5 ser a que recebeu a maior pontuação, chegando próximo aos 100%. Esta questão avalia a factibilidade de diversos serviços ancilares avaliados como passíveis de serem fornecidos por MRs comunitárias ao SD. São serviços avançados, que exigem a modernização das distribuidoras, e cuja implementação é essencial para que se possa viabilizar a difusão das MRs comunitárias sem prejuízos às distribuidoras e a seus consumidores regulados.

Gráfico 7 – Somas das médias das pontuações com confiança de 95%



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 8 – Probabilidade de pelo menos uma alternativa ser factível para cada fator



Fonte: Elaborado pelo autor.

Também chamou a atenção o resultado da questão 9, que avalia a factibilidade de as MRs comunitárias se beneficiarem do mercado de créditos de carbono no horizonte de estudo. Embora a média dos entrevistados tenha sido de 60% de factibilidade, chama a atenção que o representante da ANEEL atribuiu uma factibilidade de apenas 20%. Como será visto no

capítulo seguinte, a pesquisa bibliográfica de fato apontou o enorme potencial desse mercado, mas também as grandes barreiras para a sua estruturação, e o horizonte de tempo para a sua disponibilização para empreendimentos de menor porte de fato é incerto.

4.2.2.2. Questões abertas de texto

Nas respostas às duas questões de campo aberto no final do formulário houve alguns relatos quanto a dificuldades de entendimento das questões. Embora tenham sido dispendidos esforços no sentido de simplificar ao máximo o formulário, alguns entrevistados sentiram falta de uma melhor contextualização.

Foram disponibilizados *links* com materiais adicionais para quem quisesse se informar mais, mas talvez as explanações adicionais não tenham sido suficientes, ou o *link* não tenha ficado visível. De toda forma, nas situações em que se percebeu que as respostas poderiam estar sendo prejudicadas por dificuldades de entendimento, os respondentes foram contatados pessoalmente para mais esclarecimentos, e um engenheiro de uma distribuidora inclusive optou por responder novamente.

Entre as contribuições relevantes nos campos em aberto, não objetivos, um dos respondentes informou sobre o veto ao artigo 24 da Lei 14.300/2022, que permitia a venda de excedentes às distribuidoras mediante consulta pública.

Um dos entrevistados, especialista da ANEEL com 16 anos de experiência na área de regulação de EE, comentou o fato de o cenário estabelecido ser bastante factível no horizonte proposto, corroborando textualmente as hipóteses definidas. Comentou ainda o fato de as regras de acesso e faturamento para o grupo A, dos consumidores em AT, já estarem mais bem equacionadas e dimensionadas no país, com poucos subsídios, restando como maior desafio a modernização da regulação para o grupo B. Na pontuação das hipóteses, esse especialista só se mostrou reticente, na questão 9, com a possibilidade de viabilização dos créditos de carbono no horizonte proposto.

Outro especialista de projetos de SGs em uma distribuidora comentou sobre a possibilidade de serem, com o tempo, estabelecidas regras diferentes de tratamento para diferentes CEs, com base no seu porte, motivadas pelo próprio interesse do mercado.

Houve também comentários de mais de um entrevistado observando o fato de não ter ficado claro quais questões poderiam ser mutuamente exclusivas. Como já mencionado, essa foi uma questão deixada a critério do entrevistado.

Os resultados completos, inclusive com as respostas em texto, pode ser conferido no respectivo caderno de pesquisa *online* no Google *Colab*, no repositório desta tese.

4.3. RESULTADOS DOS TESTES QUANTITATIVOS

A seguir, são apresentados os resultados das simulações em cada caso de teste, que são depois discutidos. A **Tabela 3** apresenta os principais resultados das simulações em cada caso de estudo. Além do LCOE, a tabela mostra a potência de pico do sistema FV e a capacidade do SAE dimensionados pelo HOMER, além do Custo Presente Líquido (CPL) e o CAPEX.

No **Gráfico 9** apresenta-se a magnitude do LCOE resultante em cada caso. Note que as barras em vermelho indicam os casos testando sistemas *off-grid* ou *grid zero*. A linha tracejada em azul representa a tarifa convencional da distribuidora, o *status quo*.

Tabela 3 – Resultados das simulações dos casos avaliados

CASO	FV (kWp)	SAE (kWh)	LCOE (R$/kWh)	CPL (R$)	CAPEX (R$)
1.1	37,60	1,0	0,3628	325.666,00	94.350,62
1.2	390,0	151,0	3,1100	1.990.358,00	1.712.596,88
2.1	168,0	69,0	0,2441	599.924,30	387.625,00
2.2	690,0	151,0	1,7300	1.106.783,00	830.543,44
3.1	114,0	21,0	0,2246	326.397,00	182.482,50
3.2	114,0	21,0	0,1824	264.879,20	182.482,50

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: As linhas cinzas destacam as simulações *off-grid.*

Os dados completos de todos os testes podem ser conferidos no HOMER GRID, que como já referido, pode ser baixado do site do fabricante e utilizado gratuitamente por um período de testes. Lembrando que os arquivos utilizados e o instalador da exata versão do *software* usada nesta pesquisa estão disponíveis no repositório da tese.

A seguir, os resultados de cada caso são discutidos em profundidade.

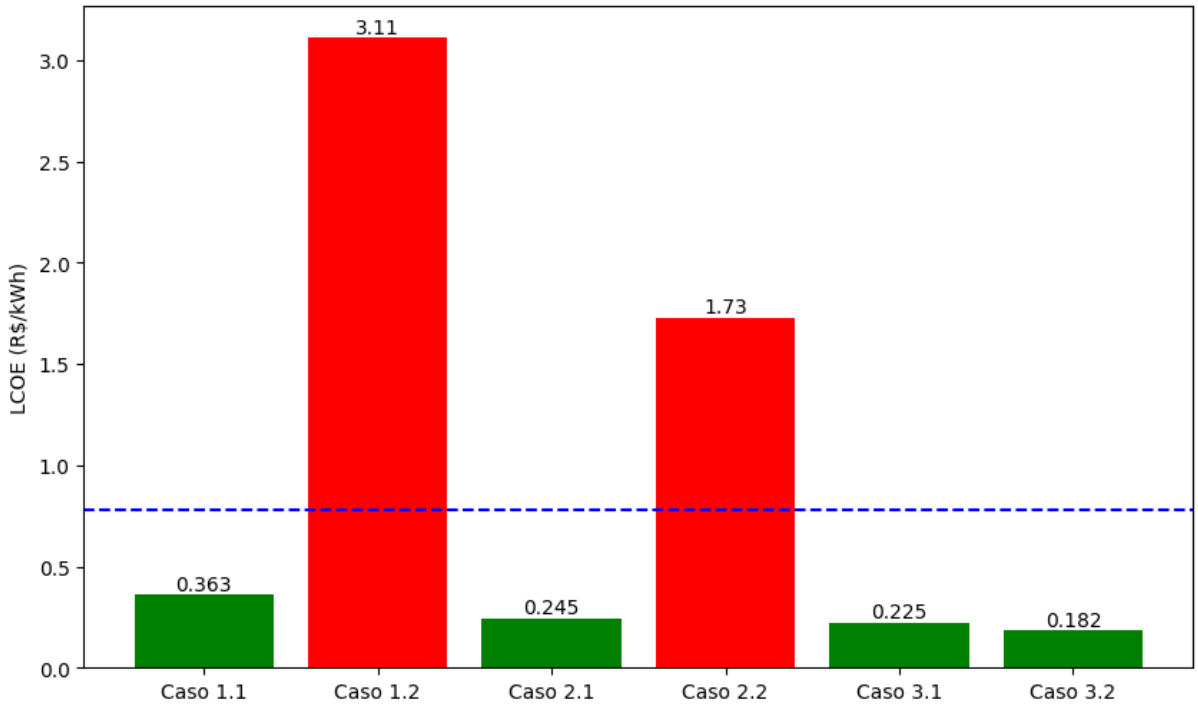
4.3.1. Caso 1.1 – Condomínio com 26 UCs 2024

O projeto de uma MR comunitária em um condomínio de 26 UCs hipotético, configurado com dados que buscam reproduzir o contexto do Centro Histórico de Porto Alegre, já poderia, portanto, mostrar-se viável no cenário testado no ano de 2024. Note que o LCOE calculado tem valor de menos da metade da tarifa convencional da distribuidora local.

Entretanto, é importante lembrar as premissas otimistas consideradas nesse teste. Embora a maioria até tenha sido relativamente conservadora, a grande incógnita são os custos dos sistemas avançados de otimização, atualmente indisponíveis no varejo para consumidores

residenciais. Esses custos têm grandes chances de estarem subdimensionados, pois dependem de mão de obra especializada e ainda não têm economia de escala.

Gráfico 9 – Resultados LCOE, representando o custo final da energia



Fonte: Elaborado pelo autor.

Outra consideração importante é que a opção selecionada não foi a de menor LCOE no HOMER. A solução com menor LCOE neste caso de testes não utilizava MR com SAE, somente sistemas FV *ongrid*, com LCOE de R$0,254. A análise desta solução mostra que ela obteve ótimos resultados exportando cerca de 150 kW de pico para a rede em dias ensolarados, ao meio-dia, bem acima do pico de consumo de 35 kW observado no horário de pico. Ou seja, trata-se de uma solução que se beneficia dos subsídios fornecidos à geração distribuída atualmente, e que tem sérios riscos de gerar problemas futuros para a rede, com inversão de fluxo. Embora gere lucro para os membros da CE, pode impactar negativamente o caixa das distribuidoras e, como consequência, penalizar os consumidores do ACR, geralmente os de menor poder aquisitivo, que serão obrigados a pagar por esses subsídios.

Já a solução mais econômica usando MR comunitária, que é a apresentada na **Tabela 3**, usa um sistema FV de menor potência, aproveitando melhor sua energia com o uso do SAE. O pico de injeção na rede fica em geral menor que 30 kW, e a demanda de pico de consumo se reduziu bastante em relação à opção sem MR, ficando em torno de 20 kW ou menos. Ou seja, trata-se de uma opção que já traz ganhos aos membros da CE, ao mesmo tempo apresentando benefícios ao SD e, consequentemente, aos consumidores do ACR. Entretanto, sem incentivos adequados, é muito mais simples e lucrativo para a CE investir em um sistema

FV comum, sem SAE nem necessidade de inversores híbridos e sistemas de otimização.

Em suma, conclui-se que, embora as MRs comunitárias, no atual cenário, já possam trazer vantagens para CEs em condomínios do porte avaliado e também para as distribuidoras, a competição com os sistemas FV mais simples sem SAE as torna inviáveis. Os sistemas FV sem SAE não só geram mais retornos econômicos atualmente, como já estão mais maduros tecnologicamente, contando com mão de obra abundante, e são muito mais simples de implementar. Torna-se muito difícil a MRs comunitárias competir com eles.

A cobrança progressiva do Fio B até 2028 tende a mitigar essa diferença. Mas mesmo que a ANEEL determine a cobrança de 100% do Fio B a partir de 2029, se não forem considerados outros encargos e tributos, a análise dos dados e testes preliminares realizados indicam que, pelo menos em estados onde o Fio B representa parcela restrita da fatura de EE, possivelmente esses resultados não devam se alterar significativamente. Fica difícil justificar o uso de SAEs comunitários, ou pelo menos em condomínios do porte analisado. Fica como sugestão para futuras pesquisas uma análise de sensibilidade envolvendo esses limites.

4.3.2. Caso 1.2 – Condomínio com 26 UCs 2024 em *off-grid*

A simulação de funcionamento *off-grid*, embora tecnicamente viável, mostra-se muito cara, resultando em uma energia custando quase o quádruplo da tarifa convencional da CEEE-D, ainda completamente inviável financeiramente.

4.3.3. Case 2.1 – Condomínio com 26 UCs 2034 com cenário regulatório atual

Essa simulação, realizada considerando a manutenção dos cenários tarifário e regulatório atuais, projetados para 2034, porém já considerando as reduções esperadas de preços dos componentes da MR, mostra uma redução de mais de 30% no custo da energia, resultando em um LCOE de R$ 0,245. Entretanto, a análise da tabela de resultados no HOMER mostra que, também neste caso, a opção mais rentável não é a instalação de MR comunitária, e sim a instalação de um sistema FV de 168 kWp sem SAE. Essa opção produz um LCOE ainda mais baixo de R$ 0,179.

Portanto, como ocorreu no caso 1.1, embora a MR comunitária possa representar economia em relação à tarifa convencional, o investimento nela dificilmente se justificaria, tendo em vista a possibilidade de investir somente em sistema FV. Sistema este que não permite equacionar os riscos da intermitência dos módulos FV à rede elétrica, beneficiando-se de subsídios pagos sobretudo pelos consumidores de menor renda, como exposto em Hochstetler

e Cho (Hochstetler; Cho, 2023).

4.3.4. Case 2.2 – Condomínio com 26 UCs *off-grid* 2034

Mesmo com as reduções projetadas nos custos dos componentes da MR para 2034, a opção dos prossumidores pela desconexão da distribuidora, optando por sistemas *off-grid*, apesar de toda a otimização fornecida pelo HOMER, não se mostra viável financeiramente. Com um custo de energia mais que dobrando em relação à tarifa convencional atual da CEEE-D, essa opção só começaria a se tornar interessante de reduções mais dramáticas no CAPEX do sistema, ou aumentos significativos na tarifa convencional. Vale ressaltar, entretanto, a redução de 56% do LCOE em relação a sistemas *off-grid* em 2024, mostrando a plausibilidade de essa opção começar a se tornar viável nas próximas décadas, caso são sejam realizadas reformas regulatórias, risco muito discutido na literatura internacional (Corneli; Kihm, 2016; Corneli; Kihm; Schwartz, 2015).

4.3.5. Case 3.1 – Condomínio com 26 UCs 2034 com novas regras de mercado, sem serviços ancilares

Com as novas regras de arquitetura regulatória, o LCOE foi reduzido em cerca de 8% em relação ao caso 2.1, que testou cenário econômico idêntico em termos de redução de custos dos REDs, porém já considerando a possibilidade de redução de tarifas de importação. Com a nova estrutura tarifária, a CE passa a ser beneficiada com uma TE mais baixa, e com o uso otimizado do SAE consegue reduzir a demanda contratada, obtendo um LCOE um pouco menor que no caso 2.1, no valor de R$ 0,2246.

Além da pequena economia, chama a atenção que, desta vez, a opção selecionada é a de menor LCOE de todas as testadas.

Com as novas regras de arquitetura regulatória, em que as tarifas de rede passam a ser cobradas por componentes de demanda, deixando de ser volumétricas, é possível representar melhor os custos reais impostos pela CE ao SD, obtendo-se maior realismo tarifário, de acordo com os resultados do projeto TARIFA MODERNA (da Silva; Hollanda; Kileber, 2020).

Com esse maior realismo, o uso de baterias finalmente passa a mostrar ganhos econômicos em relação às opções de CEs utilizando apenas sistemas FV. Entretanto, o LCOE se mantém significativamente maior que os R$ 0,179 possíveis de se alcançar somente com sistemas FV sem SAE, no cenário anterior, com um LCOE 12,5% maior.

Ou seja, com a nova estrutura tarifária, os membros da CE deixam de ganhar mais

ainda, porém ainda têm a possibilidade de enorme redução nos custos de energia em relação à atual tarifa convencional. Além disso, passam a contar com um sistema mais confiável e sustentável. A análise dos dados de simulação no HOMER mostra que a MR consegue reduzir a demanda de pico de 35 kW para cerca de 20 kW, gerando economia para a distribuidora com a evitação de investimentos em expansão ou reforço da rede (Hochstetler; Cho, 2023).

O **Gráfico 10**, gerado pelo HOMER, mostrando a simulação para um dia ensolarado de janeiro. Nela, no gráfico superior a curva em vermelho é a potência em kW de saída do sistema FV. A curva em azul é a potência em kW injetada no SD. Em amarelo mostra-se a demanda máxima definida pelo sistema de otimização do HOMER, indicando o limite da potência consumida da rede, que neste caso ficou em 18,5 kW, muito abaixo dos 35 kW que seriam exigidos do sistema sem a MR. Já o gráfico inferior mostra o estado de carga (*state of charge* ou SOC) da bateria, em pontos percentuais de carga máxima.

Note que a injeção de potência na rede é limitada em 35 kW, embora o sistema FV produza uma potência muito maior ao meio-dia. Isso ocorre porque, como já exposto no capítulo anterior, optou-se por limitar a injeção de potência neste patamar na MR, mitigando-se problemas de inversão de fluxo. Parte da energia solar excedente, não exportada à rede, é acumulada na bateria durante o período da manhã, sendo posteriormente utilizado no horário de ponta para reduzir a importação de energia da concessionária, neste horário de maiores tarifas. Portanto, nesse caso a MR consegue mitigar tanto os picos de injeção de potência como de consumo da rede, gerando benefícios para a distribuidora. Além disso, consegue reduzir o custo da energia para a CE, em comparação com a tarifa convencional, embora não em relação a um sistema FV com as regras e subsídios atuais.

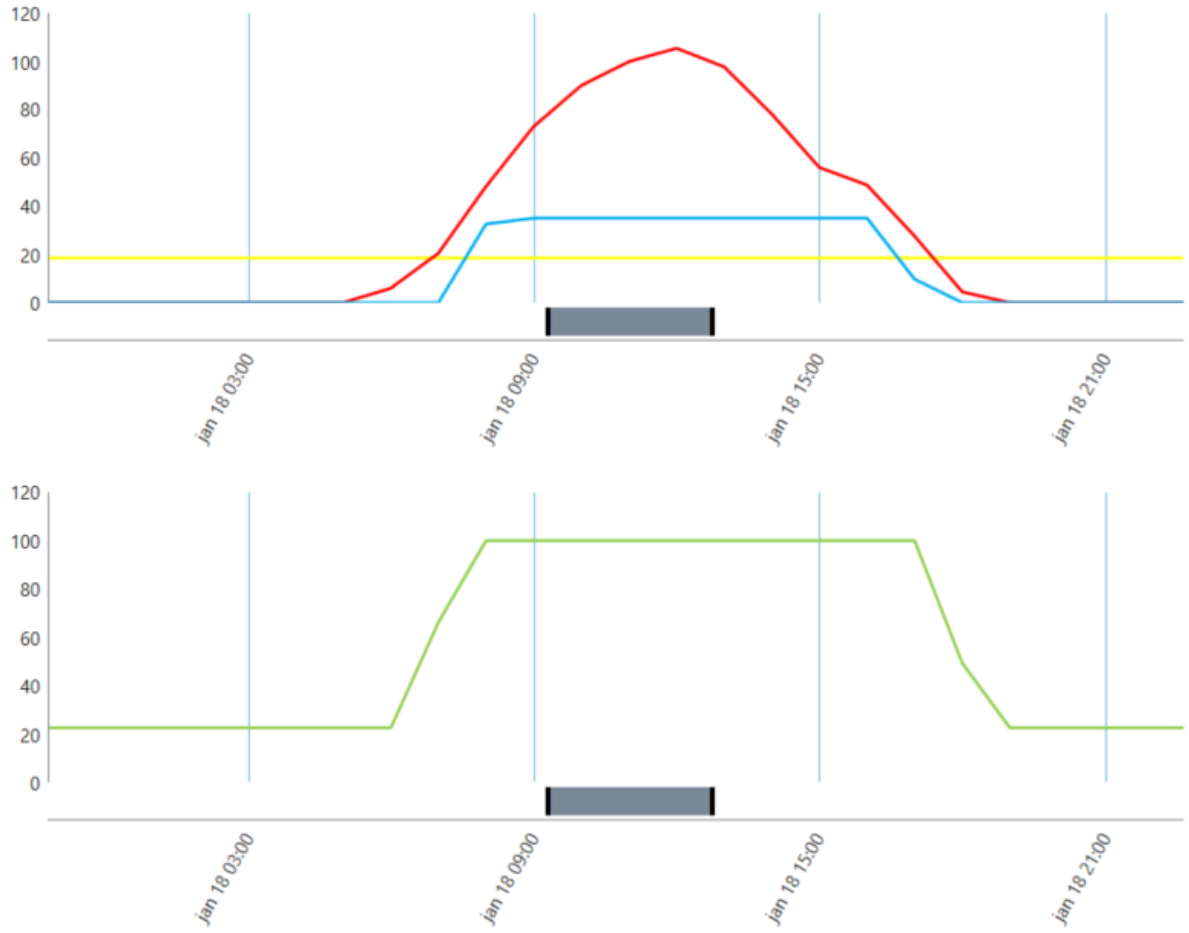
4.3.6. Case 3.2 – Condomínio com 26 UCs 2034 com novas regras e com serviços ancilares

Nesse caso de teste, testa-se o mesmo cenário anterior, com um acréscimo: a possibilidade de a distribuidora remunerar a CE por alguns benefícios que proporciona ao SD.

