



TECNOLOGIAS DE CARREGAMENTO INTELIGENTE E MOBILIDADE
ELÉTRICA: UMA ANÁLISE REGULATÓRIA

Luiza Masseno de Pinho Santiago Leal

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador(es): Amaro Olimpio Pereira Junior
Maurício Tiomno Tolmasquim

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2024

TECNOLOGIAS DE CARREGAMENTO INTELIGENTE E MOBILIDADE
ELÉTRICA: UMA ANÁLISE REGULATÓRIA

Luiza Masseno de Pinho Santiago Leal

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior
Maurício Tiomno Tolmasquim

Aprovada por: Amaro Olímpio Pereira Junior
Maurício Tiomno Tolmasquim
David Alves Castelo Branco
Nivalde José de Castro

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
FEVEREIRO DE 2024

Leal, Luiza Masseno de Pinho Santiago

Tecnologias de carregamento inteligente e mobilidade elétrica: uma análise regulatória / Luiza Masseno de Pinho Santiago Leal. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2024.

VII, 124 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior

Maurício Tiomno Tolmasquim

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 121-133.

1. Mobilidade elétrica. 2. Análise regulatória. 3. Carregamento inteligente. I. Júnior, Amaro Olímpio Pereira *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Concluir o mestrado no Programa de Planejamento Energético (PPE) da COPPE/UFRJ, uma instituição de excelência e dedicada ao avanço da pesquisa e inovação no país, é motivo de grande alegria e realização. E, com profunda gratidão, expresso meus agradecimentos a todas as pessoas que tornaram esta jornada possível.

Aos meus pais, Eliane e José Augusto, e ao meu irmão, Enrique, pelo amor incondicional, estímulo, conselhos e carinho ao longo do mestrado e da pandemia. Diante de todas as dificuldades dos últimos anos, a resiliência e determinação para continuar só foi possível graças a vocês.

Ao meu companheiro, Ivan, que tornou esta jornada mais leve e enriquecedora, e à minha amiga Carolina, por dividir as alegrias e os anseios do cotidiano de mestranda.

Aos professores do Programa, minha profunda admiração e agradecimento por todos os ensinamentos e excelência profissional. Em especial, meus orientadores, Prof. Amaro Pereira e Prof. Maurício Tolmasquim, pelo suporte, sabedoria e dedicação.

Aos funcionários do PPE, por toda atenção e carinho.

À equipe do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), especialmente, Prof. Nivalde de Castro, Maurício Moszkowicz, Rubens Rosental, Daniel Viana, Bianca de Castro, Lucca Zamboni e Lillian Monteath, por todo o apoio e orientação. Agradeço a confiança que depositaram em mim desde o início desta jornada.

Agradeço, ainda, ao Grupo CPFL pelo apoio técnico e financeiro, por meio do Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) “*PD-00063-3062/2019 - Laboratório de Mobilidade Elétrica: Eletrificação das Frotas Operacionais de Indaiatuba*” com recursos do Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Agradeço também à CAPES pelo apoio financeiro durante a trajetória acadêmica no mestrado.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

TECNOLOGIAS DE CARREGAMENTO INTELIGENTE E MOBILIDADE
ELÉTRICA: UMA ANÁLISE REGULATÓRIA

Luiza Masseno de Pinho Santiago Leal

Fevereiro/2024

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior

Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

As tecnologias de carregamento inteligente avançam mundialmente diante da expansão da mobilidade elétrica e das fontes renováveis no sistema elétrico. Vantagens econômicas e operacionais ao setor elétrico e aos consumidores se apresentam como motivadores no curto, médio e longo prazo. Diante disso, o objetivo geral do presente estudo é avaliar e propor as medidas regulatórias necessárias para o desenvolvimento do carregamento inteligente e da integração bem-sucedida de veículos elétricos (VEs) na rede elétrica no Brasil. Busca-se contribuir para a consolidação e sistematização da produção de conhecimento relevante sobre o tema e subsidiar as decisões estratégicas e de planejamento dos tomadores de decisão e das concessionárias de distribuição de energia elétrica. A metodologia consistiu em uma revisão sistemática da literatura internacional e nacional no período de 2015 a 2022. Os resultados indicam a oportunidade de implementação de *sandboxes* regulatórios e tarifários, visando a avaliação de novas medidas regulatórias para o carregamento inteligente como recurso de flexibilidade no Setor Elétrico Brasileiro. As novas práticas regulatórias envolvem a definição de atores e responsabilidades, formas de remuneração dos serviços de flexibilidade na distribuição de energia, novas modalidades tarifárias, avaliações econômicas para a implementação de medidores inteligentes e de submedição, protocolos de comunicação e interoperabilidade, assim como requisitos de segurança e privacidade de dados.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