Como já exposto no capítulo prévio, supôs-se a criação de um mercado de mitigação da demanda de ponta, com a distribuidora oferecendo remuneração de R$ 0,865 por kW de pico de consumo evitado, ou mesmo por potência injetada para a rede, no horário de ponta. Como já explicado, esse valor corresponde a 50% da estimativa de economia gerada por kW à distribuidora.

O patamar de referência para a avaliação do pico de demanda evitado foi estipulado como 35 kW, que seria o pico médio medido com a curva de carga utilizada como referência, considerando as 26 UCs em conjunto sem a MR.

Gráfico 10 – Gráficos mostrando os dados da simulação do caso 3.1



Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste caso, obteve-se um LCOE muito menor, de R$ 0,182. Como no caso anterior, mais uma vez a configuração com MR comunitária se mostrou a de melhor retorno econômico com as novas regras. Porém, o LCOE obtido neste caso fica praticamente igual ao LCOE do sistema FV sem SAE com menor LCOE simulado no caso 2.1, ficando apenas 2% acima. Ou seja, com essas novas regras de mercado, incluindo a possibilidade de prover serviço ancilar, a MR comunitária consegue gerar um LCOE praticamente idêntico ao gerado por sistemas FV sem inversores híbridos nem SAE, com as regras regulatórias atuais. Todavia, o faz gerando economia também para a distribuidora, o que pode beneficiar os consumidores do mercado regulado, refletindo-se em possível redução ou ao menos na evitação de aumentos de tarifas.

A análise das curvas de potência e do SOC mostram que o comportamento do otimizador da MR, neste caso, opera de maneira praticamente idêntica ao anterior, com as curvas se mostrando muito semelhantes às mostradas no **Gráfico 10**. Em nenhum dia dos 25 anos simulados observou-se a MR exportar energia no horário de pico. O otimizador prioriza

sempre descarregar a energia nesse horário visando somente mitigar a compra de energia nesse horário.

A título de teste de sanidade, para avaliar o algoritmo, foi elaborada uma curva de carga com demanda nula nos meses de janeiro. Esperava-se que, em não havendo carga, naturalmente faria sentido à MR acumular energia no SAE nos horários de picos de geração solar, para injetá-la no SD nos horários de pico de demanda do sistema. Entretanto, isso não ocorreu. Fica claro que o otimizador *default* do HOMER, o *peak shaving*, não leva em consideração esse tipo de oportunidade. O comportamento persistiu mesmo quando se elevou a tarifa por potência injetada no horário de pico a patamares 10 ou 100 vezes maiores. O algoritmo busca, como o nome diz, mitigar picos de demanda de consumo da rede, mas não leva em consideração a injeção no SD, mesmo em situações em que geraria ganhos óbvios.

O HOMER permite a utilização se modelos de otimização alternativos por meio de APIs, que podem ser programados em MATLAB ou em C++ pelo próprio usuário. O aperfeiçoamento dos modelos de otimização, e sobretudo sua melhor adequação ao contexto brasileiro, foge ao escopo deste trabalho, fica como sugestão para futuras pesquisas.

Porém, mesmo com suas limitações, já é possível mostrar a possibilidade drástica de redução do LCOE nesse caso, ficando, portanto, impossível refutar as hipóteses em avaliação.

4.4. Discussão dos Resultados

A análise das respostas das entrevistas *online* mostra a consciência dos entrevistados quanto à necessidade de avanços nas reformas regulatórias. Considerando as médias das respostas e os comentários das questões em aberto, não houve refutações sobre a factibilidade ou erros nas propostas avaliadas.

Os resultados mostram a aceitação da possibilidade de sua implantação, embora em alguns casos não no horizonte de tempo em análise. Conforme contribuição do especialista da ANEEL em resposta em texto, são propostas que, em boa medida, já se encontram razoavelmente bem equacionadas para a AT, restando agora, principalmente, equacionar a BT.

Além disso, os testes de *bottom-line* não só não permitem a refutação do cenário avaliado, como permitem avaliar o potencial de alternativas regulatórias que gerem resultados satisfatórios tanto para os prossumidores como para as distribuidoras e, indiretamente, para toda a sociedade.

Nas respostas ao formulário, a questão que parece ter mostrado maior convergência entre os entrevistados curiosamente foi a questão 5, referente ao fornecimento de serviços

ancilares pelas MRs comunitárias ao SD. Como já avaliado na revisão bibliográfica, trata-se de uma mudança de paradigma de atuação das distribuidoras, tornando-as mais próximas a operadores do sistema, com semelhanças às funções das transmissoras e do ONS. Como já referido no capítulo 2, o fornecimento de serviços ancilares por REDs, embora seja novidade no Brasil, já é uma realidade consolidada e em rápido crescimento em países mais avançados com o uso de VPPs (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Outra questão que chama a atenção são os resultados da questão 3. Enquanto a média dos entrevistados apontou claramente para uma maior factibilidade da desejável eliminação total dos subsídios cruzados na cobrança dos serviços de rede na próxima década, com os representantes das distribuidoras atribuindo a maior pontuação a esta alternativa, o especialista da agência reguladora se mostrou extremamente cético com essa desejável alternativa, atribuindo uma factibilidade de apenas 10%. Como ele explicou em suas respostas nos campos em aberto no formulário, até mesmo na AT, em que a regulação já está mais bem equacionada, ainda persistem alguns subsídios.

Como já discutido, existem situações em que os subsídios podem ser justificados, considerando externalidades, e podem representar importante impulso a tecnologias novas. Esse pode ser o caso das MRs comunitárias. Porém, subsídios geram bons resultados quando implementados com base em estudos competentes, e quando os incentivos são bem dimensionados quanto a seus valores e sua duração.

Os testes não só não refutaram o marco regulatório proposto, como indicam ser um cenário promissor para permitir aproveitar a capacidade de otimização das MRs comunitárias para reduzir os custos de energia não somente para seus usuários, mas também para toda a sociedade.

Com o cenário regulatório proposto, porém sem o mercado de serviços ancilares no SD, nota-se que o ganho para os prossumidores é pequeno, se comparado a opção muito mais simples de instalação de sistemas FV comuns com inversores *ongrid* convencionais no sistema de *Net Metering* do cenário atual. Entretanto, trata-se de um mercado mais sustentável e equânime, que elimina as conhecidas distorções dos subsídios cruzados do atual sistema de *Net Metering*, bem apontadas por Hochstetler e Born (2022).

Além disso, com essas novas regras eliminado os subsídios cruzados, e dessa forma também a competição com os sistemas FV comuns sem SAE, há um estímulo consistente para a difusão das MRs comunitárias no SD. Com a sua difusão, a partir de uma determinada concentração nos alimentadores de distribuição, torna-se economicamente interessante para as distribuidoras o investimento na modernização necessária para a estruturação do mercado de

serviços ancilares. Nos testes realizados neste trabalho foi simulado uma única opção de mercado, que já mostrou a possibilidade de ganhos significativos tanto para a CE como para a distribuidora.

Vale ressaltar o fato de as MRs inteligentes serem capazes de gerenciar e implementar uma gama muito maior de recursos de serviços avançados, cujo escopo foge deste trabalho, mas que poderiam ampliar ainda mais as sinergias observadas. Um exemplo seria o uso de dispositivos inteligentes nas residências, permitindo a implementação de estratégias avançadas de RD. Outra questão relevante, mesmo no horizonte de 10 a 15 anos avaliado, é a possível escalada no uso de VEs e suas possíveis interações e trocas de energia e serviços inteligentes com a própria MR.

Outros importantes benefícios das MRs inteligentes não foram avaliados, como a possibilidade de prover resiliência, sobretudo a cargas críticas, e a redução de emissões de GEE. Isso é particularmente relevante em regiões sujeitas a falta de energia devido a desastres climáticos. E esta é exatamente a situação do Centro Histórico de Porto Alegre, bairro que passou por inundações históricas recentemente, em abril de 2024, ocasião em que muitos moradores ficaram semanas sem luz elétrica. Foram reportados, por exemplo, casos de idosos morando sozinhos nos últimos andares de prédios altos, ficando sem EE e sem elevador (Plentz, 2024).

Outra possibilidade que não foi considerada, e que pode ser relevante no estudo das MRs comunitárias, é o uso de outras variedades de REDs, como fontes eólicas ou novas tecnologias de geração a etanol ou hidrogênio. Isso sem contar na dificuldade de prever a evolução tecnológica dos módulos FV e sobretudo dos SAE, que vêm também frequentemente surpreendendo em melhorias de eficiência e vida útil.

Outra questão interessante que não foi avaliada é o possível impacto da difusão das MRs comunitárias nos grandes centros urbanos na redução das emissões de GEE. O HOMER permite estimar essa redução. Entretanto, o método de cálculo utilizado por ele é adequado a países com matriz elétrica com níveis consideráveis de emissões. O cálculo leva em consideração as emissões da matriz elétrica e de eventuais geradores a combustão, mas considera as emissões dos sistemas FV e do SAE como desprezíveis ou nulas.

No Brasil, contudo, nem sempre sistemas FV e SAEs podem ter suas emissões desprezadas, quando produzidos na China. Comparando o histórico de emissões anuais por kWh da matriz elétrica com dados do MME (2024), em anos sem crises hídricas, com as estimativas de emissões totais do ciclo de vida de REDs fabricados na China por kWh apresentadas em Constantino *et al.* (2018), percebe-se que se são da mesma ordem de grandeza.

Como consequência, não se pode assumir que MRs com FV e SAE fabricados na China necessariamente vão gerar redução de emissões no Brasil, se comparados diretamente à matriz elétrica atual.

Porém, no contexto brasileiro tal comparação não seria adequada. Com o agravamento da crise hídrica nas duas últimas décadas, percebeu-se importante crescimento das fontes fósseis na matriz elétrica brasileira, que vem sendo compensado com o crescimento das fontes eólicas e solar. Estas, entretanto, precisam ter sua intermitência compensada por fontes síncronas (térmicas ou hidrelétricas). Com a dificuldade de se construir novas hidrelétricas, associada as recorrentes crises hídricas, na medida em que a demanda por EE crescer, espera-se que o ONS cada vez mais seja obrigado a acionar mais as fontes térmicas, aumentando assim as emissões (Carregosa, 2024a).

A integração de SAEs de grande porte no SIN, e também a difusão de MRs inteligentes nos SDs, são as tecnologias que podem tornar os REDs intermitentes despacháveis, podendo evitar o crescimento das emissões gerado pela necessidade de compensar sua intermitência (Santos, 2018).

Ou seja, se o investimento na difusão das MRs inteligentes por si só, no contexto brasileiro, pode nem representar redução de emissões em muitos casos, quando utilizando REDs fabricados na China, a sua ausência pode ter como consequência um enorme aumento das emissões na matriz elétrica nacional nas próximas décadas. Porém, a estimativa de tais emissões fogem ao escopo desta pesquisa, e exigiriam avaliações e cálculos bem mais complexos do que os disponibilizados como padrão pelo HOMER.

Os resultados das simulações mostram as alternativas *off-grid* ainda predominantemente inviáveis, apesar da a redução de custos dos REDs. A simulação realizada com as projeções de custos para 2034 também indica que esse cenário tem chances restritas de ser alterado nos próximos dez anos. Entretanto, mostram um risco já não completamente desprezível de a opção pela desconexão das distribuidoras se tornar relevante nas próximas décadas.

O cenário regulatório proposto, portanto, pode ser considerado plausível para a próxima década, não tendo sido possível refutá-lo. As hipóteses estabelecidas, embora já com algum grau de corroboração, ainda carecem de validações mais detalhadas, não se constituindo ainda em teoria. Validações mais específicas ficam como sugestões para novas pesquisas.

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho, realizou-se pesquisa buscando propor cenários regulatórios factíveis, bem fundamentados, para permitir a difusão comercial das CEs com a tecnologia de MRs inteligentes atrás do medidor no Brasil, nos próximos 10 a 15 anos. Os cenários foram propostos com foco nas mudanças de estrutura e arquitetura de mercado avaliadas como exequíveis no cenário nacional, no horizonte de tempo em análise. Buscou-se sobretudo propor cenários que permitam a definição bem fundamentada de problemas de otimização para a pesquisa de sistemas de gerenciamento de energia para MRs inteligentes comunitárias, no contexto brasileiro.

A pesquisa teve início com ampla revisão bibliográfica, com métodos sistemáticos, avaliando o ambiente regulatório brasileiro e mundial, bem como as barreiras e oportunidades para a difusão de MRs inteligentes comunitárias. Após a identificação dos EUA e da UE como as jurisdições com maior concentração de projetos bem-sucedidos de MRs inteligentes comunitárias, realizou-se então pesquisas bibliográficas específicas sobre seus ambientes regulatórios, e seus impactos nesses projetos.

Foram também pesquisados os conceitos fundamentais da moderna teoria da regulação de mercados de EE, além de metodologias bem consolidadas de desenvolvimento de arcabouços regulatórios.

Com base no amplo portfólio construído, e seguindo as práticas recomendadas na teoria da regulação, foram identificadas as principais variáveis ou fatores do espaço de desenho, e suas alternativas de ações, considerando propostas e informações encontradas na literatura para o SEB, aplicáveis para MRs inteligentes comunitárias.

As hipóteses estabelecidas foram testadas com técnicas qualitativas. Foram realizadas entrevistas com especialistas e *stakeholders,* e foi também construído um portfólio de vídeos públicos encontrados em plataformas online, com entrevistas, debates e conferências *online* públicas sobre o tema em estudo. Os vídeos foram analisados com técnicas de análise de argumentos, buscando refutações para as hipóteses estabelecidas. Como resultado, não foi possível encontrar refutações a nenhuma das hipóteses estabelecidas.

Encerrou-se com a realização de testes quantitativos de linha base, com a utilização do *software* HOMER GRID. Neste *software,* uma vez fornecidos os dados básicos do ambiente regulatório e econômico, além de projeções de cenários futuros no horizonte de análise, é possível determinar as configurações ótimas de MRs inteligentes. O software também simula, para cada caso, modelo ou aplicação de cenário, a operação ótima das MRs, fornecendo

diversos indicadores de desempenho, como o custo nivelado de energia (LCOE), que foi o principal indicador utilizado nas avaliações, seguindo sugestão de Stoft (2002).

Os testes de linha de base também não permitiram refutar hipóteses de trabalho. Ao contrário, indicaram serem os cenários avaliados bastante promissores, por permitirem auferir ganhos da capacidade de otimização das MRs inteligentes comunitárias, tanto para a redução de custos de energia dos seus membros, como para evitar ou adiar custos para a distribuidora e, portanto, também para os seus consumidores regulados.

Mostrou-se como reformas regulatórias com base no cenário proposto podem solucionar o atual conflito observado entre os REDs e as empresas de distribuição. Com os prossumidores agregados em CEs com MRs inteligentes capazes de gerenciar e otimizar seus REDs internamente, pode-se reduzir ou até eliminar os riscos e custos representados pela intermitência nas redes de distribuição.

Mais do que isso, os resultados evidenciam como os avançados recursos de controle das MRs inteligentes podem ser usados para agregar REDs de CEs para fornecer serviços ancilares ao SD, desde que a regulação permita esses serviços, e que as distribuidoras invistam em tecnologia para o seu aproveitamento. Com isso, as distribuidoras poderão deixar de ver os REDs como ameaça à sua estabilidade financeira e técnica, passando a tê-los como aliados.

Por outro lado, os testes de linha de base das opções de *off-grid* indicam riscos não desprezíveis de esses sistemas se mostrarem alternativas economicamente viáveis para prossumidores de renda mais alta. Embora os testes indiquem que esse não seja um risco considerável para a próxima década, trata-se de um risco crescente com a queda de preços dos REDs e a evolução tecnológica. Como consequência, fica claro que, sem reformas regulatórias e investimento na digitalização dos SDs, os modelos de negócio das distribuidoras correm o risco de se tornarem insustentáveis nas próximas duas ou três décadas, um cenário plausível, como já apontava a literatura (Corneli; Kihm, 2016; Sioshansi, 2023).

Caso os sistemas ilhados comecem a se mostrar mais viáveis, de acordo com os pesquisadores do FEURAG (Corneli; Kihm, 2016; Martini; Kristov, 2015), se as distribuidoras não tomarem a iniciativa de se modernizarem, correm o risco de, em algum momento e de maneira súbita, ficarem restritas à condição precária de fornecedores de bens públicos, dependendo de subsídios e doações, incapazes de bancarem seus próprios custos.

Essa visão é compartilhada por Hochstetler (Instituto Acende Brasil, 2023), pesquisador do Instituto Acende Brasil, segundo o qual há o risco de as distribuidoras se transformarem na “nova telefonia fixa”. As análises dos dados da ANEEL realizadas por este pesquisador, entretanto, mostram que as distribuidoras brasileiras vêm investindo em inovação.

Sem o investimento em inovação por parte das distribuidoras, e sem um novo marco regulatório que permita a difusão das MRs inteligentes com a adequada remuneração de seus benefícios, o risco de precarização dos serviços de distribuição se torna muito alto. Como consequência dessa precarização, enormes possibilidades de sinergia em todo o sistema elétrico seriam fortemente restringidas, comprometendo toda a transição energética, além de agravar as desigualdades sociais. Segundo a IEA (2023), tal cenário poderia tornar as redes de distribuição em um grande "gargalo" de todo o processo de transição energética.

Por isso, é essencial que as distribuidoras se capacitem, enquanto há tempo, para fornecerem valor para os proprietários dos REDs, e que a regulação evolua para permitir a evolução das distribuidoras em plataformas digitais de energia (Parker; Van Alstyne; Choudary, 2016), operando ou orquestrando REDs agregados no SD, como recomendam os pesquisadores do FEURAG (Martini; Kristov, 2015). Assim, os prossumidores podem preferir se manter conectados ao SD, mesmo se os *off-grids* se mostrarem opção viável.

A redução das fontes fósseis da matriz elétrica nacional e o melhor aproveitamento do enorme potencial de geração renovável do país exige planejamento e incentivos adequados, reformas regulatórias e o investimento em capacitação de mão de obra. Desafios só superáveis com a colaboração de toda a sociedade em projetos inovadores. É preciso avaliar as sinergias, as soluções que beneficiam a todos, com visão de futuro, e não somente de curto prazo (Santos *et al.*, 2021).

Considerando o caráter de longo prazo dos desafios de planejamento energético e de mitigação da crise climática, faz-se necessário o estímulo a políticas de estado nessas áreas, e não de governos específicos. Os riscos de insucessos se essas políticas ficarem sujeitas às instabilidades políticas a cada novo período eleitoral se tornam muito altos. Nesse contexto, entende-se que a descentralização da estrutura de governança dos recursos energéticos proporcionada pelas CEs, engajando e educando mais a sociedade nesses complexos temas, pode ter resultados positivos (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Como observado na UE, a maior participação dos consumidores no processo de transição energética, promovida pelas CEs, pode resultar aumentar na necessidade de maior responsabilidade e transparência (*accountability*) das autoridades políticas, devido à exigência de seus próprios eleitores (Haji Bashi *et al.*, 2023; Trivedi *et al.*, 2022).

Com a maior participação e educação dos consumidores, torna-se mais difícil a implementação de políticas do chamado “populismo energético” abordado em Santos *et al.* (2021).

Propostas de novas arquiteturas de mercado e arcabouços regulatórios, como

avaliado em Iychettira, Hakvoort e Linares (2017), exigem testes de enorme complexidade e exigências computacionais para que possam ser consideradas adequadamente validadas, testes que estão fora das possibilidades desta pesquisa. Contudo, buscou-se contribuir com a construção de hipóteses plausíveis com base na lógica e em toda a extensa pesquisa documental e bibliográfica realizada.

De acordo com Poliseli (2021), a construção de hipóteses plausíveis tem início com processos de inferências com base em dados, buscando verdades provisórias para a solução de problemas ou a explicação de anomalias. Ainda segundo a autora, as pesquisas na área da filosofia da ciência mostram que, frequentemente, é possível elencar um grande conjunto de hipóteses para a solução de um problema específico. Com isso, a decisão de quais hipóteses devem ser testadas com maior rigor se torna frequentemente um problema em si mesmo. Por este motivo, avaliações fracas são extremamente relevantes para identificar quais hipóteses merecem investimentos mais vultosos em sua verificação rigorosa, podendo então se tornarem hipóteses mais corroboradas (Johansson, 2016).

Segundo Johansson (2016), entretanto, é importante ter em mente que as hipóteses, na condição de verdades provisórias, por mais corroboradas que sejam, sempre são passíveis de refutação. Há graus diferentes de corroboração, porém, em ciência, não existem testes capazes de transformá-las em verdades absolutas.

Tendo em vista a complexidade e amplitude dos temas abordados, e os altíssimos custos das verificações rigorosas necessárias antes da implementação efetiva de novas arquiteturas de mercado, pode-se considerar os testes realizadas nesta tese como verificações fracas. Entretanto, não permitiram refutar nenhuma das hipóteses estabelecidas e, ao contrário, indicaram serem muito promissoras para solucionar as principais barreiras para a difusão das MRs comunitárias.

Sendo este o primeiro trabalho que se conseguiu identificar na literatura que aborda especificamente as barreiras regulatórias para MRs comunitárias no Brasil e as propostas para sua superação, apresentando propostas abrangentes e parcialmente validadas, deixa-se como sugestão para novas pesquisas a validação mais rigorosa e detalhada de cada um dos fatores e alternativas. Em face da escassez de trabalhos anteriores abordando as barreiras regulatórias para MRs inteligentes em geral e buscando propostas para o seu equacionamento, este trabalho apresentou características de pesquisa exploratória, fornecendo como resultados não leis ou teorias, mas hipóteses plausíveis e bem fundamentadas para futuras pesquisas.

Os testes de linha de base também evidenciaram a necessidade de pesquisar estratégias de otimização para MRs inteligentes comunitárias, considerando cenários

regulatórios que as viabilizem no contexto brasileiro. A ferramenta de simulação utilizada, uma das mais consolidadas para o dimensionamento e simulação de MRs, mostrou-se difícil de adaptar para a realidade brasileira. A pesquisa dessas estratégias depende do estabelecimento de cenários regulatórios futuros, que viabilizem o uso desta tecnologia, podendo utilizar cenários construídos com base nas hipóteses estabelecidas e testadas neste trabalho.

Por outro lado, o desenvolvimento de novos modelos de otimização para o contexto brasileiro, que requerem a construção de hipóteses de novos arcabouços regulatórios para serem desenvolvidos, são também importantes para permitir o aprimoramento da validação das próprias proposições regulatórias. As duas áreas de pesquisa precisam evoluir juntas.

Sugere-se também o maior detalhamento do estudo de cada uma das complexas variáveis do cenário proposto.

Fica como sugestão para novas pesquisas o aprofundamento de fatores complexos que não foram abordados nesta tese por uma questão de priorização. Em face da escassez de trabalhos anteriores, buscou-se identificar e testar os elementos de desenho de maior consenso para a fundamentação de estudos futuros. Um exemplo de fator importante que não foi abordado, é a análise mais aprofundada da factibilidade e desejabilidade dos diversos modelos de negócio possíveis para as MRs comunitárias já avaliados na literatura internacional, também já discutidos em trabalhos brasileiros por Bellido (2018), Martins (2020b), Borges (2016) e por Castro (2020).

Os vários modelos de CEs para a governança de MRs comunitárias não são os únicos possíveis, embora muito promissores. Mas mesmo no caso das CEs, embora a regulação brasileira venha recentemente facilitando sua formação por meio de diversos tipos de associações, menos burocráticas que as cooperativas, a possibilidade de avaliar a criação de regulação específica para as CEs no país é uma complexa questão que também merece aprofundamento em trabalhos mais específicos.

Como analisado no capítulo 2, a UE é o maior exemplo na instituição de regulação específica para CEs. Percebe-se o foco dessa regulação em uma visão holística dos benefícios desses empreendimentos, considerando benefícios ambientais e sociais, e não somente financeiros.

A análise das iniciativas norte-americanas e suas lições para o Brasil também poderia ser aprofundada em novas pesquisas. Nota-se sobretudo as vantagens de um mercado liberalizado de maior maturidade, com submercados por vezes bastante inovadores, e um maior incentivo a projetos de CEs realizados por iniciativas dos governos e das próprias empresas do setor de EE, contando com a colaboração de laboratórios nacionais, universidades e instituições

de pesquisa e outras entidades da sociedade civil (Loebbe; Sioshansi; Robinson, 2022).

Vale destacar que a análise do contexto regulatório relacionado às MRs comunitárias nos EUA e na UE mostraram que, apesar de sua condição de liderança, há ainda grandes e complexas barreiras para permitir a difusão desses empreendimentos nessas jurisdições, e muitas dessas barreiras não encontram paralelos no Brasil. São evidências de que, apesar das barreiras locais, não existem motivos para considerar inviável o crescimento do mercado de MRs comunitárias no Brasil.

Por fim, as implicações desta pesquisa vão além do âmbito acadêmico, oferecendo subsídios para formuladores de políticas públicas e *stakeholders* do setor elétrico, estimulando a realização de mais pesquisas para a viabilização das MRs comunitárias e de todos os seus benefícios. A necessidade de um diálogo contínuo entre academia, governo e sociedade civil é essencial para a construção de um futuro energético mais sustentável e inclusivo, fomentando ecossistema de inovação sustentável, como bem demonstram iniciativas de sucesso em outros países analisadas nesta tese.

6. REFERÊNCIAS

ACADEMIA NACIONAL DE ENGENHARIA - ANE. **Armazenamento e Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Brasileiro**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=hNwKPm2l93s. Acesso em: 26 fev. 2024.

AGÊNCIA SENADO. **Especialistas defendem isonomia tributária para desenvolver setor de energia solar**. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2019/12/12/especialistas-defendem-isonomia-tributaria-para-desenvolver-setor-de-energia-solar. Acesso em: 29 jun. 2024.

AGGARWAL, Sonia; BURGESS, Eddie. **New Regulatory Models**. Tempe, EUA: UTILITY OF THE FUTURE CENTER, 2014.

ALPHABET INC. **Google Colaboratory Website**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://colab.research.google.com/. Acesso em: 2 dez. 2024.

ALURA WEBSITE. **Jupyter Notebook: Exemplos de Códigos e Como Usar**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.alura.com.br/artigos/conhecendo-o-jupyter-notebook?srsltid=AfmBOorZ9V1bHWJO1ORAAU_57LQZDD4N4nguoXVYnphnPH5N23BJ8nSD. Acesso em: 2 dez. 2024.

ALVIAL-PALAVICINO, Carla *et al.* A methodology for community engagement in the introduction of renewable based smart microgrid. **Energy for Sustainable Development**, [*s. l.*], v. 15, n. 3, p. 314–323, 2011.

ANEEL. **(515) Seminário "O Futuro do Consumidor de Energia Elétrica" – 5/5/2022 – Parte 2 - YouTube**. [*S. l.*], 2022a. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=LivoOrKfi1Y. Acesso em: 27 jul. 2022.

ANEEL. **ANEEL - Distribuição**. [*S. l.*], 2024a. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao/relatorios-distribuicao. Acesso em: 25 abr. 2024.

ANEEL. **Geração Distribuída — Português (Brasil)**. [*S. l.*], 2022b. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida. Acesso em: 16 jun. 2022.

ANEEL. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - PRODIST - MÓDULO 1 - GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DO PRODIST**. 2021a.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. Brasília, DF, Brazil., 2021b. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.098, DE 23 DE JULHO DE 2024**. Brasília, DF, Brasil., 2024b. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20241098.pdf.

ANTUNES, Neusa *et al.* **CUSTOS DE USO DA REDE E CONSTRUÇÃO DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA - METODOLOGIA E APLICAÇÃO**. 1 ed.ed. Rio de Janeiro:

Synergia Editora, 2022.

API - WIKIPEDIA. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/API. Acesso em: 30 ago. 2022.

ARNOULD, Jasmine; QUIROZ, Diana. **Energy communities in the EU - Opportunities and barriers to financing**. Amsterdam, The Netherlands: [*s. n.*], 2022. Disponível em: www.profundo.nl. .

ASMUS, Peter. **A Global Tour of Contrasting Microgrid and VPP Markets**. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://www.microgridknowledge.com/distributed-energy/article/11429151/a-global-tour-of-contrasting-microgrid-and-vpp-markets. Acesso em: 28 abr. 2024.

ASSOCIAÇÃO DOS AUDITORES FISCAIS DA RECEITA ESTADUAL E DOS FISCAIS DO TESOURO ESTADUAL DO ESTADO DO CEARÁ. **Sistema de Compensação de Energia ElétricaCartilha Auditece**. Fortaleza: [*s. n.*], 2022. Disponível em: https://www.auditece.org.br/sites/default/files/news/files/Cartilha Energia Solar - VIRTUAL - AUDITECE .pdf. .

AWS. **O que é uma API (interface de programação de aplicações)?**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://aws.amazon.com/pt/what-is/api/. Acesso em: 16 dez. 2024.

B3. **Brasil pode liderar mercado de carbono no mundo; previsão é que setor movimente US$ 50 bi até 2030**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://valor.globo.com/conteudo-de-marca/b3/financas-sustentaveis/noticia/2024/03/06/brasil-pode-liderar-mercado-de-carbono-no-mundo-previsao-e-que-setor-movimente-us-50-bi-ate-2030.ghtml. Acesso em: 12 jun. 2024.

BALDUCCI, Patrick J. *et al.* Assigning value to energy storage systems at multiple points in an electrical grid. **Energy and Environmental Science**, [*s. l.*], v. 11, n. 8, p. 1926–1944, 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **TESOURO DIRETO - PREÇOS E TAXAS DOS TÍTULOS IPCA, PRÉ E PÓS-FIXADOS**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm. Acesso em: 2 dez. 2024.

BANCO DO BRASIL - BB CRÉDITO ENERGIA RENOVÁVEL. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.bb.com.br/site/pra-voce/financiamentos/bb-credito-energia-renovavel/. Acesso em: 16 jun. 2024.

BAO, Nathan Jin. Domestic Content Requirements in the Renewable Energy Sector: What Policy Space Exists Under WTO Rules?. **SSRN Electronic Journal**, [*s. l.*], 2020.

BARROS, Fábio Chaves Duarte. **UM ESTUDO COMPARADO DE ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE CONDOMÍNIOS RESIDÊNCIAIS HORIZONTAIS E VERTICAIS**. 2021. 1–54 f. Monografia - UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN, Natal, RN, Brasil, 2021.

BAUER, Martin W.; GASKELL, George. **PESQUISA QUALITATIVA COM TEXTO, IMAGEM E SOM**. 7 ed.ed. Petrópolis, RJ: Editora Vozes Ltda., 2002.

BEHRENDT, Jamie. Microgrids and EU law: Three Microgrid models to solve one regulatory puzzle. **Energy Policy**, [*s. l.*], v. 177, n. April, p. 113483, 2023. Disponível em:

https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113483.

BEHRENDT, Jamie. **MICROGRIDS IN THE EU**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.microgrids-research.eu/. Acesso em: 26 abr. 2024.

BÉLAND, Daniel *et al.* Designing policy resilience: lessons from the Affordable Care Act. **Policy Sciences**, [*s. l.*], v. 53, n. 2, p. 269–289, 2020.

BELLIDO, Marlon Max H. *et al.* Maturity-based analysis of emerging technologies in the Brazilian Power Sector. **Journal of Cleaner Production**, [*s. l.*], v. 243, p. 118603, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118603.

BELLIDO, Marlon Max H. Microrredes Elétricas: Alternativa para um Futuro Mais Sustentável. *In*: PEREIRA JUNIOR, Amaro Olimpio (Organizador); GAMA, Jorge (org.). **FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA, REDES INTELIGENTES E OS CAMINHOS PARA UMA ECONOMIA CARBONO NEUTRA**. 1 ed.ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2021. p. 59–86.

BELLIDO, Marlon Max Huamaní. **MICRORREDES ELÉTRICAS: UMA PROPOSTA DE IMPLEMENTAÇÃO NO BRASIL**. 2018. Phd Thesis - Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

BENALCAZAR, Pablo; SUSKI, Adam; KAMINSKI, Jacek. The effects of capital and energy subsidies on the optimal design of microgrid systems. **Energies**, [*s. l.*], v. 13, n. 4, 2020.

BLASI, Thais M. *et al.* Evaluating a Microgrid Operation Through Real-Time Digital Twin Simulation. **2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, ISGT-LA 2023**, [*s. l.*], p. 65–69, 2023.

BLOG ADVENTO. **Porto Alegre possui mais de 14 mil condomínios**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://desentupidoraemportoalegre.com/porto-alegre-condominios/. Acesso em: 5 set. 2024.

BNDES. **BNDES - FUNDO CLIMA**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/fundo-clima. Acesso em: 16 jun. 2024.

BONELLI, Regis; VEIGA, Pedro da Motta; BRITO, Adriana Fernandes de. As políticas industriais e de comércio exterior no Brasil: rumos e indefinições. **Texto para Discussão - IPEA**, [*s. l.*], n. 527, p. 1–77, 1997. Disponível em: http://desafios2.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/TDs/td_0527.pdf.

BORGES, Paulo Victor de Souza. **Análise regulatória e econômica de microrredes elétricas no Brasil**. 2016. 1–137 f. - Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, [*s. l.*], 2016.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Estudos PDE 2032 - Micro e Minigeração Distribuída & Baterias**. Brasília, DF, Brazil.: Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2022.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor - Estudos do Plano**

Decenal de Expansão de Energia 2034. Brasília, DF, Brasil.: Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2024.

BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília, DF., Brazil: EPE, 2020.

BRASIL, Governo Federal -. **Governo zera imposto de importação de equipamentos de energia solar**. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://www.gov.br/pt-br/noticias/financas-impostos-e-gestao-publica/2020/07/governo-zera-imposto-de-importacao-de-equipamentos-de-energia-solar. Acesso em: 1 jul. 2024.

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. Import tariffs: the neutralization of the Dutch disease argument. **Brazilian Journal of Political Economy**, [*s. l.*], v. 43, n. 1, p. 299–303, 2023.

BROWN, Hillary. Infrastructural ecology as a planning paradigm: Two case studies. **International Journal of Sustainable Development and Planning**, [*s. l.*], v. 13, n. 2, p. 187–196, 2018.

BRUMMER, Vasco. Community energy – benefits and barriers: A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 94, n. November 2017, p. 187–196, 2018.

CAETANO, Rodrigo. **Energia solar: o importado é melhor que o nacional?**. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://exame.com/esg/energia-solar-o-importado-e-melhor-que-o-nacional/. Acesso em: 29 jun. 2024.

CÂMARA DOS DEPUTADOS - CONGRESSO NACIONAL DO BRASILEIRO. **Lei 14300/22 | Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2022/lei-14300-6-janeiro-2022-792217-norma-pl.html. Acesso em: 14 mar. 2023.

CÂMARA DOS DEPUTADOS - CONGRESSO NACIONAL DO BRASILEIRO. **PL 2148/2015**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=1548579. Acesso em: 12 jun. 2024.

CAMELLO, Indianara. **Análise da difusão de microrredes no brasil pelo método do modelo de bass**. 2021. 1–51 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, BR, 2021.

CANAL DA DW BRASIL. **A cidade alemã que se livrou da dependência energética russa**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=cQP107YXWRs. Acesso em: 1 maio 2024.

CARAZZA, Bruno. **Benefício bilionário semicondutor de ineficiência**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://valor.globo.com/politica/coluna/beneficio-bilionario-semicondutor-de-ineficiencia.ghtml. Acesso em: 29 jun. 2024.

CARDOSO, Marcos Vinícius Bragança; ROCHA, Jefferson Franco. Estudo de Viabilidade na Migração para o Mercado Livre de Energia. **Revista UNINGÁ**, [*s. l.*], v. 29, n. 1, p. 37–46, 2017.

CARREGOSA, Lais. **Oferta de energia cresce mais que consumo, e Brasil "joga fora" excesso; entenda**. [*S. l.*], 2024a. Disponível em: https://g1.globo.com/economia/noticia/2024/03/04/oferta-de-energia-cresce-mais-que-consumo-e-brasil-joga-fora-excesso-entenda.ghtml. Acesso em: 9 maio 2024.

CARREGOSA, Lais. **Subsídios serão 12,5% da conta de energia que a população pagará em 2024; saiba como funcionam**. [*S. l.*], 2024b. Disponível em: https://g1.globo.com/economia/noticia/2024/03/05/subsidios-serao-125percent-da-conta-de-energia-que-a-populacao-pagara-em-2024-saiba-como-funcionam.ghtml. Acesso em: 16 jun. 2024.

CASTRO, Marco Aurelio Lenzi. **Urban microgrids: benefits, challenges, and business models**. [*S. l.*]: INC, 2020. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-819521-5.00009-7.

CATARINA, Ana; OLIVEIRA, Silva; ALMEIDA, Vanilza Maria. O Mercado Brasileiro de Redução de Emissões e Crédito de Carbono : Desafios e Oportunidades Resumo. *In*: , 2023, Poços de Caldas. **20º Congresso Nacional de Meio Ambiente**. Poços de Caldas: [*s. n.*], 2023.

CAUSO, Aline. **Mecanismos Políticos para Promoção da Eficiência Energética e Geração Renovável em Edificações: um estudo de caso da Alemanha e aplicações para o Brasil**. 2013. 190 f. - UNICAMP, [*s. l.*], 2013.

CBC NEWS. **Northern Ontario First Nation hooked up to new solar grid to help offset diesel usage**. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://www.cbc.ca/news/canada/thunder-bay/gull-bay-solar-project-1.5249343. Acesso em: 30 abr. 2024.

CCEE - GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO. **Relatório do Grupo Temático Aprimoramento do MRE**. Brasília, DF. Brazil.: [*s. n.*], 2019.

CEEE DISTRIBUIDORA - GRUPO EQUATORIAL ENERGIA. **CEEE DISTRIBUIDORA - GRUPO EQUATORIAL ENERGIA - Tarifas e Custos**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://ceee.equatorialenergia.com.br/tarifas-e-custos. Acesso em: 5 set. 2024.

CES, Natália Pimentel Lado. **MODELAGEM E ANÁLISE EM ATP DO COMPORTAMENTO DA MICRORREDE DO CONDOMÍNIO RESIDENCIAL ALPHAVILLE-FORTALEZA**. 2018. 1–100 f. Tese de doutorado - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.gecco.2019.e00539%0Ahttps://doi.org/10.1016/j.foreco.2018.06.029%0Ahttp://www.cpsg.org/sites/cbsg.org/files/documents/Sunda Pangolin National Conservation Strategy and Action Plan %28LoRes%29.pdf%0Ahttps://doi.org/10.1016/j.forec.