TECNOLOGIAS DE CARREGAMENTO INTELIGENTE E MOBILIDADE
ELÉTRICA: UMA ANÁLISE REGULATÓRIA

Luiza Masseno de Pinho Santiago Leal

Fevereiro/2024

Advisors: Amaro Olimpio Pereira Junior

Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

Smart charging technologies are undergoing global advancements concurrent with the proliferation of electric mobility and the integration of the renewable sources into the electrical grid. The consequential economic and operational benefits for both the electricity sector and consumers serve as compelling incentives in the short, medium, and long term. Against this backdrop, the overarching aim of this study is to assess and propose optimal regulatory practices essential for the advancement of smart charging and integration of electric vehicles into the Brazilian electrical grid. It is expected to contribute to the consolidation and systematization of pertinent knowledge in the theme, thereby supporting informed strategic decision-making and planning among stakeholders and companies operating in the electricity distribution sector. The employed methodology entails a systematic review of international and national literature spanning the years 2015 to 2022. The findings underscore the potential efficacy of introducing regulatory and tariff sandboxes to evaluate novel regulatory measures for smart charging as a flexibility resource in Brazil. These emerging regulatory practices encompass delineating roles and responsibilities of key stakeholders, devising remuneration structures for flexibility services in energy distribution, establishing innovative tariff modalities, conducting economic assessments for the implementation of smart meters and sub-metering, defining communication and interoperability protocols, and addressing data security and privacy requirements.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. REDES INTELIGENTES E O CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	9
2.1. TECNOLOGIAS HABILITADORAS DA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	11
2.2. TECNOLOGIAS E APLICAÇÕES DO CARREGAMENTO INTELIGENTE.....	15
3. REGULAÇÃO PARA O CARREGAMENTO INTELIGENTE E A INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE ELÉTRICA	20
3.1. ATORES E RESPONSABILIDADES	20
3.2. RECURSOS DE FLEXIBILIDADE	25
3.2.1. <i>Mercado de energia</i>	32
3.2.2. <i>Modelos de tarifas</i>	34
3.3. COMUNICAÇÃO E INTEROPERABILIDADE.....	37
3.4. SEGURANÇA DOS DADOS	41
4. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	44
4.2. ATORES E RESPONSABILIDADES	44
4.3. RECURSOS DE FLEXIBILIDADE	53
4.3.1. <i>Mercado de energia</i>	53
4.3.2. <i>Modelos de tarifas</i>	58
4.4. COMUNICAÇÃO E INTEROPERABILIDADE.....	68
4.5. SEGURANÇA DOS DADOS	75
5. CARREGAMENTO INTELIGENTE E REGULAÇÃO PARA A INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE NO BRASIL	81
5.1. ATORES E RESPONSABILIDADES.....	81
5.3. RECURSOS DE FLEXIBILIDADE	86
5.3.1. <i>Mercado de energia</i>	87
5.3.2. <i>Modelos de tarifas</i>	89
5.4. COMUNICAÇÃO E INTEROPERABILIDADE.....	91
5.5. SEGURANÇA DOS DADOS	93
6. CONCLUSÕES.....	97
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. METODOLOGIA DE PESQUISA BIBLIOMÉTRICA ADOTADA E QUANTIDADE DE ARTIGOS CIENTÍFICOS	6
FIGURA 2. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO CIENTÍFICA NA REVISÃO SISTEMÁTICA DA BIBLIOGRAFIA SOBRE O TEMA: DE 2015 A 2022	6
FIGURA 3: ENQUADRAMENTO ANALÍTICO ADOTADO PARA A PESQUISA DE MEDIDAS REGULATÓRIAS PARA A INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE	8
FIGURA 4. TECNOLOGIAS HABILITADORAS PARA O CARREGAMENTO INTELIGENTE DE VES	12
FIGURA 5: ESQUEMA ILUSTRATIVO DE PRINCIPAIS ATORES DO SISTEMA ELÉTRICO E SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE PRESTADOS A PARTIR DA INTEGRAÇÃO DE VES	26
FIGURA 6. TIPOS DE TARIFAS E SERVIÇOS PARA RECARGA INTELIGENTE IMPLEMENTADAS NA EUROPA	59