CHARMAZ, Kathy. **Constructing Grounded Theory - A Practical Guide through Qualitative Analysis**. Londres, Inglaterra: SAFE Publications Ltd, 2006.

CHARTIER, Sabrina Lee *et al.* Microgrid Emergence, Integration, and Influence on the Future Energy Generation Equilibrium—A Review. **Electronics (Switzerland)**, [*s. l.*], v. 11, n. 5, 2022.

CHEAPER CHINESE SOLAR PANELS ARE NOT DUE TO LOW-COST LABOUR. [*S. l.*], 2013. Disponível em: https://www.rsc.org/news-events/articles/2013/09-september/cheaper-chinese-solar-panels-are-not-due-to-low-cost-labour/. Acesso em: 29 jun. 2024.

CIBILS, Juan Antonio Cuervo. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE UMA COOPERATIVA DE ENERGIA SOLAR NA CIDADE DO RIO DE JANEIRO**. 2017. 1–107 f. - UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO (UFRJ), Rio de Janeiro, 2017.

CLAVIJO, William *et al.* Impacts of the review of the Brazilian local content policy on the attractiveness of oil and gas projects. **The Journal of World Energy Law & Business**, [*s. l.*], n. September 2018, p. 1–15, 2019.

COHN, Lisa. **Self-Reliance Scorecard Lauds State Legislation Helping DERs and Microgrids Overcome Utility Barriers to Local Energy**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.microgridknowledge.com/microgrid-policy/article/55001144/self-reliance-scorecard-lauds-state-legislation-helping-ders-and-microgrids-overcome-utility-barriers-to-local-energy. Acesso em: 2 maio 2024.

COMMUNICATION, Litos Strategic. **THE SMART GRID: AN INTRODUCTIONThe Smart Grid and Electric Power Transmission**. [*S. l.: s. n.*], 2008. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_SG_Book_Single_Pages%281%29.pdf. .

CONGRESSO NACIONAL. **LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022 - LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022 - DOU - Imprensa Nacional**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821. Acesso em: 16 jun. 2022.

CONSELHO EUROPEU. **União da Energia**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/energy-union/. Acesso em: 11 jan. 2024.

CONSTANTINO, Gabriel *et al.* Adoption of photovoltaic systems along a sure path: A life-cycle assessment (LCA) study applied to the analysis of GHG emission impacts. **Energies**, [*s. l.*], v. 11, n. 10, 2018.

CORNELI, Steve; KIHM, Steve. Will distributed energy end the utility natural monopoly?. **Electricity Policy - Electricity Daily**, [*s. l.*], p. 9, 2016. Disponível em: https://emp.lbl.gov/sites/all/files/Corneli_29June2016.pdf.

CORNELI, Steve; KIHM, Steve; SCHWARTZ, Lisa. **Electric Industry Structure and Regulatory Responses in a High Distributed Energy Resources FutureLBNL, NRG, Seventhwave**. [*S. l.: s. n.*], 2015.

COUTO, Fábio. **Novo imposto para importação de placas solares já está em vigor no Brasil**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://valor.globo.com/empresas/noticia/2024/01/09/novo-imposto-placa-solar-2024.ghtml. Acesso em: 16 jun. 2024.

CRESWELL, John W. **Investigação Qualitativa e Projeto de Pesquisa**. 3º ed.ed. Porto Alegre: Penso, 2014.

CRESWELL, John W. **Projeto de Pesquisa - Métodos qualitativo, quantitativo e misto**. 2º Ed.ed. Thousand Oaks, Estados Unidos: ARTMED EDITORA S.A., 2007.

CYSNE, Karol Damasceno. **MICRORREDE INTELIGENTE: UM DESAFIO PARA O**

SETOR REGULATÓRIO BRASILEIRO. 2018. 1–98 f. Trabalho final de Conclusão de Curso - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.

DA SILVA, Ana Lúcia Rodrigues; HOLLANDA, Lavinia; KILEBER, Solange. **Tarifa Moderna**. 1 ed.ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2020.

DAHLMEIER, Uwe. **Empirical approach shows PV is getting cheaper than all the forecasters expect**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.pv-magazine.com/2023/12/05/empirical-approach-shows-pv-is-getting-cheaper-than-all-the-forecasters-expect/. Acesso em: 3 dez. 2024.

DANTAS, Guilherme *et al.* **Repensando as Tarifas do Setor de Distribuição de Energia Elétrica**. 1 ed.ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2020.

DARONCO, José Eduardo. **CAPEX e OPEX: o que é e quais as diferenças?**. [*S. l.*], 2018. Disponível em: https://www.suno.com.br/artigos/capex/. Acesso em: 30 ago. 2022.

DE ALMEIDA, Lucila *et al.* Peer-to-Peer Trading and Energy Community in the Electricity Market - Analysing the Literature on Law and Regulation and Looking Ahead to Future Challenges. **SSRN Electronic Journal**, [*s. l.*], n. April, 2021.

DE ATAIDE, Lucas *et al.* Caminhos para smart grids: análise global do ponto de vista científico e intelectual. **Espacios**, [*s. l.*], v. 42, n. 02, p. 155–166, 2021.

DE CARVALHO, Gustavo Dambiski Gomes *et al.* Bibliometrics and systematic reviews: A comparison between the Proknow-C and the Methodi Ordinatio. **Journal of Informetrics**, [*s. l.*], v. 14, n. 3, 2020.

DE NEGRI, Fernanda. **Política tributária e incentivo a tecnologias sustentáveis: o Brasil na contramão?**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www.ipea.gov.br/cts/pt/central-de-conteudo/artigos/artigos/309-politica-tributaria-e-incentivo-a-tecnologias-sustentaveis-o-brasil-na-contramao. Acesso em: 16 jun. 2024.

DE SÃO JOSÉ, Débora; FARIA, Pedro; VALE, Zita. Smart energy community: A systematic review with metanalysis. **Energy Strategy Reviews**, [*s. l.*], v. 36, 2021.

DE SOUZA, Antonio Carlos Zambroni; CASTILLA, Miguel. **Microgrids Design and Implementation**. Cham, Switzerland: Springer, 2019.

DEUTSCHE GENOSSENSCHAFTS- UND RAIFFEISENVERBAND (DGRV). **DGRV**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.dgrv.coop/. Acesso em: 22 mar. 2023.

DI CUNTO, Raphael. **Câmara permite importação de bateria usada para reciclagem e conclui aprovação do Mover**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://valor.globo.com/politica/noticia/2024/05/28/cmara-permite-importao-de-bateria-usada-para-reciclagem-e-conclui-aprovao-do-mover.ghtml. Acesso em: 1 jul. 2024.

DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY. **In focus: Energy communities to transform the EU's energy system**. Bruxelas, Bélgica, 2022. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/news/focus-energy-communities-transform-eus-energy-system-2022-12-13_en. Acesso em: 2 maio 2024.

DOLIVEIRA, Sergio Luis Dias *et al.* The evolution potential of photovoltaic energy: A comparative study between Brazil and Germany. **Environmental Progress and Sustainable Energy**, [*s. l.*], v. 41, n. 6, p. 6–8, 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **ANUÁRIO ESTATÍSTICO DE ENERGIA ELÉTRICA 2024**. Brasília, DF, Brasil.: [*s. n.*], 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Consumo Residencial de Energia Elétrica por Classes de Renda. [*s. l.*], p. 3–5, 2023. Disponível em: www.flaticon.com.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Micro e Minigeração Distribuída & Baterias - Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. **Ministério de Minas e Energia**, [*s. l.*], p. 1–20, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno MMGD Baterias - PDE 2030 Rev.pdf.

ENERGIA.COOP. **Energia Cooperativa**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www2.energia.coop/. Acesso em: 14 mar. 2023.

ENERGY, Homer. **HOMER ENERGY Website**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://homerenergy.com/. Acesso em: 10 set. 2024.

EPE. **Nota Técnica NT/EPE/DEA-005/2020 - Metodologia: Projeção Carga Horária**. Brasília, DF: [*s. n.*], 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão 2031**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2022.

ERICKSON, Andrew. **What Price Should You Expect for SCADA Systems and Maintenance?**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.dpstele.com/blog/scada-price-maintenance-cost.php. Acesso em: 5 dez. 2024.

EUROELECTRIC POWERING PEOPLE; EPRI. **The coming storm: Building electricity resilience to extreme weather**. [*S. l.: s. n.*], 2022. Disponível em: https://resilience.eurelectric.org/. .

EUROPEAN COMISSION. **Paris Agreement | Climate Action**. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en. Acesso em: 31 jul. 2020.

EUROPEAN COMISSSION. **Energy communities**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-communities_en. Acesso em: 20 dez. 2022.

EUROPEAN UNION. **European Commission – what it does | European Union**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://european-union.europa.eu/institutions-law-budget/institutions-and-bodies/institutions-and-bodies-profiles/european-commission_en. Acesso em: 1 mar. 2023.

EUROPEU, Parlamento. **Pacote da energia | 16-09-2015 | Atualidade | Parlamento Europeu**. [*S. l.*], 2015. Disponível em: https://www.europarl.europa.eu/news/pt/agenda/briefing/2015-09-16/3/pacote-da-energia. Acesso em: 2 mar. 2023.

F.G. REIS, Inês *et al.* Business models for energy communities: A review of key issues and trends. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 144, n. March, 2021.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, [*s. l.*], v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5357331. Acesso em: 19 set. 2016.

FARUQUI, Ahmad; BOURBONNAIS, Cecile. The Tariffs of Tomorrow. **IEEE power & energy magazine**, [*s. l.*], n. june, p. 18–25, 2020. Disponível em: https://magazine.ieee-pes.org/wp-content/uploads/sites/50/2020/05/PE_MayJun_Faruqui.pdf?utm_source=pes-pubs-2q2020&utm_medium=email&utm_campaign=2020-pespubs-general.

FECOOPAR - OCEPAR - SESCOOP/PR. **DGRV: Brasil é referência em cooperativas de energia renovável**. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://paranacooperativo.coop.br/ppc/index.php/sistema-ocepar/comunicacao/2011-12-07-11-06-29/ultimas-noticias/121424-dgrv-brasil-e-referencia-em-cooperativas-de-energia-renovavel. Acesso em: 22 mar. 2023.

FENG, Wei *et al.* A review of microgrid development in the United States – A decade of progress on policies, demonstrations, controls, and software tools. **Applied Energy**, [*s. l.*], v. 228, n. April, p. 1656–1668, 2018. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.096.

FERNANDO, Jason. **Capital Expenditure (CapEx) Definition, Formula, and Examples**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp. Acesso em: 30 ago. 2022.

FIALKA, John. **Why China Is Dominating the Solar Industry**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.scientificamerican.com/article/why-china-is-dominating-the-solar-industry/. Acesso em: 29 jun. 2024.

FILHO, Altino Ventura *et al.* **Geração Distribuída (ANE)**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=sXGz5zH5rxQ. Acesso em: 26 fev. 2024.

FILHO, Armando Silva. **Histórico da Regulação do Custo de Disponibilidade no Brasil**. [*S. l.: s. n.*], 2013.

FOX-PENNER, Peter. **Smart Power Anniversary Edition: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities**. 1. ed. Washington, DC: Island Press, 2010.

FRANCISQUINI, Aislan Antônio. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição**. 2006. 1–108 f. - UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA, [*s. l.*], 2006.

FVG. **Webinar | Medidores inteligentes e a modernização do SEB**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=fvNDHoamaTg. Acesso em: 10 out. 2024.

GENTLEMAN, Robert; TEMPLE LANG, Duncan. Statistical analyses and reproducible research. **Journal of Computational and Graphical Statistics**, [*s. l.*], v. 16, n. 1, p. 1–23, 2007.

GERLACH, Jana; ECKHOFF, Sarah; BREITNER, Michael H. Decision Support for Strategic Microgrid Design Integrating Governance, Business, Intelligence, Communication, and Physical Perspectives. **Sustainable Cities and Society**, [*s. l.*], p. 105672, 2024. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.scs.2024.105672.

GODOI, Maurício. **CNPE define diretrizes de MMGD quase dois anos após prazo**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/noticias/53278142/cnpe-define-diretrizes-de-mmgd-quase-dois-anos-apos-prazo. Acesso em: 29 maio 2024.

GOMES, Mário; COELHO, Paulo; FERNANDES, José. Electricity Markets and Their Implications. *In*: DE SOUZA, Antonio Carlos Zambroni; CASTILLA, Miguel (org.). **Microgrids Design and Implementation**. Cham, Suíça: Springer Nature Switzerland AG, 2019. p. 368–406.

GREENER. Análise do marco legal da geração distribuída: Lei 14.300 de 2022 e REN 1.059 de 2023. **Universidade Estadual Paulista**, [*s. l.*], p. 1–45, 2023. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/handle/11449/236058.

GREENER. **ESTUDO ESTRATÉGICO - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - MERCADO FOTOVOLTAICO (Referente ao 1º Semestre de 2024)**. [*S. l.: s. n.*], 2024.

GREENER; NEWCHARGE. **Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento**. [*S. l.: s. n.*], 2021.

GREER, Monica. **Electricity marginal cost pricing: applications in eliciting demand responses**. Waltham, Estados Unidos: Elsevier, 2012.

HAJI BASHI, Mazaher *et al.* A review and mapping exercise of energy community regulatory challenges in European member states based on a survey of collective energy actors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 172, n. October 2022, 2023.

HANSEN, Paula; BARNES, Jake; DARBY, Sarah. **Energy communities in different national settings - barriers, enablers and best practices**. Netherlands: [*s. n.*], 2020. Disponível em: https://lucris.lub.lu.se/ws/portalfiles/portal/193525419/NEWCOMERS_Deliverable_3.3._version_2.0_final.pdf. .

HAYLEY, Andrew. **China solar industry faces shakeout, but rock-bottom prices to persist**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.reuters.com/business/energy/china-solar-industry-faces-shakeout-rock-bottom-prices-persist-2024-04-03/. Acesso em: 29 jun. 2024.

HEDSTRÖM, Anna *et al.* Sanity Checks Revisited: An Exploration to Repair the Model Parameter Randomisation Test. [*s. l.*], p. 1–19, 2024. Disponível em: http://arxiv.org/abs/2401.06465.

HERNÁNDEZ-MORALES, AITOR. **Cities fight to keep the lights on in extreme weather events**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.politico.eu/article/europe-cities-fight-keep-lights-on-extreme-weather-climate-crisis-energy-blackout/. Acesso em: 30 abr. 2024.

HITCHENS, Kathy. **Canadian Government Invests in First Nation Microgrid Project**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.microgridknowledge.com/remote-and-island-microgrids/article/33011873/canadian-government-invests-in-first-nation-microgrid-project.

Acesso em: 30 abr. 2024.

HOCHSTETLER, Richard L; BORN, Paulo H. S. Community energy design models in Brazil: from niches to mainstream. *In*: LOEBBE, Sabine; SIOSHANSI, Fereidoon; ROBINSON, David (org.). **Energy Communities: Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing?** Londres, Inglaterra: ACADEMIC PRESS - Elsevier, 2022. p. 317–338.

HOCHSTETLER, Richard L; CHO, João D. In search of a tariff fit for the grid's edge revolution: Reflections from Brazil. *In*: SIOSHANSI, Fereidoon (org.). **The Future of Decentralized Electricity Distribution Networks**. Walnut Creek, EUA: Elsevier Inc., 2023. p. 417–455.

HOCHSTETLER, Richard L; MONTEIRO, Eduardo Muller. **Serviços Ancilares : auxiliares , mas**. Brasília, DF, Brasil.: [*s. n.*], 2022.

HOJI, Masakasu; CAROBINO, Carlos Henrique. TAXA DE JURO REAL NO BRASIL : ANÁLISE DE CURTO E LONGO PRAZOS. **REVISTA FIBINOVA**, [*s. l.*], v. II, 2022.

HUFBAUER, Gary Clyde; SCHOTT, Jeffrey J. **Local Content Requirements: A Global Problem**. [*S. l.: s. n.*], 2013. Disponível em: https://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=8e_rAQAAQBAJ&pgis=1.

HUI, Hongxun *et al.* 5G network-based Internet of Things for demand response in smart grid: A survey on application potential. **Applied Energy**, [*s. l.*], v. 257, n. August 2019, p. 113972, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113972.

HUNT, Sally. **Making Competition Work in Electricity**. New York, NY: John Wiley & Sons, 2002.

HURWICZ, L. **Optimality and Informational Efficiency in Resource Allocation Processes**. [*S. l.*]: Stanford University Press, 1960. (Reprint series). Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=p4fwtgAACAAJ.

IDEAL. **Instituto Ideal | Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.institutoidealbrasil.com.br/. Acesso em: 16 dez. 2024.

IEA. **Batteries and Secure Energy Transitions**. [*S. l.: s. n.*], 2024. Disponível em: https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions?utm_campaign=IEA+newsletters&utm_medium=Email&utm_source=SendGrid. .

IEA. **Electricity Grids and Secure Energy Transitions**. [*S. l.: s. n.*], 2023.

IEA. **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy SectorInternational Energy Agency**. [*S. l.: s. n.*], 2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050. .

IEA. **Net Zero by 2050 – Analysis - IEA**. [*S. l.*], 2022a. Disponível em: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050. Acesso em: 18 jul. 2022.

IEA. **Regulation (EU) 2018/1999 on the Governance of the Energy Union and Climate Action**. [*S. l.*], 2022b. Disponível em: https://www.iea.org/policies/11773-regulation-eu-20181999-on-the-governance-of-the-energy-union-and-climate-action. Acesso em: 21 mar.

2023.

IEA. Special Report on Solar PV Global Supply Chains. **Special Report on Solar PV Global Supply Chains**, [*s. l.*], 2022c.

ILSR. **Institute for Local Self-Reliance (ILSR) Website**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://ilsr.org/. Acesso em: 2 maio 2024.

IMPORTEX. **IMPOSTO DE IMPORTAÇÃO ZERADO PARA COMPONENTES ELETRÔNICOS**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://brasilimportex.com.br/imposto-de-importacao-zerado-para-componentes-eletronicos/. Acesso em: 21 jun. 2024.

INFOMONEY. **O que é Peer-to-Peer (P2P)? Entenda a relação dessa tecnologia com criptos**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www.infomoney.com.br/guias/peer-to-peer-p2p/. Acesso em: 21 mar. 2023.

INICIATIVA BRASILEIRA DE REPRODUTIBILIDADE. **Iniciativa Brasileira de Reprodutibilidade**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.reprodutibilidade.bio.br/. Acesso em: 2 dez. 2024.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Brazil Energy Frontiers 2023**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=6hwMm02R944. Acesso em: 4 maio 2024.

IYCHETTIRA, Kaveri K.; HAKVOORT, Rudi A.; LINARES, Pedro. Towards a comprehensive policy for electricity from renewable energy: An approach for policy design. **Energy Policy**, [*s. l.*], v. 106, n. August 2016, p. 169–182, 2017. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.051.

JANSSENS, Gert; ZACCOUR, Georges. Strategic price subsidies for new technologies. **Automatica**, [*s. l.*], v. 50, n. 8, p. 1999–2006, 2014. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.automatica.2014.05.017.

JESUS, F. D.; SILVA, J. F.; ROITMAN, T. Industrial policy and local content: Brazil's pre-salt area case. **OTC Brasil 2017**, [*s. l.*], n. October, p. 257–270, 2017.

JOHANSSON, Lars-Göran. **Philosophy of Science for Scientists**. [*S. l.: s. n.*], 2016.

JOSKOW, Paul L. Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: The US experience. **Oxford Review of Economic Policy**, [*s. l.*], v. 35, n. 2, p. 291–331, 2019.

KENNEDY, Ryan. **Solar microgrid community launched in California**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://pv-magazine-usa.com/2022/11/02/solar-microgrid-community-launched-in-california/. Acesso em: 15 maio 2024.

KENTON, Will. **Hurdle Rate: What It Is and How Businesses and Investors Use It**. [*S. l.*], 2024a. Disponível em: https://www.investopedia.com/terms/h/hurdlerate.asp. Acesso em: 2 dez. 2024.

KENTON, Will. **Operating Expense Definition**. [*S. l.*], 2024b. Disponível em: https://www.investopedia.com/terms/o/operating_expense.asp. Acesso em: 16 dez. 2024.

KLEMPERER, Paul. A Survey of Auction Theory. **Auctions: theory and practice**, [*s. l.*], p. 9–61, 2004.

KLING, Arnold S. **Competition and Market Structures (Industrial Organization)**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.econlib.org/library/Topics/Details/competitionmarketstructures.html. Acesso em: 15 jul. 2024.

KNUPP, Thayana Gimenes *et al.* Impact of distributed energy resources on power quality : Brazilian scenario analysis. **Electric Power Systems Research**, [*s. l.*], v. 211, n. June, p. 1–12, 2022.

KOLESAR, Mark. Energy communities: a North American perspective. *In*: LOEBBE, Sabine; SIOSHANSI, Fereidoon; ROBINSON, David (org.). **Energy Communities: Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing?** Londres, Inglaterra: ACADEMIC PRESS - Elsevier, 2022. p. 107–130.

KOLTUNOV, Maksym *et al.* Mapping of Energy Communities in Europe: Status Quo and Review of Existing Classifications. **Sustainability (Switzerland)**, [*s. l.*], v. 15, n. 10, 2023.

KRILL, Paul. **Python stretches lead in language popularity index**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.infoworld.com/article/2336419/python-stretches-lead-in-language-popularity-index.html. Acesso em: 2 dez. 2024.

KRISHNA, Vijay. **Auction Theory**. 2 ed.ed. Londres, Inglaterra: Elsevier, 2014.

KROPOSKI, Benjamin *et al.* Making microgrids work. **IEEE Power and Energy Magazine**, [*s. l.*], v. 6, n. 3, p. 40–53, 2008. Disponível em: http://ieeexplore.ieee.org/document/4505826/. Acesso em: 28 set. 2016.

KWASINSKI, Alexis; WEAVER, Wayne; BALOG, Robert S. **Microgrids and other local area power and energy systems**. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2016.

LANGER, Ashley; LEMOINE, Derek. **DESIGNING DYNAMIC SUBSIDIES TO SPUR ADOPTION OF NEW TECHNOLOGIES**. Cambridge, MA, USA: [*s. n.*], 2018. Disponível em: https://www.nber.org/system/files/working_papers/w24310/w24310.pdf. .

LASSETER, R H. MicroGrids. **IEEE Power Engineering Society winter Meeting**, [*s. l.*], p. 305–308, 2002.

LEE, Kevin *et al.* **The Role of Innovation in the Electric Utility SectorDoe Osti.Gov**. Berkeley, CA, Estados Unidos: [*s. n.*], 2022. Disponível em: https://worldwidescience.org/wws/desktop/en/service/link/track?redirectUrl=https%3A%2F%2Fwww.osti.gov%2Fbiblio%2F1864544&collectionCode=WWS-SCITECH&searchId=55883c3a-2376-4445-b361-727e04a4cab9&type=RESULT&signature=58c5431de05066b8539090c9341fd2b0bffebfe. .

LEMENE MICROGRID PROJECT - FINLAND. [*S. l.*], 2021. Disponível em: https://www.power-technology.com/marketdata/lemene-microgrid-project-finland/?cf-view. Acesso em: 1 maio 2024.

LEONID, Hurwicz; REITER, Stanley. **Designing Economic Mechanisms**. Cambridge, UK:

Cambridge University Press, 2006.

LEVIN, Jonathan. **Auction Theory**. [*S. l.*], 2004. Disponível em: https://web.stanford.edu/~jdlevin/Econ 286/Auctions.pdf. Acesso em: 17 jul. 2024.

LILIENTHAL, Peter. **The Story of Microgrids: A Historical Perspective**. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=XZyerTpdZbM. Acesso em: 4 dez. 2024.

LIMA, Angélica Duarte; KRENZINGER, Arno. ESTIMATIVA DO POTENCIAL DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL PARA BAIRROS DE PORTO ALEGRE. *In*: , 2020, Fortaleza. **VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020**. Fortaleza: [*s. n.*], 2020. p. 1–8.

LIN, Yanling; WANG, Jianhui. Realizing the Transactive Energy Future with Local Energy Market: an Overview. **Current Sustainable/Renewable Energy Reports**, [*s. l.*], v. 9, n. 1, p. 1–14, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.1007/s40518-021-00198-0.

LINDSAY FUNICELLO, Paul. **Navigant Research Has Identified 4,475 Microgrid Projects Representing Nearly 27 GW of Planned and Installed Power Capacity Globally Through 2Q 2019**. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://www.businesswire.com/news/home/20190716005252/en/Navigant-Research-Has-Identified-4475-Microgrid-Projects-Representing-Nearly-27-GW-of-Planned-and-Installed-Power-Capacity-Globally-Through-2Q-2019. Acesso em: 29 abr. 2024.

LOEBBE, Sabine; SIOSHANSI, Fereidoon; ROBINSON, David. **Energy Communities: customer-centered, market-driven, welfare-enhancing?** Londres, Inglaterra: Elsevier, 2022.

LOPES, Fernando. Electricity markets and intelligent agents part I: Market architecture and structure. *In*: STUDIES IN SYSTEMS, DECISION AND CONTROL. Cham, Switzerland: Springer International Publishing, 2018. v. 144, p. 23–48.

LOPES, Bruno Marciano; DOS SANTOS, Davi Faúla; UTURBEY, Wadaed. ANÁLISE DA VIABILIDADE DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE BATERIAS E FOTOVOLTAICOS EM UM CONSUMIDOR DE MÉDIA TENSÃO NO BRASIL. *In*: , 2022, Florianópolis, BR. **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar - Florianópolis, 2022**. Florianópolis, BR: [*s. n.*], 2022. p. 1–10.

LOWITZSCH, J.; HOICKA, C. E.; VAN TULDER, F. J. Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future?. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 122, n. October 2019, p. 109489, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489.

LUAN, Ranran; LIN, Boqiang. Positive or negative? Study on the impact of government subsidy on the business performance of China's solar photovoltaic industry. **Renewable Energy**, [*s. l.*], v. 189, p. 1145–1153, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.03.082.

MACHADO, Mariana *et al.* Recent Research and Development of Microgrids in Parana. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, [*s. l.*], v. 64, p. 1–15, 2021.

MACIEL, Joylan Nunes; LEDESMA, Jorge Javier Gimenez; ANDO JUNIOR, Oswaldo Hideo. Forecasting Solar Power Output Generation: A Systematic Review with the Proknow-C. **IEEE**

Latin America Transactions, [*s. l.*], v. 100, n. No. 1e (2020): Early Access, 2020.

MAESTRI, Cláudia Olímpia Neves Mamede; ANDRADE, Maria Elisabeth Moreira Carvalho. Priorities for tariff compensation of distributed electricity generation in Brazil. **Utilities Policy**, [*s. l.*], v. 76, n. March, 2022.

MAIA, Camila. **Café na Mega - Bate-papo com o diretor na Aneel Fernando Mosna**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.youtube.com/watch?v=o2C2Zd1FTVA. Acesso em: 28 maio 2024.

MALAR, João Pedro; SOUZA, Cleber. **Linhas de crédito ajudam a custear energia solar residencial, mas exigem atenção**. [*S. l.*], 2021. Disponível em: https://www.cnnbrasil.com.br/economia/linhas-de-credito-ajudam-a-custear-energia-solar-residencial-mas-exigem-atencao/. Acesso em: 16 jun. 2024.

MARAPODI, Matheus. **O MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO NO BRASIL**. Niterói: [*s. n.*], 2017.

MARKS-MARINO, D. **Blue Lake Rancheria - Project Fact Sheet**. Irvine, Estados Unidos: [*s. n.*], 2018.

MARRARA, Cristiane Peixoto de Oliveira. **Ambiente de Contratação Livre**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2021.

MARTINI, Paul De; KRISTOV, Lorenzo. **Distribution systems in a high distributed resoures future: planning, market design, operation and oversightFuture Electric Utility Regulation Group**. Berkeley, CA: BERKELEY LAB, 2015. Disponível em: https://emp.lbl.gov/sites/all/files/FEUR_2 distribution systems 20151023.pdf. .

MARTINS, Lucas. **Combo Energético Sustentável: o caso do assentamento Celso Lúcio Moreira da Silva comunidade Carinhosa**. 2020. 1–132 f. Dissertação de Mestrado - UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA, Uberlândia, 2020. Disponível em: https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/31001.

MARTINS, Marcos Aurélio Izumida. **Implantação De Microrredes Inteligentes: Contribuição Aos Aspectos Regulatórios**. 2020. 1–115 f. Doutorado - Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis, BR, 2020.

MARTINS, F. R. *et al.* Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. **Energy Policy**, [*s. l.*], v. 36, n. 8, p. 2853–2864, 2008.

MARTINS, Marcos Aurelio Izumida; FERNANDES, Rubipiara; HELDWEIN, Marcelo Lobo. Proposals for Regulatory Framework Modifications for Microgrid Insertion-The Brazil Use Case. **IEEE Access**, [*s. l.*], v. 8, p. 94852–94870, 2020.

MASTERSON, Victoria. **What are microgrids – and how can they help with power cuts?**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www.weforum.org/agenda/2022/05/what-are-microgrids-renewable-power/. Acesso em: 29 abr. 2024.

MAUGER, Romain. Defining microgrids: from technology to law. **Journal of Energy and Natural Resources Law**, [*s. l.*], v. 0, n. 0, p. 1–18, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.1080/02646811.2022.2124742.

MAUGER, Romain; ROGGENKAMP, Martha. **SMILE Smart Island Energy Systems - Developing Microgrids in the EU**. [*S. l.*]: EUROPEAN COMMISSION, 2021.

MAYER, Fernando. **Pesquisa Reprodutível - Fundamentos e Ferramentas**. Curitiba, Paraná, 2019. Disponível em: http://leg.ufpr.br/~fernandomayer/pesqrep/#1. Acesso em: 2 dez. 2024.

MAYO, Roberto. **Mercados de Eletricidade**. 2. ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2021.

MCCOY, Maria. **The 2024 Community Power Scorecard**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://ilsr.org/2024-community-power-scorecard/. Acesso em: 2 maio 2024.

MCGRAW-HILL DICTIONARY OF ENGINEERING. 5 ed.ed. Nova York, Estados Unidos: McGraw-Hill, 1997.

MICROSOFT MSDN. **Guidelines for Smoke Testing**. [*S. l.*], 2007. Disponível em: https://learn.microsoft.com/en-us/previous-versions/ms182613(v=vs.80)?redirectedfrom=MSDN. Acesso em: 17 jul. 2024.

MILGROM, P. **The Promise and Problems of (Auction) Market Design**. [*S. l.: s. n.*], 2009. Disponível em: https://web.archive.org/web/20140220221421/http://www.econ.northwestern.edu/seminars/Nemmers09/milgrom-presentation.pdf.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, Tecnologia e Inovação - Governo Federal do Brasil. **Decreto inclui insumos fotovoltaicos no Padis, que valerá até 2026**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/noticias/2023/03/decreto-inclui-insumos-fotovoltaicos-no-padis-que-valera-ate-2026. Acesso em: 1 jul. 2024.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, Tecnologia e Inovação - Governo Federal do Brasil. **Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/padis. Acesso em: 1 jul. 2024.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, Comércio e Serviços. **Mover: Programa de Mobilidade Verde é lançado**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2023/12/mover-novo-programa-amplia-acoes-para-mobilidade-verde-e-descarbonizacao. Acesso em: 1 jul. 2024.

MME. **Consulta Pública nº 129 de 23/06/2022- Proposta Conceitual para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída - MMGD**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_consultapublicammeportlet_WAR_. Acesso em: 27 nov. 2024.

MME. **Fator de emissão de CO2 na geração de energia elétrica no Brasil em 2023 é o menor em 12 anos**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/noticias/2024/02/fator-de-emissao-de-co2-na-geracao-de-energia-eletrica-no-brasil-em-2023-e-o-menor-em-12-anos. Acesso em: 4 dez. 2024.

MOHAN, Vivek *et al.* Realistic energy commitments in peer-to-peer transactive market with

risk adjusted prosumer welfare maximization. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, [*s. l.*], v. 124, n. Jan 2021, p. 11, 2021. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106377.

MONACHESI, Fabio. **Macro growth with microgrids**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www.power-grid.com/der-grid-edge/macro-growth-with-microgrids/#gref. Acesso em: 3 maio 2024.

MONTOYA, Michael *et al.* Islands in the Storm: Integrating microgrids into the larger grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, [*s. l.*], v. 11, n. 4, p. 33–39, 2013.

MUNDOCOOP. **Panorama traça perfil das cooperativas de geração distribuída no Brasil**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://mundocoop.com.br/destaque/panorama-traca-perfil-das-cooperativas-de-geracao-distribuida-no-brasil/. Acesso em: 14 mar. 2023.

NEVES, Lívia. **Fabricação de baterias de lítio no Brasil pode ser incentivada com nova política**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.pv-magazine-brasil.com/2024/02/23/fabricacao-de-baterias-de-litio-no-brasil-pode-ser-incentivada-com-nova-politica/. Acesso em: 1 jul. 2024.

NEVES, Lívia. **O que muda com o Novo Marco Legal de Geração Distribuída?**. [*S. l.*], 2022.

NEWBURGER, Emma. **Climate change could cost U.S. $2 trillion a year by 2100: White House**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www.cnbc.com/2022/04/04/climate-change-could-cost-us-2-trillion-each-year-by-2100-omb.html. Acesso em: 18 jul. 2022.

NEWNAN, Donald G; ESCHENBACH, Ted G.; LAVELLE, Jerome P. **Engineering Economics Analysis**. 11 ed.ed. Nova York, Estados Unidos: OXFORD UNIVERSITY PRESS, 2012.

NOSRATABADI, Seyyed Mostafa; HOOSHMAND, Rahmat Allah; GHOLIPOUR, Eskandar. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 67, p. 341–363, 2017. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.025.

NOUICER, Athir *et al.* **The EU clean energy package (ed. 2020)**. Fiesole, Itália: European University Institute, 2020. Disponível em: https://cadmus.eui.eu/handle/1814/68899. .

NREL. **Annual Technology Baseline - Commercial PV 2024**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial_pv. Acesso em: 3 dez. 2024.

NREL. **Back to Basics: Unraveling How Distributed Generation is Compensated and Why It's Important**. [*S. l.*], 2017. Disponível em: https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/back-to-basics-unraveling-how-distributed-generation-is-compensated-and-why-its-important.html. Acesso em: 16 dez. 2024.

NREL. **HOMER: The Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (NREL/CP-462-7843)**. Washington, D.C, Estados Unidos: [*s. n.*], 1995. Disponível em: https://research-hub.nrel.gov/en/publications/homer-the-hybrid-optimization-model-for-electric-renewables. .

OCB. **Sistema Organização das Cooperativas Brasileiras - OCB**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.somoscooperativismo.coop.br/ocb. Acesso em: 22 mar. 2023.

OLADOKUN, V. O.; ASEMOTA, O. C. Unit cost of electricity in Nigeria: A cost model for captive diesel powered generating system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 52, p. 35–40, 2015. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115006759.

OLIVARES, Daniel E. *et al.* Trends in microgrid control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [*s. l.*], v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.

OLIVEIRA, Adilson de; SALOMÃO, Luiz Alfredo. **Setor Elétrico Brasileiro: Estado e Mercado**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2017.

ONS. **Sistemas Isolados**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados. Acesso em: 25 abr. 2024.

ONSTAD, Eric. **Tumble in storage battery costs to boost shift to renewables, says IEA**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.reuters.com/business/energy/tumble-storage-battery-costs-boost-shift-renewables-says-iea-2024-04-25/?utm_campaign=IEA+newsletters&utm_medium=Email&utm_source=SendGrid. Acesso em: 29 abr. 2024.

PAGANI, Regina Negri; KOVALESKI, João Luiz; RESENDE, Luis Mauricio. Methodi Ordinatio: a proposed methodology to select and rank relevant scientific papers encompassing the impact factor, number of citation, and year of publication. **Scientometrics**, [*s. l.*], v. 105, n. 3, p. 2109–2135, 2015.

PALENSKY, Peter; KUPZOG, Friederich. **Smart GridsAnnual Review of Environment and Resources**. Vienna, Austria: [*s. n.*], 2013.

PARKER, Geoffrey; VAN ALSTYNE, Marshall; CHOUDARY, Sangeet Paul. **Platform revolution : how networked markets are transforming the economy and how to make them work for you**. Nova York, Estados Unidos: W. W. Norton & Company, Inc., 2016.

PARRISH, Bryony *et al.* A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response. **Energy Policy**, [*s. l.*], v. 138, n. December 2019, p. 1–11, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111221.

PECENAK, Zachary K. *et al.* The impact of project financing in optimizing microgrid design. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, [*s. l.*], v. 12, n. 6, 2020.

PEETERS, Leen *et al.* Economies of Energy Communities: Review of electricity tariffs and business models. [*s. l.*], p. 1–44, 2021. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/bridge_tf_energy_communities_report_2020-2021.pdf.

PENG, Roger D. Reproducible research in computational science. **Science**, [*s. l.*], v. 334, n. 6060, p. 1226–1227, 2011.

PEREIRA JUNIOR, Amaro Olimpio (Organizador). **Fontes renováveis de energia, redes inteligentes e os caminhos para uma economica carbono neutra**. Rio de Janeiro: Synergia

Editora, 2021.

PIMENTEL, Joao Felipe *et al.* A large-scale study about quality and reproducibility of jupyter notebooks. **IEEE International Working Conference on Mining Software Repositories**, [*s. l.*], v. 2019-May, p. 507–517, 2019.

PLENTZ, Gabriela. **Centro Histórico de Porto Alegre ainda tem prédios sem luz**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://gauchazh.clicrbs.com.br/porto-alegre/noticia/2024/05/centro-historico-de-porto-alegre-ainda-tem-predios-sem-luz-clwtjoxsj000k013upmcp1e9h.html. Acesso em: 10 set. 2024.

PODER360. **Governo zera imposto de importação de peças de informática**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.poder360.com.br/governo/governo-zera-imposto-de-importacao-de-pecas-de-informatica/. Acesso em: 21 jun. 2024.

POLISELI, Luana. **Filosofia da Ciência II - Série Investigação Filosófica**. Pelotas, RS: Editora UFPEL, 2021.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA/CÂMARA DE COMÉRCIO EXTERIOR/COMITÊ-EXECUTIVO DE GESTÃO. **RESOLUÇÃO GECEX Nº 521, DE 22 DE SETEMBRO DE 2023**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-gecex-n-521-de-22-de-setembro-de-2023-511769126. Acesso em: 21 jun. 2024.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA/CÂMARA DE COMÉRCIO EXTERIOR. **RESOLUÇÃO GECEX Nº 565, DE 19 DE FEVEREIRO DE 2024**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-gecex-n-565-de-19-de-fevereiro-de-2024-543726838. Acesso em: 21 jun. 2024.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **DESPACHO DO PRESIDENTE DA REPÚBLICA - RESOLUÇÃO Nº 2, DE 22 DE ABRIL DE 2024**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-558200166. Acesso em: 7 maio 2024.

PRESIDÊNCIA DA REPÚLICA - BRASIL. **LEI Nº 11.795, DE 8 DE OUTUBRO DE 2008.** [*S. l.*], 2008. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/lei/l11795.htm. Acesso em: 13 mar. 2023.