LISTA DE TABELAS

TABELA 1. DEZ MAIORES PAÍSES EM PRODUÇÃO CIENTÍFICA SOBRE O TEMA: DE 2015 A 2022.....	7
TABELA 2. CARACTERIZAÇÃO DOS DIFERENTES NÍVEIS DE CARREGAMENTO CA E CC....	13
TABELA 3. CARACTERÍSTICAS DOS PRINCIPAIS MERCADOS DE ENERGIA EUROPEUS.....	54
TABELA 4. EXEMPLOS DE TIPOS DE SERVIÇOS DE RESERVAS CONTRATADOS PELO OST E CARACTERÍSTICAS	54
TABELA 5. TARIFAS E SERVIÇOS DE VEs, IMPLANTAÇÃO DE MEDIDORES INTELIGENTES E PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA NA UE.....	62
TABELA 6. AÇÕES E DATAS DE EXECUÇÃO DO PLANO DE AÇÃO PARA A DIGITALIZAÇÃO DO SISTEMA ENERGÉTICO	76

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1. CARACTERÍSTICAS E DIFERENÇAS ENTRE REDE INTELIGENTE E REDE CONVENCIONAL NO SETOR ELÉTRICO	10
QUADRO 2. DIFERENTES TIPOS DE APLICAÇÃO DE CARREGAMENTOS INTELIGENTES, CONTROLES INTELIGENTES, USOS POSSÍVEIS E MATURIDADE TECNOLÓGICA.....	18
QUADRO 3: SÍNTESE DAS VANTAGENS E DESVANTAGENS DO CARREGAMENTO INTELIGENTE UNIDIRECIONAL E BIDIRECIONAL	27
QUADRO 4: SÍNTESE DOS PRINCIPAIS SERVIÇOS DE RESILIÊNCIA PRESTADOS POR VES PARA O SISTEMA ELÉTRICO E SUAS PRINCIPAIS VANTAGENS	30
QUADRO 5: INTEGRAÇÃO INTELIGENTE DE VES NA REDE E APLICAÇÕES EM DIFERENTES ESCALAS DE TEMPO	31
QUADRO 6: MODELOS DE TARIFAS BASEADAS EM TEMPO E INCENTIVOS	35
QUADRO 7: PROTOCOLOS PARA A INTEGRAÇÃO DO VE NA REDE E AVALIAÇÃO SOBRE A DISPONIBILIDADE DE ACESSO, INTEROPERABILIDADE E ADOÇÃO NO MERCADO.....	39
QUADRO 8: SÍNTESE DAS MELHORES PRÁTICAS REGULATÓRIAS ADOTADAS PELA UE E CALIFÓRNIA NO ÂMBITO DE ATORES E RESPONSABILIDADES	52
QUADRO 9: SÍNTESE DAS MELHORES PRÁTICAS REGULATÓRIAS ADOTADAS POR UNIÃO EUROPEIA E CALIFÓRNIA NO ÂMBITO DE RECURSOS DE FLEXIBILIDADE	66
QUADRO 10: SÍNTESE DAS MELHORES PRÁTICAS REGULATÓRIAS ADOTADAS POR UNIÃO EUROPEIA E CALIFÓRNIA NO ÂMBITO DA COMUNICAÇÃO E INTEROPERABILIDADE... 74	
QUADRO 11: SÍNTESE DAS MELHORES PRÁTICAS REGULATÓRIAS ADOTADAS POR UNIÃO EUROPEIA E CALIFÓRNIA NO ÂMBITO DA SEGURANÇA DE DADOS.....	80
QUADRO 12. SÍNTESE DE PROPOSTAS DE MODELOS REGULATÓRIOS PARA A INSERÇÃO DE REDS DA NOTA TÉCNICA Nº033/2022 E CLASSIFICAÇÃO POR EIXOS DE ANÁLISE.....	82
QUADRO 13. SÍNTESE DAS MEDIDAS E PROPOSTAS REGULATÓRIAS NO BRASIL PARA A IMPLANTAÇÃO BEM-SUCEDIDA DO CARREGAMENTO INTELIGENTE E INTEGRAÇÃO COM A MOBILIDADE ELÉTRICA.....	95

LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS

ABVE - Associação Brasileira de Veículos Elétricos

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ACER - *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*

AFIR - *Alternative Fuels Infrastructure Regulation*

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CA - Corrente Alternada

CAISO - *California Independent System Operator*

CAPEX - *Capital Expenditure*

CC - Corrente Contínua

CCA - *Community Choice Aggregators*

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CE - Comunidades de Energia

CEER - *Council of European Energy Regulators*

CO₂ - Dióxido de Carbono

CPUC - *California Public Utilities Commission*

DOE - *Department of Energy*

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EUA - Estados Unidos da América

FERC - *Federal Energy Regulatory Commission*

FHWA - *Federal Highway Administration*

GEE - Gases do Efeito Estufa

IEA - *International Energy Agency*

IMA - Infraestrutura de Medição Avançada

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

IOU - *Investor-Owned Utilities*

IRENA - *International Renewable Energy Agency*

MCI - Motor à Combustão Interna

NEVI - *National Electric Vehicle Infrastructure*

OCA – *Open Charge Alliance*

OCPP - *Open Charge Point Protocol*

OCPI - *Open Charge Point Interface*

OM - Operador de Mercado

OMS - Organização Mundial da Saúde

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX - *Operational Expenditure*

OST - Operador do Sistema de Transmissão

OSD - Operador do Sistema de Distribuição

PD&D - Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração

PD&I – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PDR - *Proxy Demand Response*

RCF - Reservas de Contenção de Frequência

RD - Resposta da Demanda

RED - Recurso Energético Distribuído

RED II - Diretiva de Energia Renovável 2018/2001/UE

RRAF - Reservas de Restauração Automática de Frequência

RRMF - Reservas de Restauração Manual de Frequência

RTP - *Real Time Pricing*

SAE - *Society of Automotive Engineers*

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SEPA - *Smart Electric Power Alliance*

TIC - Tecnologias de Informação e Comunicação

TOTEX - *Capital Expenditure + Operational Expenditure*

ToU - Tarifa *Time of Use*

UE - União Europeia

VE - Veículo Elétrico

VPP - *Virtual Power Plant*

V1G - Controle Unidirecional

V2G - *Vehicle-to-grid*

V2X - *Vehicle-to-X*

V2H - *Vehicle-to-home*

V2B - *Vehicle-to-building*

1. INTRODUÇÃO

O agravamento do aquecimento global a partir do aumento nas emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) suscita uma série de esforços em direção à promoção de tecnologias ambientalmente sustentáveis, principalmente em atividades econômicas altamente poluidoras, como é o caso do setor de transportes.

O dióxido de carbono (CO₂) constitui o principal gás contribuidor para o agravamento das mudanças climáticas. Dentre os setores energéticos, a geração de eletricidade – a partir de carvão, gás e óleo – contribui com cerca de 40% do total de emissões de CO₂. O setor de transportes, por sua vez, se apresenta como o segundo maior responsável, com cerca de 23% de participação. As emissões globais do setor de transporte totalizaram 7,2 GtCO₂ em 2020, sendo que os veículos leves são os maiores contribuidores por essas emissões, representando cerca de 46% das emissões totais do setor de transportes (IEA, 2021a). Vale ressaltar que, no Brasil, o setor de transportes se apresenta como o maior responsável pelas emissões no setor energético, com cerca de 47% em 2020 (SEEG, 2021). Diante disso, a busca por alternativas e soluções de maior eficiência energética no setor de transportes avança para possibilitar o alcance das metas estabelecidas nos acordos climáticos internacionais.