PREX PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS LTDA. **Mercado Livre de Energia Elétrica**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.mercadolivredeenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/. Acesso em: 10 set. 2024.

PROGRAMMING HISTORIAN WEBSITE. **Introdução ao Jupyter Notebook**. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://programminghistorian.org/pt/licoes/introducao-jupyter-notebooks#:~:text=O nome Jupyter é uma,js. Acesso em: 2 dez. 2024.

PROJECT JUPYTER. **Jupyter Website - Free software, open standards, and web services for interactive computing across all programming languages**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://jupyter.org/about. Acesso em: 2 dez. 2024.

RAMOS, Dorel Soares *et al.* New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 117, n. October 2019, p. 109468, 2020. Disponível em:

https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109468.

RAY, Subhash C *et al*. Handbook of Production Economics. **Handbook of Production Economics**, [*s. l.*], v. 1, p. 1–48, 2020.

REDAÇÃO. **Brasil ficou para trás na adoção do smart grid**. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://telesintese.com.br/brasil-ficou-para-tras-na-adocao-do-smart-grid/. Acesso em: 9 jul. 2024.

REGULATORY ASPECTS OF SELF- CONSUMPTION AND ENERGY COMMUNITIES CEER REPORT. . Brussels, Belgium: CEER, 2019. Disponível em: https://www.ceer.eu/documents/104400/6509669/C18-CRM9_DS7-05-03_Report+on+Regulatory+Aspects+of+Self-Consumption+and+Energy+Communities_final/8ee38e61-a802-bd6f-db27-4fb61aa6eb6a?version=1.1. .

RESCOOP. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://www.rescoop.eu/. Acesso em: 19 jun. 2022.

REVOLUSOLAR. **REVOLUSOLAR BABILÔNIA E CHAPÉU MANGUEIRA**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://revolusolar.org.br/babilonia-e-chapeu-mangueira/. Acesso em: 14 mar. 2023.

RIBEIRO, Janaína. **Mercado de bilhões: como o crédito de carbono movimenta economias no mundo**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://investnews.com.br/infograficos/mercado-de-carbono-como-funciona/#:~:text=O Brasil no mercado de carbono&text=Atualmente%2C o país concentra 15,da Amazônia%2C segundo a McKinsey. Acesso em: 10 set. 2023.

ROCKMANN, Roberto; MATTOS, Lúcio. **Curto-circuito: Quando o Brasil quase ficou às escuras**. [*S. l.: s. n.*], 2021. Disponível em: https://www.amazon.com.br/Curto-circuito-Quando-Brasil-quase-escuras/dp/6500219457/ref=tmm_pap_swatch_0?_encoding=UTF8&qid=1655754491&sr=8-6.

RODRIGUES, Robson. **Sobreoferta de energia derruba preços e pode inviabilizar projetos**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/06/12/sobreoferta-de-energia-derruba-precos-e-pode-inviabilizar-projetos.ghtml. Acesso em: 16 jun. 2024.

ROOSA, Stephen A. **Fundamentals of Microgrids**. Boca Raton, EUA: CRC Press, 2021.

ROSSETTO, Nicolò; VERDE, Stefano F.; BAUWENS, Thomas. A taxonomy of energy communities in liberalized energy systems. *In*: LOEBBE, Sabine; SIOSHANSI, Fereidoon; ROBINSON, David (org.). **Energy Communities: Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing?** Londres, Inglaterra: ACADEMIC PRESS - Elsevier, 2022. p. 3–23.

S., Thomas Mini; MCDONALD, John D. **Power System SCADA and Smart Grids**. Boca Raton, EUA: CRC Press, 2015.

SAMMI, Rabia; MASOOD, Iram; JABEEN, Shunaila. A framework to assure the quality of sanity check process. **Communications in Computer and Information Science**, [*s. l.*], v. 181 CCIS, n. PART 3, p. 143–150, 2011.

SANDERSON, Benjamin M.; O'NEILL, Brian C. Assessing the costs of historical inaction on

climate change. **Scientific Reports**, [*s. l.*], v. 10, n. 1, 2020.

SANITY CHECK. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Sanity_check. Acesso em: 17 jul. 2024.

SANTANA, Edvaldo. **Flexibilidade e coopetição elétrica**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://valor.globo.com/opiniao/coluna/flexibilidade-e-coopeticao-eletrica.ghtml. Acesso em: 22 jun. 2024.

SANTOS, Felipe Crestani Dos *et al.* Aspects of the Implementation of a Pilot Microgrid in a Rural Brazilian Distribution System. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, [*s. l.*], v. 2023-July, p. 5–9, 2023.

SANTOS, André Quites Ordovás *et al.* Electricity Market in Brazil: A Critical Review on the Ongoing Reform. **Energies**, [*s. l.*], v. 14, n. 10, 2021. Disponível em: https://www.mdpi.com/1996-1073/14/10/2873.

SANTOS, André Quites Ordovás. **Gerenciamento ótimo de energia em microrredes**. 2018. 112 f. - UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANA, Foz do Iguaçu, 2018. Disponível em: http://tede.unioeste.br/handle/tede/4118.

SANTOS, Thiago G. **O que é o Google Colaboratory?**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.alura.com.br/artigos/google-colab-o-que-e-e-como-usar. Acesso em: 2 dez. 2024.

SANTOS, Luiza H.S. *et al.* Power Smoothing in Condominium Microgrids ConGRID case study. **2023 15th Seminar on Power Electronics and Control, SEPOC 2023**, [*s. l.*], 2023.

SCHNEIDERS, Alexandra; FELL, Michael J.; NOLDEN, Colin. Peer-to-peer electricity trading and the sharing economy: social, markets and regulatory perspectives. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy**, [*s. l.*], v. 17, n. 1, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.1080/15567249.2022.2050849.

SCHOONSCHIP COMMUNITY WEBSITE. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://schoonschipamsterdam.org/en/#site_header. Acesso em: 1 maio 2024.

SECOVI - SINDICATO DE HABITAÇÃO. Website do SECOVI RS - Panoramas do Mercado Imobiliário (Edições Anteriores). [*s. l.*], 2016. Disponível em: https://www.secovirsagademi.com.br/panorama_do_mercado_imobiliario/36.

SHAHINZADEH, Hossein. IoT Architecture for Smart Grids. [*s. l.*], 2020.

SILVA, Adriana Fonteles. **Crédito De Carbono No Contexto Brasileiro: Aspectos Fiscais**. 2024. 1–105 f. Mestrado - UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ, Fortaleza, 2024.

SILVA, Fabrício. **Créditos de Carbono: O Mercado Global Passo a Passo**. [*S. l.: s. n.*], 2023.

SIOSHANSI, Fereidoon. The Future of Decentralized Electricity Distribution Networks. **The Future of Decentralized Electricity Distribution Networks**, [*s. l.*], p. 1–483, 2023.

SOUSA, Joana; SOARES, Isabel. Demand response, market design and risk: A literature review. **Utilities Policy**, [*s. l.*], v. 66, n. February, p. 101083, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101083.

SPADONI, Pedro. **Governo zera imposto para importar componentes para IA**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://olhardigital.com.br/2024/02/20/pro/governo-zera-imposto-para-importar-componentes-para-ia/. Acesso em: 2 jul. 2024.

STEELE, Paulo; SOUSA, Helder. **CCC com menos diesel e mais baterias: quais serão os efeitos para o consumidor?**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://static.poder360.com.br/2023/08/CCC-estudo-projecao-TR-solucoes.pdf. Acesso em: 25 abr. 2024.

STIUBIENER, Uri; FUSER, Igor; DE FREITAS, Adriano Gomes. Créditos de carbono - Uma Sugestão das COP para reduzir emissões de GEE para alcançar Net-Zero. **2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2023 - Proceedings**, [*s. l.*], p. 1700–1707, 2023.

STOFT, Steven. **Power System Economics Designing Markets for Electricity**. [*S. l.*]: IEEE Press & WILEY-INTERSCIENCE, 2002-. ISSN 20500416.v. 79

SWENS, Job; DIESTELMEIER, Lea. Developing a legal framework for energy communities beyond energy law. *In*: LOEBBE, Sabine; SIOSHANSI, Fereidoon; ROBINSON, David (org.). **Energy Communities: Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing?** Londres, Inglaterra: ACADEMIC PRESS - Elsevier, 2022. p. 59–71.

TERRELL, Isabel. **Microgrids: An idea whose time has come?**. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://www.cbc.ca/news/science/what-on-earth-newsletter-microgrids-green-energy-1.5437568#:~:text=There are nearly 300 remote,entities to create greener options. Acesso em: 30 abr. 2024.

THE EUROPEAN GREEN DEAL. [*S. l.*], 2019. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_19_6691. Acesso em: 8 fev. 2023.

TOLMASQUIM, Maurício; FILHO, Marciano Morozowski. **Recursos Energéticos Distribuídos e suas Potencialidades**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2018.

TOOGE, Rikardy. **Eólicas enfrentam 'vento contrário' para avançar**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.infomoney.com.br/business/eolicas-enfrentam-vento-contrario-para-avancar/. Acesso em: 1 jul. 2024.

TRIVEDI, Rohit *et al.* Community-Based Microgrids: Literature Review and Pathways to Decarbonise the Local Electricity Network. **Energies**, [*s. l.*], v. 15, n. 3, 2022.

UECKERDT, Falko *et al.* System LCOE: What are the costs of variable renewables?. **Energy**, [*s. l.*], v. 63, p. 61–75, 2013.

UL SOLUTIONS WEBSITE. **UL Acquires HOMER Energy**. [*S. l.*], 2024.

VERNAY, Anne Lorène; SEBI, Carine; ARROYO, Fabrice. Energy community business models and their impact on the energy transition: Lessons learnt from France. **Energy Policy**, [*s. l.*], v. 175, n. May 2022, 2023.

VIDAL, Eliabe; DONIN, Erika. **Lei nº 14.300/22 e consórcio de energia elétrica | Legislação | Valor Econômico**. [*S. l.*], 2022. Disponível em: https://valor.globo.com/legislacao/noticia/2022/03/09/lei-no-14-300-22-e-consorcio-de-

energia-eletrica.ghtml. Acesso em: 16 jun. 2022.

VILLANUEVA, Bernardo de Almeida; CATAPAN, Anderson; LOUSADA, Sérgio António Neves. Cooperativas de energia no Brasil: um referencial teórico para a transição energética. **Delos: Desarrollo Local Sostenible**, [*s. l.*], v. 16, n. 50, p. 4061–4083, 2023.

WAECHTER, Katy *et al.* **Technical Potential and Meaningful Benefits of Community Solar in the United States**. Denver, EUA: [*s. n.*], 2024. Disponível em: https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87524.pdf. .

WALLSGROVE, Richard *et al.* The Emerging Potential of Microgrids in the Transition to 100% Renewable Energy Systems. **Energies**, [*s. l.*], p. 1–28, 2021.

WARNERYD, Martin; HÅKANSSON, Maria; KARLTORP, Kersti. Unpacking the complexity of community microgrids: A review of institutions' roles for development of microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [*s. l.*], v. 121, n. December 2019, p. 109690, 2020. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109690.

WIKIPEDIA. **Market design**. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://en.wikipedia.org/wiki/Market_design. Acesso em: 1 dez. 2024.

WILLIAMSON, R. Bruce. Energy communities: a U.S. regulatory perspective. *In*: LOEBBE, Sabine; SIOSHANSI, Fereidoon; ROBINSON, David (org.). **Energy Communities: Customer-Centered, Market-Driven, Welfare-Enhancing?** Londres, Inglaterra: ACADEMIC PRESS - Elsevier, 2022. p. 43–57.

WOLF, Gene. **Microgridation Is Changing The Power Grid**. [*S. l.*], 2023. Disponível em: https://www.tdworld.com/distributed-energy-resources/article/21271684/microgridation-is-changing-the-power-grid. Acesso em: 30 abr. 2024.

WOOD, Elisa. **North America Now Top Microgrid Market due to Installations by Businesses**. [*S. l.*], 2020. Disponível em: https://www.microgridknowledge.com/editors-choice/article/11428971/north-america-now-top-microgrid-market-due-to-installations-by-businesses. Acesso em: 29 abr. 2024.

WRIGHT, Kathryn; HANLEY, Will. **RESILIENT SOLAR CASE STUDY: The Marcus Garvey Apartments Microgrid**. Nova York, Estados Unidos: City University of New York Smart DG Hub, 2017. Disponível em: https://nysolarmap.com/media/1844/marcus-garvey_casestudy_917.pdf. .

WU, Ying *et al.* Towards collective energy Community: Potential roles of microgrid and blockchain to go beyond P2P energy trading. **Applied Energy**, [*s. l.*], v. 314, n. February, p. 119003, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119003.

XAVIER, Gustavo Azevedo *et al.* Simulation of distributed generation with photovoltaic microgrids-Case study in Brazil. **Energies**, [*s. l.*], v. 8, n. 5, p. 4003–4023, 2015.

ZHU, Jizhong *et al.* Review of demand-side energy sharing and collective self-consumption schemes in future power systems. **iEnergy**, [*s. l.*], v. 2, n. 2, p. 119–132, 2023.

7. GLOSSÁRIO

AC: O termo *Active Customer* (AC), em inglês, no contexto da regulação europeia, mais especificamente do CEP1, define um consumidor ou grupo de consumidores finais com disposição de ser ativo no mercado de energia ou no gerenciamento de sua própria energia, podendo atuar individualmente ou de maneira agregada para comprar energia ou vender energia excedente gerada em suas instalações locais (ou em instalações alheias, quando permitido na legislação local de um estado membro). Os ACs podem atuar no mercado de energia como os demais agentes, sem qualquer discriminação, requisitos técnicos ou administrativos específicos, taxas de rede, nem cobranças adicionais pelo uso de SAEs locais. Assim como outros agentes de mercado, ACs podem também ser responsabilizados por desequilíbrios produzidos da rede. Um AC pode assumir os seguintes papéis: vender energia elétrica excedente autoproduzida, participar no mercado de flexibilidade, cooperar em projetos de eficiência energética, e cooperar no armazenamento da energia produzida em suas instalações. A união de diversos ACs atuando em conjunto forma o conceito de *Jointly Active Customers* (JAC). A definição de AC possui muitas aproximações com a de CEC na legislação europeia. Porém, ACs não podem operar nem possuir um SD próprio, sendo vedado o compartilhamento de energia. Além disso, ao contrário das CECs, as ACs não têm livre acesso a todos os tipos de mercado de eletricidade, e só podem vender energia excedente (Haji Bashi *et al.*, 2023; Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities CEER Report, 2019).

ACER: A Agência para a Cooperação de Reguladores de Energia (ACER) é a agência da União Europeia, criada em 2010 com base no Terceiro Pacote de Energia da UE para melhorar a coordenação e cooperação entre os reguladores de energia nacionais. A ACER tem como objetivo promover a integração dos mercados de energia da UE, garantir a segurança do abastecimento de energia e proteger os interesses dos consumidores de energia. A agência desempenha um papel no desenvolvimento e implementação da legislação energética da UE. Além disso, é responsável por coletar e analisar informações sobre o mercado de energia da UE, fornecendo recomendações aos reguladores nacionais e à Comissão Europeia para melhorar a eficiência do mercado de energia. A ACER é composta por um conselho de reguladores nacionais de energia da UE e por um secretariado permanente, localizado em Ljubljana, Eslovênia.

ACE: No âmbito deste trabalho, denomina-se Agente de Comunidade Energética (ACE) qualquer entidade legal definido na regulação vigente com potencial para representar juridicamente uma CE. Os principais exemplos de ACEs na regulação europeia são as CECs e

as RECs, muito embora algumas outras entidades também tenham potencial para representar CEs em casos específicos, como as RSCs e JACs. No Brasil não existe a definição clara do conceito de CE na regulação, embora já existam CE funcionando sobretudo como cooperativas de energia renovável ou consórcios. Vale destacar também que, com o novo marco regulatório da geração distribuída, novas formas de associação para a formação de CEs devem passar a ser instituídas.

ACL: O Ambiente de Contratação Livre (ACL), também chamado de **Mercado Livre** (ML) de energia, é o ambiente de comercialização de energia elétrica criado a partir da reestruturação de 2003, no qual os consumidores livres, e também os consumidores especiais (que não preenchem os requisitos para serem livres, mas aos quais é permitida a compra no ACL apenas de fontes incentivadas), podem livremente selecionar seus fornecedores de energia elétrica. Nele, a formalização das negociações é realizada por meio de contratos bilaterais livremente negociados entre as partes. Desde as reformas liberalizantes dos anos 90 no setor elétrico brasileiro estabeleceu-se o objetivo de tornar todos os consumidores livres no país. Porém, a implementação do ML foi planejada desde o início para ser gradual, iniciando pelos grandes consumidores, reduzindo-se periodicamente os requisitos de demanda e tensão para os consumidores potencialmente livres (ou seja, aqueles que podem optar por serem livres), até que esses requisitos sejam completamente eliminados, o que atualmente está previsto para ocorrer em 2026 (Mayo, 2021; Oliveira; Salomão, 2017; Rockmann; Mattos, 2021).

ACR: O Ambiente de Contratação Regulado (ACR), também chamado de **Mercado Cativo** de energia, é o ambiente de comercialização de energia elétrica criado a partir da reestruturação de 2003 para o atendimento dos chamados consumidores cativos, aos quais não é dada opção quanto à seleção do fornecedor de energia, sendo obrigados a comprar exclusivamente da distribuidora local. No ACR, as distribuidoras adquirem energia exclusivamente por meio de contratos bilaterais regulados de longo prazo, celebrados entre ela e agentes vendedores (geradoras, produtores independentes ou autoprodutores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica realizados pelo governo. Por exigência legal, as distribuidoras são obrigadas a garantir o atendimento à totalidade do seu mercado, com base na previsão da sua demanda para os anos seguintes (Mayo, 2021).

API: O acrônimo API (do inglês *Application Programming Interface*), ou Interface de Programação de Aplicação, são interfaces que permitem que dois componentes de *software* se comuniquem usando um conjunto definido de definições e protocolos padronizados. Ao contrário das interfaces de usuário (ou *user interfaces* em inglês), que são as interfaces que permitem a interação entre usuários humanos e computadores, as APIs são desenhadas para

permitir a interação de um programa de computador (*software*) com outros programas, que podem estar na mesma máquina ou em máquinas diferentes. A arquitetura das APIs geralmente é cliente servidor. Como exemplo, uma aplicação (*software*) em um computador local, atuando como cliente, pode solicitar dados de previsão de geração solar para uma aplicação servidora localizada em outro país, através da internet, que disponibilize informações de um banco de dados através de uma API documenbrtada em seu website (API - Wikipedia, 2022; AWS, 2024).

AT: Segundo o PRODIST, Alta Tensão (AT) de distribuição é a tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL (ANEEL, 2021a).

BT: De acordo com o glossário do PRODIST, BT (BT) de distribuição é a tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 2,3 kV (ANEEL, 2021a)

CAPEX: A sigla CAPEX é usada, em engenharia industrial, para a expressão inglesa *Capital Expenditure*, que pode ser traduzida em português como despesas de capital ou investimento em bens de capitais. Trata-se da quantidade monetária gasta para melhorias ou expansões de longo prazo de uma empresa ou indústria, geralmente associada a ativos fixos (por exemplo, para construir novas plantas industriais ou comprar mais equipamentos). Se um ativo adquirido possui vida útil de menos de um ano, o investimento não se caracteriza como CAPEX, mas sim como um OPEX (ver mais adiante neste glossário) (Daronco, 2018; Fernando, 2024; McGRAW-HILL DICTIONARY OF ENGINEERING, 1997).

CEA: Os Atores Coletivos de Energia, ou *Collective Energy Actors* (CEA), no âmbito deste trabalho, refere-se aos *stakeholders* envolvidos em projetos de CEs, cujas opiniões se revelam importantes na pesquisa do tema, sendo alvo de entrevistas (Haji Bashi *et al.*, 2023).

CEC: As chamadas *Citizen Energy Communities* (CEC), no âmbito da União Europeia, são CEs reconhecidas no âmbito do *Clean Energy Package* 1 (CEP1) como uma nova família de CEs, podendo ser constituídas por pequenas ou médias empresas, parcerias, cooperativas, associações ou organizações sem fins de lucro. De acordo com a diretiva (EU) 2019/944, em seu artigo 2, as CEC são definidas como, em tradução livre, uma entidade legal que "são constituídas com base na participação voluntária e aberta e efetivamente controladas por membros ou acionistas que são pessoas naturais, autoridades locais, incluindo municípios ou pequenas empresas, tendo como propósito primário prover benefícios ambientais, econômicos ou sociais comunitários para seus membros, acionistas, ou para suas áreas locais onde operam, ao invés de lucros financeiros" (Nouicer *et al.*, 2020). As CECs podem assumir os papéis de consumidoras, geradoras, ou mesmo de operadores de SDs, tanto incluindo

segmentos da rede pública como operando SDs fechados e privados, seja em instalações comerciais, industriais, estações de trens, aeroportos etc. A regulação europeia permite também que os seus membros compartilhem energia entre si, inclusive perpassando a rede pública (Haji Bashi *et al.*, 2023). De acordo com a análise apresentada em Haji Bashi *et al.* (2023), na regulação europeia atual, a categoria de entidade regulatória apropriada para representar membros de MRs é a CEC, até por ser atualmente a única entidade legal habilitada para possuir, operar e gerir SDs internos. Entretanto, as CECs não são limitadas às fronteiras elétricas como as MRs, e podem eventualmente perpassar a rede pública, sem limitações geográficas. Ou seja, nem todas as CECs podem ser implementadas usando uma MR, já que podem ter obrigações e direitos mais amplos do que a tecnologia das MRs permite, embora qualquer MR possa ser representada legalmente por uma CEC.

CEP: O chamado Pacote Energia Limpa, ou *Clean Energy Package* (CEP) em inglês, é uma abreviação frequentemente usada para o Pacote Legislativo denominado *Clean energy for all Europeans package*. O CEP foi promulgado em 2019, quando a UE reviu o seu quadro de políticas energéticas para ajudar na transição de fontes de energia fósseis para fontes de energia mais limpas e, mais especificamente, para cumprir os compromissos assumidos no Acordo de Paris para reduzir as emissões de GEEs. O acordo sobre este novo conjunto de regras energéticas foi um passo significativo na implementação da estratégia de União Energética, publicada em 2015. Com base em propostas da Comissão Europeia publicadas em 2016, o pacote é composto por 8 novas leis. Após um acordo político do Conselho da UE e do Parlamento Europeu (finalizado em maio de 2019) e a entrada em vigor das diferentes regras, os Estados-Membro da UE têm de 1 a 2 anos para converter as novas diretivas em leis nacionais. Espera-se que as novas regras tragam benefícios consideráveis para os consumidores, o meio ambiente e a economia, e que destaquem a liderança da UE no combate ao aquecimento global, mostrando-se uma contribuição importante para a estratégia de longo prazo da UE de alcançar a neutralidade de carbono (emissões líquidas zero) até 2050.

DER: A Diretiva de Energia Renovável (DER, ou *Renewable Energy Directive* em inglês) foi o ato legislativo promulgado inicialmente em 2009 pela UE com o objetivo de desenvolver as energias renováveis em todos os setores da economia da UE, incentivando também a cooperação entre os Estados-Membros para alcançar este objetivo. Esta diretiva foi posteriormente revisada em 2018, dando origem à chamada DER II.

DGRV: A Confederação Alemã das Cooperativas, ou *Deutsche Genossenschafts- und Raiffeisenverband* (DGRV) em alemão, é a organização de mais alto nível que representa e audita o setor de cooperativas na Alemanha. Essa entidade tem também forte atuação

internacional há mais de 40 anos, incentivando o cooperativismo em diversos países, tendo atuação forte no Brasil no setor agropecuário, e mais recentemente estimulando as cooperativas de energias renováveis (Deutsche Genossenschafts- und Raiffeisenverband (DGRV), 2023; FECOOPAR - OCEPAR - SESCOOP/PR, 2019).

ESCO: As Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCO) são empresas que prestam serviços e soluções em eficiência energética para seus clientes, visando a redução do consumo de energia e dos custos associados. As ESCOs trabalham em conjunto com os clientes para identificar oportunidades de economia de energia, projetando e implementando soluções personalizadas. Além disso, muitas vezes oferecem serviços de financiamento para auxiliar na implementação das soluções.

EU *Green Deal*: O **EU *Green Deal***, ou Acordo Verde Europeu, é o *roadmap* ou plano lançado em 11 de dezembro de 2019 pela UE com o objetivo de tornar o continente europeu climaticamente neutro até 2050, com impactos positivos na economia, na saúde e qualidade de vida da população e para o meio ambiente, buscando meios de realizar a transição energética de maneira inclusiva, "sem deixar ninguém para trás" (The European Green Deal, 2019).

IDEAL: O Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL) é uma organização privada sem fins lucrativos, com sede em Florianópolis/SC, que atua na promoção de energias renováveis e de políticas de integração energética na América Latina. O instituto promove eventos e incentiva pesquisas e ações voltadas para as energias renováveis, buscando ser referência no setor energético e fortalecer o elo entre o meio acadêmico e empresarial, visando fomentar a diversificação e a integração da matriz energética latino-americana (IDEAL, 2024).

IOT: A Internet das Coisas (em inglês *Internet of Things* ou IOT) é o termo frequentemente utilizado para denominar as redes de comunicação informatizadas capazes de interconectar grande número de objetos e elementos isolados de sistemas usando a tecnologia da informação e comunicação avançada, bem como dispositivos embarcados inteligentes avançados, como sensores, medidores e controladores. A IOT vêm sendo considerada como a terceira revolução na tecnologia da informação. Espera-se que a IOT tenha um enorme impulso com a difusão em curso das redes 5G de telefonia móvel (Hui *et al.*, 2020; Shahinzadeh, 2020).

JAC: Na regulação europeia, um *Jointly Active Customers* (JAC) é uma entidade formada por diversos ACs atuando de maneira agregada. A constituição de JACs permite que um grupo de ACs participe de mercados de energia disponíveis para os ACs como uma entidade única (Haji Bashi *et al.*, 2023).

JARSC: Na regulação europeia, o ACE *Jointly Acting Renewable Self-consumers* (JARSC) é definido no DER II do CEP como "um grupo de pelo menos dois RSCs atuando de maneira conjunta e localizados no mesmo prédio ou bloco multi-apartamento" (Haji Bashi *et al.*, 2023).

MT: De acordo com o glossário do PRODIST, Média Tensão (MT) de distribuição é a tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV (ANEEL, 2021a).

***Net Metering*:** O sistema de compensação de energia elétrica, conhecido em inglês como *Net Energy Metering* ou apenas *Net Metering*, é um sistema que permite aos proprietários de sistemas de geração de EE de pequenas dimensões serem compensados pela energia excedente injetada na rede da distribuidora. Tal compensação é quantificada em kWh, não se configurando compra e venda de energia. Os consumidores pagam apenas pela energia líquida consumida em cada ciclo de faturamento, ou seja, descontando a energia injetada na rede, podendo ser compensados com créditos que podem ser abatidos em ciclos futuros caso a energia injetada supere a consumida. Esse método de compensação foi criado ainda na década de 80 e foi o primeiro a ser concebido devido à sua relativa simplicidade, sendo facilmente implementável sem alterações complexas na estrutura tarifária nem a necessidade de instalação de sistemas de medição mais sofisticados. Entretanto, vem sendo crescentemente criticado por não levar adequadamente em consideração os custos e benefícios que a energia injetada gera tanto às distribuidoras como aos demais consumidores que não dispõem de geração própria, além de não diferenciar o valor da energia consumida da injetada, nem a variabilidade no tempo dessas variáveis. Com a evolução tecnológica e o aumento da penetração de REDs, esse sistema vem sendo substituído nos países desenvolvidos como nos EUA e na UE. Na UE, o recente Pacote de Energia Limpa (CEP) recomenda a extinção dessa metodologia, proibindo que novas instalações usem esse esquema a partir de 31 de dezembro de 2023 (Joskow, 2019; Nouicer *et al.*, 2020; NREL, 2017).

OCB: a Organização das Cooperativas Brasileiras (OCB) é uma entidade criada com a finalidade de ser uma representante única das cooperativas brasileiras. Foi criada em 1969 durante o IV Congresso Brasileiro do Cooperativismo, substituindo e unificando a Associação Brasileira de Cooperativas e a União Nacional de Cooperativas. Com sede em Brasília, DF, é responsável pelo fomento e defesa do sistema cooperativista brasileiro, representando político-institucionalmente essas entidades (OCB, 2023).

OPEX: sigla usada para o termo *Operational Expenditure* ou *Operating Expense*, que denomina o custo necessário para a operação normal de um empreendimento, como as despesas e dispêndios operacionais, bem como os custos de manutenção de equipamentos. Ao

contrário do CAPEX, o OPEX está relacionado com os gastos das atividades rotineiras da empresa, como despesas tributárias, despesas com funcionários, contas, manutenção de equipamentos e outros (Daronco, 2018; Kenton, 2024b).

P2P: As tecnologias *peer-to-peer* ou P2P, na ciência da computação, são denominações empregadas para identificar um tipo específico de configuração de redes de computadores, na qual todos os computadores conectados funcionam como clientes e servidores simultaneamente, estando todos conectados com todos. O termo vem sendo crescentemente utilizado, por analogia, também na economia, para denominar transações realizadas diretamente entre os usuários, que podem vender e comprar livremente produtos e serviços entre si, sem a necessidade de intermediação de uma terceira parte. As plataformas digitais e as criptomoedas vêm ampliando muito os chamados mercados digitais P2P, a exemplo dos gigantes AirBNB, Amazon e UBER, entre outros. No âmbito dos mercados de EE, diversos projetos-piloto em vários países, além de CEs na UE, já obtiveram sucesso no estabelecimento de mercados P2P entre prossumidores de energia no interior de MRs e/ou CEs, estimulando assim o consumo próximo ao local de geração, reduzindo as perdas no sistema elétrico e estimulando as economias locais e a produção através de REDs renováveis (Infomoney, 2022; Mohan *et al.*, 2021).

PPA: Os *Power Purchase Agreements* (PPAs) é o nome utilizado no mercado de EE, tanto no Brasil como internacionalmente, para identificar os contratos de compra de EE de longo prazo a preços fixos ou determinados por fórmula de preços definida em comum acordo entre as partes, representando uma proteção contra a volatilidade dos preços de EE dos mercados de curto prazo. No Brasil, este instrumento foi introduzido com a reforma de 2004 no SEB (CCEE - GT Modernização do Setor Elétrico, 2019; Hunt, 2002; Marrara, 2021)

Prossumidor: pessoa física ou jurídica que tem a capacidade de atuar no mercado de energia elétrica simultaneamente como produtora e consumidora de energia (Cysne, 2018).

RD: As técnicas de Resposta da Demanda (RD) são as que buscam modificar a demanda de EE em diferentes períodos com base nas condições do sistema elétrico. Atualmente busca-se induzir mudanças de hábitos nos consumidores através de tarifas que variam no tempo, com resultados ainda limitados. Espera-se, entretanto, um enorme avanço e sofisticação destas técnicas nas próximas décadas, com o advento da IOT, dos SGs e das MRs inteligentes, na medida em que equipamentos nas unidades consumidoras passam a ser programáveis e inteligentes, comunicando-se em tempo real com os sistemas de controle do SD, buscando adequar-se às condições da rede sem que isso implique em transtornos significativos para os consumidores, que passam a ser devidamente remunerados por este serviço (Hui *et al.*, 2020;

Parrish *et al.*, 2020; Sousa; Soares, 2020).

REC: De acordo com Lowitzsch, Hoicka e Van Tulder (Lowitzsch; Hoicka; van Tulder, 2020), as *Renewable Energy Communities* (RECs) podem ser definidas como tipos específicos de CECs, que se beneficiam de incentivos regulatórios singulares. As RECs são essencialmente CEs focadas em REDs renováveis e, por definição, só podem gerar energia por meio de fontes renováveis, enquanto CECs podem incluir outros tipos de fontes (Wu *et al.*, 2022). Outra distinção é a presença de condições de proximidade dos membros ou acionistas das RECs no entorno do projeto de energias renováveis, ao contrário das CECs, para as quais não são impostas limitações geográficas (Haji Bashi *et al.*, 2023). Exige-se que os recursos de geração das RECs, que individualmente não devem exceder 200 kW, estejam localizados na mesma rede de baixa ou média tensão, conectados a uma mesma subestação (Peeters *et al.*, 2021). A legislação da União Europeia apresenta, atualmente, no artigo 2 do quarto *Clean Energy Package* (CEP4), uma definição clara, segundo a qual REC seria uma entidade legal governada por seus acionistas ou membros, localizados nas proximidades de um projeto de energias renováveis, embora o conceito de proximidade não seja bem definido (Haji Bashi *et al.*, 2023).

RSC: Na regulação do mercado europeu de energia, de acordo com o artigo 2 do RED II, os *Renewable Self-consumers* (RSC) são definidos como "consumidores finais operando dentro de instalações localizadas dentro de limites definidos ou, nos Estados-Membros que assim permitam, também em outras instalações, que geram EE a partir de fontes renováveis para consumo próprio, podendo armazenar a energia excedente desde que, no caso de auto consumidores não residenciais, essas atividades não constituam atividade comercial primária ou profissional" (Haji Bashi *et al.*, 2023).

SCADA: acrônimo que significa, em inglês, *Supervisory, Control and Data Acquisition*, ou seja, Supervisão, Controle e Aquisição de Dados. Sistemas SCADA são definidos como coleção de equipamentos que fornece a um operador localizado remotamente informações necessárias para determinar o status de equipamentos ou processos, bem como atuar nesses equipamentos ou processos à distância (S.; McDonald, 2015).

União da Energia da Europa: A regulação União da Energia da Europa (*European Union Package*) se refere à Regulação (EU) 2018/1999, sobre governança da união energética da UE e a ação climática. Esta regulação, publicada pela UE em 2018, buscava garantir que a estratégia de união energética da UE fosse implementada e coordenada coerentemente nos âmbitos da segurança e eficiência energética, dos mercados internos de EE, descarbonização e continuidade da pesquisa, inovação e competitividade (IEA, 2022b).

Virtual Power Plant (VPP): VPP são *clusters* de unidades de geração geograficamente dispersas, cargas flexíveis e SAEs agrupados de maneira a operar como uma entidade única. A tecnologia das VPPs é muito simular a das MRs, contudo possui algumas diferenças relevantes: as VPPs somente são capazes de operar conectadas à macrorrede, ao contrário das MRs, que podem operar em modo ilhado; em contraste com as MRs, que operam dentro de limites geográficos e elétricos bem definidos, os componentes das VPPs não precisam estar restritos a uma determinada área geográfica. São classificadas em VPPs técnicas e comerciais. As VPPs técnicas operam em um SD específico, com seu modelo sendo concebido para considerar as restrições do SD, sendo habilitadas a fornecer serviços ancilares. Já as VPPs comerciais podem abranger áreas geográficas mais amplas, contendo múltiplos SDs (Haji Bashi *et al.*, 2023).

APÊNDICES

APÊNDICE A – PESQUISA METHODI ORDINATIO

Neste apêndice, são descritas as etapas da pesquisa bibliográfica sistemática, com a utilização do método Methodi Ordinatio, realizada em maio de 2024. O objetivo foi identificar trabalhos na área de regulação de MRs inteligentes no Brasil, buscando-se sobretudo por pesquisas abordando os desafios regulatórios para as MRs comunitárias no país.

A pesquisa reproduziu levantamentos realizados no período de 2020 a 2021, buscando identificar possíveis novas publicações que pudessem ter surgido na área de interesse desde então. Com isso, buscou-se também comprovar a manutenção da originalidade do trabalho.

A seguir, descrevem-se em detalhes as atividades realizadas em cada uma das onze etapas da Methodi Ordinatio. As análises, dados e *scripts* utilizados são disponibilizados na íntegra no respectivo caderno *online* de pesquisa, disponibilizado na íntegra no repositório desta tese.

1. ESTABELECIMENTO DA INTENÇÃO DA PESQUISA

A intenção é levantar todos os trabalhos relevantes publicados sobre o tema de regulação de MRs inteligentes em CEs no contexto brasileiro, ou de assuntos fortemente correlacionados.

2. PESQUISA PRELIMINAR DE PALAVRAS-CHAVE

As pesquisas preliminares, nas quais foram testadas diversas combinações no *Google Scholar* e em algumas das principais bases de dados, evidenciaram a enorme dificuldade de se definir um conjunto simples de palavras-chave e operadores em uma sintaxe que permitisse trazer todos os trabalhos relevantes para esse assunto.

Como não foi possível encontrar uma combinação efetiva, decidiu-se por selecionar uma sintaxe que trouxesse uma faixa maior de trabalhos, mesmo correndo o risco de obter muitos não correlacionados à intenção da pesquisa, e confiar nos filtros manuais para a eliminação dos não correlacionados. Viu-se que o baixo número de trabalhos focados especificamente na área de intenção da pesquisa tornava factível a realização de filtros manuais.

As recomendações da formulação original da Methodi Ordinatio são no sentido de dar sempre prioridade para pesquisas na língua inglesa, devido ao maior número de trabalhos e o maior número de dados das publicações nessa língua. Contudo, sendo esta pesquisa focada no cenário regulatório brasileiro, decidiu-se por pesquisar-se também na língua portuguesa.

Foram então pré-definidos dois eixos preliminares de pesquisa, seguindo a seguinte sintaxe:

1. **eixo 1:** (*microgrid* OR *microgrids*) AND *brazil* (trabalhos em inglês);
2. **eixo 2:** microrrede OR microrredes (trabalhos em português).

Note que, nas pesquisas em português, não foi utilizada a palavra-chave "Brasil". Isto porque, sendo o número de trabalhos retornados geralmente muito reduzidos, a utilização da sintaxe do eixo 1 traduzida para o português retornava número nulo de trabalhos em todas as bases testadas. Por outro lado, praticamente todos os trabalhos retornados se referiam ao contexto brasileiro ou de Portugal, sendo fácil filtrá-los em função do número reduzido.

Para a avaliação das bases de dados bibliográficas, foram pesquisados *rankings* no Google de bases de dados científicas, em inglês e português, com base na relevância para as áreas de engenharia elétrica e de energia, nas quais considera-se provável localizar artigos na área. Todas as bases pré-selecionadas ou eram abertas e gratuitas, ou disponíveis por meio do portal de periódicos da CAPES.

A pesquisa preliminar em inglês foi realizada experimentalmente com a sintaxe no eixo 1 em 27 bases de dados pré-selecionadas com o procedimento já descrito. Dessas, apenas 10 retornaram resultados não nulos. Na maioria, a pesquisa com operadores booleanos ou não existia ou era muito limitada, diferente das bases mais conhecidas como Scopus e Web of Science. Por isso em muitos casos foi necessário realizar a pesquisa em várias etapas. A **Tabela 4** mostra a síntese dos resultados obtidos para essas bases, em termos de número de trabalhos retornados.

Tabela 4 – Número de trabalhos retornados em pesquisa preliminar (eixo 1)

BASE	Trabalhos retornados
Oasisbr	519
IEEE Xplore	333
Compendex	82
SCOPUS	77
Web of Science	55
SienceDirect	20
AnnualReview	9
Crossref	4
WILEY Online	4
SciELO	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar do grande número de trabalhos retornados, observou-se que, avaliando os

dados de título, *abstract* e palavras-chave, 410 dos 519 trabalhos retornados pelo Oasisbr não preenchiam os requisitos da sintaxe da pesquisa. Possivelmente isso ocorreu por limitações da pesquisa avançada da plataforma. E dos remanescentes, apenas dois trabalhos se mostraram de real interesse para essa pesquisa. A análise das 5 bases mais bem colocadas após a Oasisbr mostrou que, embora tenham retornado menos trabalhos, foram retornados mais trabalhos relevantes, e nem um só que não correspondesse corretamente à sintaxe da pesquisa avançada. Esse erro de trazer artigos sem as palavras-chave não foi observado nas outras bases.