Neste contexto, os veículos elétricos (VEs) se consolidam como uma alternativa em direção à construção de um setor de transportes de baixo carbono. Os VEs, em geral, emitem menos GEE do que os veículos de motor à combustão interna (MCI), tendo em vista a sua maior eficiência energética e a não queima de combustíveis fósseis durante a sua operação. Observa-se que o consumo de combustível de um VE da bomba até as rodas é cerca de um terço a um quarto do consumo de um veículo MCI eficiente (IRENA, 2019). Além disso, as emissões relativas de CO₂ dos VEs dependem da participação de fontes renováveis na geração de eletricidade. Destaca-se que a geração elétrica a partir de fontes renováveis como combustível contribui para uma operação cada vez mais ambientalmente sustentável.

Além disso, os VEs podem auxiliar na melhora da qualidade do ar e dos níveis de ruído nas áreas urbanas. A poluição do ar é um dos maiores riscos ambientais para a saúde. Segundo a Organização Mundial da Saúde (OMS), estima-se que quase toda a população global (99%) respira ar que excede os limites das suas diretrizes, com países de baixa e média renda sofrendo as maiores exposições. Ao reduzir os níveis de poluição

do ar, os países podem reduzir a carga de doenças decorrentes de acidente vascular cerebral, doenças cardíacas, câncer de pulmão e doenças respiratórias crônicas e agudas, incluindo asma (OMS, 2021).

O setor de transportes terrestre se consolida como o maior consumidor final mundial de derivados de petróleo, com cerca de 49,3% de participação em 2019 (IEA, 2020a). Diante disso, países e regiões ameaçados por conflitos geopolíticos buscam urgentemente por uma redução da dependência da importação de combustíveis fósseis e da exposição às volatilidades de seu preço. Assim, seus investimentos e estratégias estão direcionados à promoção de recursos de energia confiáveis, eficientes, econômicos e verdes.

Ademais, diferentes governos estabeleceram planos estratégicos de forma a consolidar a recuperação econômica baseada na promoção de tecnologias verdes que reduzam a dependência de importação de combustíveis fósseis e ampliem a competitividade da indústria nacional. A prioridade dos investimentos se encontra em energias renováveis e demais tecnologias de baixo carbono, que se mostram capazes de criar novas cadeias produtivas, além de gerar emprego e renda. A eletrificação dos transportes implica em uma redução da força de trabalho na indústria de combustíveis fósseis, no entanto tem o potencial de gerar novas vagas de emprego em setores com alto valor agregado, principalmente com o desenvolvimento de novos produtos, serviços e modelos de negócios de suporte ao ecossistema da mobilidade elétrica. Alguns exemplos de iniciativas que abordam a eletrificação dos transportes são o plano *REPowerEU* na Europa, a Lei de Redução da Inflação nos Estados Unidos da América (EUA) e o 14º Plano Quinquenal na China (EUR-Lex, 2022; CONGRESS, 2022; STANFORD, 2022).

A partir do desenvolvimento de novos conceitos de mobilidade elétrica, conectada, autônoma e compartilhada, os esforços de inovação e conquista do mercado consumidor aumentaram. Apenas na última década, essa indústria atraiu mais de US\$ 400 bilhões em investimentos, incluindo investimento em empresas e *startups* focadas na eletrificação da mobilidade, conexão de veículos e tecnologia de condução autônoma (McKinsey & Company, 2021).

Nota-se que a preocupação ambiental e a busca por diversificação de fontes na matriz elétrica implicam em um aumento contínuo da participação de fontes não-emissoras na geração de eletricidade. Segundo dados da BP (2022), a participação de

fontes renováveis no mundo cresceu de 18% para 27% no período de 2000 a 2021. Tal fenômeno contribui para a consolidação da eletrificação como um vetor primordial para a descarbonização. Neste âmbito, destacam-se as fontes eólica e solar, caracterizadas por sua intermitência e alta variabilidade, o que proporciona, por outro lado, maiores desafios para a operação e o planejamento do sistema elétrico.

No Brasil, em 2021, a participação de renováveis na matriz elétrica representou cerca de 78% (EPE, 2022). Assim, apesar de ter sido um ano caracterizado pela crise hídrica e pelo consequente aumento do acionamento de termelétricas, o Brasil ainda se consolida como uma das matrizes elétricas mais renováveis no mundo.