Por este motivo, foram pré-selecionadas as bases IEEE Xplore, Compendex, Scopus e Web of Science para a pesquisa em inglês. Note que, por padrão, são usadas 3 bases de dados no Methodi Ordinatio. Buscou-se refazer com 4 bases após pesquisa preliminar mostrando que a IEEE Xplore, embora retornando grande número de trabalhos, só retornou um dentro do tema pesquisado, como pode ser visto mais adiante nos resultados.

Já para a pesquisa em português foram realizadas pesquisas preliminares em 45 bases de dados bibliográficas, das quais somente 5 retornaram trabalhos. As 3 bases mais bem colocadas foram os bancos de testes da CAPES e da Biblioteca Digital Brasileira de Testes e Dissertações (BDTD), além do repositório institucional da Universidade Federal de Juíz de Fora (UFJF). Contudo, como tais trabalhos geralmente não contam com fator de impacto, essas bases foram excluídas da Methodi Ordinatio. Como alguns dos trabalhos mais relevantes encontrados eram dissertações e teses brasileiras, entretanto, foi realizada posteriormente uma pesquisa específica neste material, compondo um portfólio específico, muito significativo embora com poucas unidades, que será descrito mais adiante. As bases de dados pré-selecionadas então para a pesquisa em língua portuguesa foram a IEEE Xplore e a SCOPUS. A **Tabela 5** mostra os resultados da pesquisa preliminar por base de dados em português, nas 5 bases que retornaram número não nulo de trabalhos.

Tabela 5 – Número de trabalhos retornados em pesquisa preliminar (eixo 2)

BASE	Trabalhos retornados
Banco de testes da CAPES	432
BDTD	280
Repositório Institucional UFJF	55
SCOPUS	29
IEEE Xplore	21

Fonte: Elaborado pelo autor.

3. DEFINIÇÃO DA SINTAXE DA PESQUISA

Com base nos resultados da pesquisa preliminar, confirmou-se então a sintaxe

testada em dois eixos como viável:

1. **eixo 1:** (*microgrid* OR *microgrids*) AND brazil (trabalhos em inglês);
2. **eixo 2:** microrrede OR microrredes (trabalhos em português).

O **Quadro 5** mostra as bases de dados bibliográficas selecionadas para cada um dos eixos.

Quadro 5 – Bases de dados bibliográficas selecionadas para cada eixo de pesquisa

EIXO	BASES DE DADOS
Eixo 1 (inglês)	IEEE Xplorer
	Compendex
	SCOPUS
	WebOfScience
Eixo 2 (português)	SCOPUS
	IEEE Xplore

Fonte: Elaborado pelo autor.

4. PESQUISA FINAL NAS BASES DE DADOS

As pesquisas foram realizadas com as sintaxes descritas na seção anterior, sendo os resultados exportados na íntegra para arquivos, no formato BibTeX. Os arquivos exportados foram carregados individualmente para o *software* JabRef, para posterior filtragem.

5. PROCEDIMENTOS DE FILTRAGEM

O processo de filtragem foi inicialmente realizado no próprio JabRef, com a eliminação das duplicações e de trabalhos de tipos não pertinente. Os trabalhos de tipos não pertinentes seriam os sem informações nos campos autor, título ou *journal*, além de anais com coleções de trabalhos, alguns dos quais já constavam individualmente nos retornos das bases. Em alguns casos as palavras-chave estavam dispersas em vários trabalhos dos anais, não havendo um trabalho sequer que individualmente correspondesse à sintaxe pesquisada.

Após esses filtros iniciais, para facilitar a análise, a lista foi exportada para uma planilha. Nela, todos os trabalhos foram verificados quanto à sua pertinência ao tema, por meio da leitura do título, resumo e palavras-chave de cada um. A **Tabela 6** mostra o número de trabalhos retornados por cada base de dados após cada procedimento individual de filtragem para o Eixo 1, na língua inglesa. Note que os procedimentos descritos nesta tabela foram realizados de maneira isolada para cada base de dados, ou seja, sem levar em consideração as diversas duplicidades entre os retornos das diferentes bases de dados.

Tabela 6 – Número bruto de trabalhos após cada procedimento de filtragem para o Eixo 1

PROCEDIMENTO	IEEE Xplore	COMPENDEX	SCOPUS	WEB OF SCIENCE
Número inicial de trabalhos	333	82	96	54
Artigos duplicados deletados	0	0	2	1
Deleções por tipo	0	5	3	0
Deleções por tema	321	67	78	44
Total deletados	321	72	83	45
Número final de trabalhos no portfólio	**1**	**10**	**13**	**9**
Número de trabalhos correlatos	**12**	**17**	**20**	**14**

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na penúltima linha são mostrados os números de trabalhos válidos, ou seja, diretamente relacionados ao tema de pesquisa (regulação de MRs em CEs), já eliminando as duplicações dos retornos de cada base de dados, tomadas individualmente. Ou seja, ainda não elimina as duplicidades entre bases de dados. Na última linha mostra-se o número de trabalhos chamados de correlatos ou correlacionados, ou seja, que não estão diretamente relacionados ao tema, mas tratam de temas muito correlacionados ou complementares, de interesse para a viabilização regulatória de MRs inteligentes em CEs.

Para a análise mais acurada dos retornos de cada base de dados, foi realizada uma análise por meio de um *Notebook* Python no Google *Colab*, disponibilizado no repositório de dados desta tese. Com esse recurso foi possível verificar e eliminar as duplicidades de trabalhos entre as bases de dados.

A análise mostrou que, do total de 565 trabalhos retornados pelas quatro bases de dados, representando a soma da primeira linha da **Tabela 6**, após a eliminação das duplicidades entre as bases, identificou-se um total de 417 trabalhos únicos. Desses, após a filtragem por tema, obteve-se um portfólio final de 14 trabalhos relevantes e 28 correlatos, que correspondem respectivamente à soma dos trabalhos nas duas últimas linhas da **Tabela 6**, porém eliminando as duplicidades entre as bases.

Dos 417 trabalhos não duplicados e de tipos válidos retornados pelas três bases, 80 foram retornados por duas ou mais dessas bases. A IEEE Xplore foi a base que mais retornou trabalhos que não foram retornados pelas demais bases. Um total de 323 trabalhos foram retornados exclusivamente por ela, dos quais, nenhum tratava de questões regulatórias para a viabilização de MRs inteligentes. O único retornado por esta base relacionado ao tema, embora de enorme relevância e uma das principais referências desse trabalho, foi também retornado

pelas demais 3 bases de dados. A IEEE Xplore retornou também 8 trabalhos correlatos não retornados por outras bases.

A Compendex retornou apenas 1 trabalho que não foi retornado por nenhuma outra base. A Scopus retornou 11 trabalhos exclusivos, enquanto a Web of Science retornou 2.

A **Tabela 7** mostra os resultados do processo de filtragem para o eixo 2, na pesquisa em trabalhos na língua portuguesa com a sintaxe (microrrede OR microrredes). Infelizmente, a pesquisa nas bases selecionadas não retornou nenhum único trabalho que tratasse do tema de viabilidade regulatória de MRs inteligentes em CEs. Por este motivo, valendo-se de resultados observados na primeira etapa de pesquisa preliminar, decidiu-se também fazer a busca por teses e dissertações no Banco de Testes e Dissertações da CAPES. A sintaxe da pesquisa foi ((microrredes AND brasil) OR (microrredes AND regulatório)).

Com esta sintaxe, foi possível identificar 3 trabalhos de grande relevância para o tema, no caso duas teses de doutorado e uma dissertação de mestrado. As três, contudo, já haviam sido consideradas nas pesquisas bibliográficas feitas desde 2020, não representando novidade. E, claro, sendo dissertações e teses, não possuem fator de impacto, sendo por este motivo classificadas como em *gray literature* no âmbito desta metodologia, a serem avaliadas separadamente, sendo inadequada sua classificação pela Methodi Ordinatio.

Tabela 7 – Número bruto de trabalhos após cada procedimento de filtragem para o Eixo 2

PROCEDIMENTO	SCOPUS	IEEE Xplore	REP. CAPES
Número inicial de trabalhos	9	11	5
Artigos duplicados deletados	0	0	0
Deleções por tipo	0	0	0
Deleções por tema	9	11	2
Total deletados	9	11	2
Número final de trabalhos no portfólio	**0**	**0**	**3**
Número de trabalhos correlatos	**2**	**3**	**1**

Fonte: Elaborado pelo autor.

6. IDENTIFICAÇÃO DO FATOR DE IMPACTO, ANO DE PUBLICAÇÃO E CITAÇÕES

Os 14 trabalhos identificados como válidos para o Eixo 1, portanto, foram os trabalhos considerados aptos para serem utilizados nesta etapa, uma vez que as pesquisas no Eixo 2 só produziram resultados de *gray literature.* Embora muito relevantes, estes últimos não são passíveis de serem classificados pelo *score* InOrdinatio.

Os 14 trabalhos selecionados foram então inseridos na aba *Tabulation* na planilha RankIn, tendo seus campos autor, título e *journal* preenchidos com os dados retornados das

respectivas bases de dados. Para cada um, foi realizada uma pesquisa no *Google Scholar*, obtendo-se de lá os campos ISSN e o número de citações de cada publicação. Para todos os trabalhos que a planilha foi capaz de determinar um fator de impacto equivalente, de acordo com a Methodi Ordinatio 2.0, uma pontuação InOrdinatio foi atribuída. Infelizmente, dos 14 trabalhos filtrados para o eixo 1, somente 5 apresentavam fator de impacto. Os demais não podem, portanto, ser ordenados pela metodologia, sendo também considerados *gray literature*, e armazenados para posterior apreciação em separado.

7. ORDENAÇÃO POR MEIO DA EQUAÇÃO INORDINATIO

Uma vez preenchidos todos os dados dos 14 trabalhos pré-filtrados, a planilha automaticamente os ordena conforme a equação de ordenação InOrdinatio 2.0, com o resultado sendo mostrado na aba *Ranking*. Todos os trabalhos retornados já haviam sido processados em pesquisas anteriores. A **Tabela 8** mostra o resultado final do *ranking*. Para sua produção, os pesos Δ, λ e Ω foram mantidos nos seus valores padrão de 10, e o ano de pesquisa foi ajustado para 2024.

Tabela 8 – Resultado final do *ranking* da pesquisa para os Eixos 1 e 2.

Referência	Journal	Ano	InOrdinatio 2.0
Ramos *et al.* (Ramos *et al.*, 2020)	Renewable and Sustainable Energy Reviews	2020	323,74
Bellido *et al.* (Bellido *et al.*, 2020)	Journal of Cleaner Production	2020	174,74
Martins, Fernandes e Heldwein (Martins; Fernandes; Heldwein, 2020)	IEEE Access	2020	87,74
Xavier *et al.* (Xavier *et al.*, 2015)	energies	2015	77,16
Brown (Brown, 2018)	International Journal of Sustainable Development and Planning	2018	14,39

Fonte: Elaborado pelo autor.

8. BUSCA PELOS TEXTOS COMPLETOS

Foi possível obter os textos completos de todos os 14 trabalhos considerados válidos, mesmo dos que não possuíam fator de impacto, assim como os trabalhos válidos de literatura cinza, e os fora do tema, mas de interesse indireto, chamados aqui de correlatos. Quase todos foram baixados por meio da plataforma da CAPES, com exceção do que já estavam disponíveis para download gratuito na web.

9. LEITURA FINAL E ANÁLISE SISTEMÁTICA

Dos 14 trabalhos dentro do tema, apenas 3 de literatura cinza não haviam sido

processados por este pesquisador nas pesquisas anteriores, sendo lidos na íntegra nesta etapa.

10. LITERATURA CINZA

Dos 14 trabalhos considerados como válidos após o procedimento de filtragem, 9 não puderam ser classificados no *ranking* final por não possuírem fator de impacto, sendo considerados literatura cinza. Destes, somente três eram recentes, publicados em anais de eventos em 2023, e não haviam sido analisados antes nas pesquisas anteriores. Estes trabalhos são listados na **Tabela 9**. Os três foram lidos sistematicamente e serão brevemente comentados a seguir.

No caso de Blasi *et al.* (2023), publicada no ISGT-LA, o trabalho avalia o desenvolvimento de um *digital twin* capaz de simular, em tempo real, a operação de uma MR real instalada no Parque Barigui, na cidade de Curitiba, capital do Paraná. Essa MR inteligente com capacidade de ilhamento foi instalada por um projeto de P&D em uma parceria da distribuidora local e a Universidade Federal do Paraná (UFPR), sendo um projeto piloto de demonstração. Não se trata de uma MR comercial, nem comunitária. Porém, os estudos vêm avaliando a capacidade da MR em prover serviços ancilares ao SD, mostrando o potencial das MRs para prover tais serviços.

Tabela 9 – Trabalhos de literatura cinza dentro do tema de pesquisa

Referência	Journal	Ano	Citações
Blasi *et al.* (Blasi *et al.*, 2023)	2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA)	2023	1
Santos *et al.* (Santos, Luiza H. S. *et al.*, 2023)	2023 15th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)	2023	0
Santos *et al.* (Santos, Felipe Crestani Dos *et al.*, 2023)	2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)	2023	0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em Santos *et al.* (2023b), apresentado no SEPOC, descreve-se um condomínio contendo 47 UCs, 27 das quais possuem sistemas FV em seus telhados, e contando com um SAE comunitário composto por uma bateria de íon de lítio de 255 kWh. O condomínio possui capacidade de ilhamento intencional no caso de falta de energia no SD local, sendo quase uma MR, denominada de ConGRID. Não se configura em uma MR no conceito do DOE, entretanto, por não possuir sistemas de monitoramento, controle e otimização. O trabalho descreve o projeto da distribuidora local, a CPFL, que pretende investir na automação da MR, transformando-a em uma MR inteligente de acordo com o conceito do DOE. Os principais objetivos seriam não apenas prover resiliência aos condôminos, como também melhorar a

qualidade de energia para o SD local, provendo serviços ancilares.

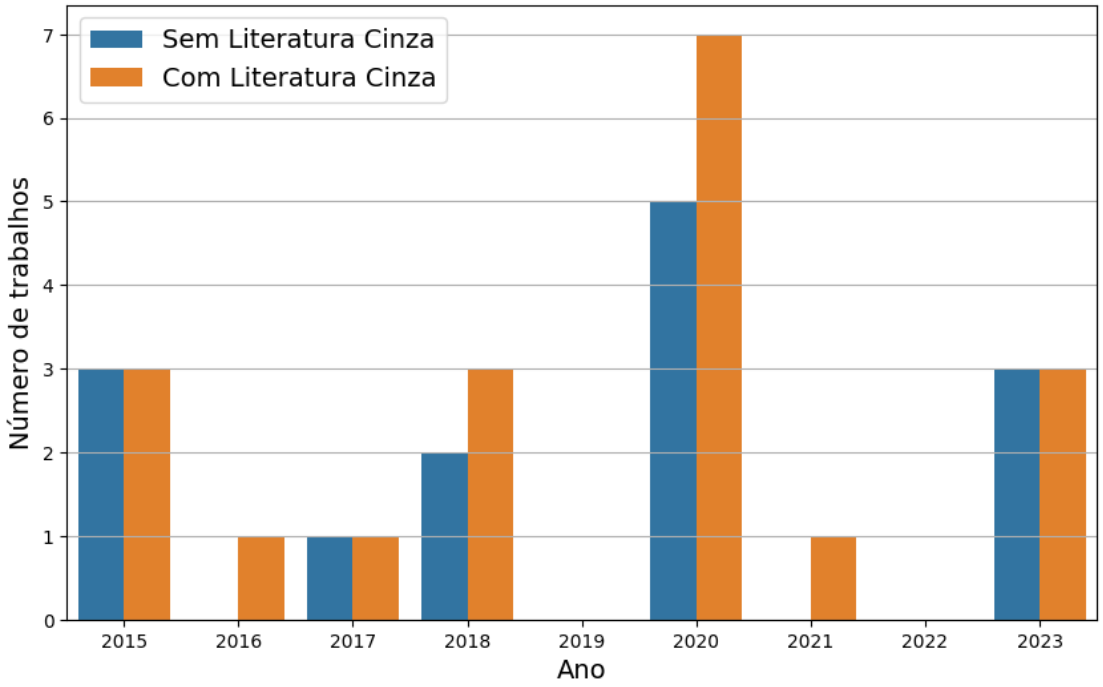
Já em Santos *et al.* (2023b) descreve-se trabalho apresentado no evento PESGM, descrevendo os principais aspectos da instalação da primeira e histórica MR comercial possivelmente comunitária, com capacidade de ilhamento intencional, conectada à rede de uma distribuidora brasileira, em um projeto instalado atrás do medidor. O projeto é o resultado de um P&D da ANEEL, realizado em parceria pela COPEL e pelo Parque Tecnológico de Itaipu (PTI), em uma comunidade rural. A MR foi instalada na fazenda São Pedro Colombari, fazenda que já contava com um gerador síncrono a biogás, produzido com resíduos da produção pecuária local. Embora simples e com capacidade de apenas 105 kVA, e de só possuir uma unidade geradora a biogás, sem inversores, além de um dispositivo de acoplamento muito simples sem transição suave entre modos ilhado e conectado, o projeto é considerado um marco por provar a viabilidade e a utilidade das MRs não apenas para prover resiliência para seus prossumidores, mas também aumentar a qualidade de energia para o SD local.

11. ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA

Como já exposto, os únicos artigos novos trazidos pela pesquisa bibliográfica final não trouxeram informações que invalidassem as propostas já estabelecidas nas pesquisas realizadas entre 2019 e 2022, nem as modificassem em nenhum aspecto. Identificou-se, entretanto, novas informações sobre projetos de pesquisa locais que devem permitir cada vez mais, nos próximos anos, avaliar a capacidade de as MRs fornecerem serviços ao SD, e o valor desses serviços. Além disso, identificou-se o marco histórico da instalação da primeira MR inteligente brasileira comercial multiproprietária, possivelmente já classificável como uma CE, atendendo também ao conceito de MR do DOE. O projeto, embora relativamente simples, representa um marco e uma quebra de paradigmas, mostrando a já possível viabilidade comercial da tecnologia em um caso específico, em parceria com a COPEL.

A nova pesquisa, entretanto, reúne todos os trabalhos relevantes que foi possível identificar sobre a viabilização regulatória de MRs inteligentes, comunitárias ou não, no contexto brasileiro. A análise bibliométrica do portfólio resultante, além de garantir a originalidade desta tese, permite avaliar tendências de interesse na pesquisa deste tema ao longo do tempo. Por este motivo, o portfólio com o total de 19 trabalhos, incluindo os de literatura cinza, resultantes dos processos de filtragem, foi analisado usando *scripts* em um *Notebook* em Python. Os resultados da análise bibliométrica são mostrados no **Gráfico 11**.

Gráfico 11 – Número de trabalhos no *ranking* final por ano de publicação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Percebe-se que não é possível identificar um padrão claro de crescimento devido ao ainda pequeno número de publicações, indicando o quanto essa área de pesquisa ainda está em maturação. Porém, cabe ressaltar que as pesquisas foram realizadas sem quaisquer restrições de tempo. Ou seja, as primeiras pesquisas relevantes começaram a aparecer somente em 2015, e desde então, já foram publicados, pelo menos, esses 19 trabalhos, indicando um crescente interesse no tema na última década.