De acordo com a EPE (2022), para produzir 1 MWh, o setor elétrico brasileiro (SEB) emite cerca de 37% do que é emitido pela União Europeia, 27% do que é emitido pelo setor elétrico americano e 15% do que é emitido pelo setor elétrico chinês, configurando-se como uma matriz elétrica de baixo carbono referência no mundo. Tal fator auxilia, por sua vez, em um ciclo de vida do VE mais ambientalmente sustentável. Segundo McKinsey & Company, no Brasil, em termos de redução de emissões no ciclo de vida do veículo, os veículos elétricos puros a bateria têm volume de emissões total por carro de 10 a 14 tCO₂e, enquanto modelos tradicionais emitem de 17 a 44 tCO₂e (Fantoni *et al.*, 2023).

Nota-se que a eletrificação de atividades econômicas altamente poluidoras, como o setor de transportes, apresentou avanços nos últimos anos. O estoque global de VEs de passageiros leves atingiu mais de 26 milhões de unidades em 2022, representando um aumento de 60% em relação a 2021 e mais de 5 vezes o estoque de 2018. Os países e regiões que apresentaram maior destaque foram China, Europa e EUA. De acordo com a IEA (2023a), a frota global de VEs consumiu cerca de 110 TWh de eletricidade em 2022, o que equivale aproximadamente à atual demanda total de eletricidade na Holanda.

As projeções da *International Energy Agency* (IEA) indicam que a demanda de eletricidade para VEs deve atingir, em 2030, mais de 950 TWh no Cenário de Políticas Declaradas e cerca de 1.150 TWh no Cenário de Promessas Anunciadas. Este último poderia ser cerca de 20% maior diante de taxas mais altas de eletrificação em muitos mercados de alta quilometragem média de veículos, como os EUA, mas também a uma maior eletrificação nos segmentos de caminhões e ônibus, que apresentam uma alta demanda de eletricidade por veículo. Por fim, assume-se ainda que, em países com

compromissos de emissões líquidas zero, uma parcela maior do consumo de energia de VEs *plug-in* é fornecida pela eletricidade, em oposição à gasolina ou ao diesel. Isso é particularmente relevante para carros e vans, que respondem por cerca de dois terços da demanda em ambos os cenários (IEA, 2023a).

Segundo a IEA, em 2030, estima-se que os edifícios desempenharão um papel importante para o segmento de VEs leves de passageiros com a instalação de infraestrutura de carregamento privada. Aproximadamente, 89% das estações globais de carregamento de VEs serão privadas e localizadas em residências ou prédios comerciais (IEA, 2022b). Tal processo de difusão futura da mobilidade elétrica intensifica as preocupações de entidades do setor elétrico acerca de impactos no sistema de distribuição e de perturbações no equilíbrio entre a demanda e oferta de eletricidade. Portanto, os investimentos em carregamento inteligente para VEs e em digitalização do setor elétrico passam a ser elementos fundamentais no processo de eletrificação do setor de transportes.

Assim sendo, a presente dissertação tem como objetivo geral avaliar e propor as medidas regulatórias necessárias para o desenvolvimento do carregamento inteligente e da integração bem-sucedida de VEs na rede elétrica no Brasil. O trabalho parte de uma pesquisa realizada nas bases *Scopus e Web of Science*, a qual apresenta a lacuna de produção científica sobre o tema no âmbito do Brasil. Também se beneficia das lições aprendidas das melhores práticas regulatórias da experiência internacional em dois dos principais mercados da mobilidade elétrica: União Europeia e Califórnia, nos EUA.

Os resultados deste estudo buscam contribuir para a consolidação e sistematização da produção de conhecimento relevante acerca dos requisitos para a construção do quadro regulatório necessário ao carregamento inteligente e à integração de VEs na rede elétrica brasileira. Além disso, o trabalho também almeja auxiliar e subsidiar as decisões estratégicas e de planejamento dos tomadores de decisão e de concessionárias de distribuição de energia elétrica em um cenário de difusão de VEs no Brasil.

A estrutura da dissertação está dividida em cinco capítulos. Posteriormente a esta introdução, no Capítulo 2, a presente pesquisa inclui uma revisão bibliográfica das principais tecnologias habilitadoras e aplicações de carregamento inteligente existentes para os VEs, de forma a subsidiar o entendimento das medidas regulatórias necessárias no campo. Foram analisados artigos científicos de revisão sobre a temática publicados no

período de 2015 a 2022, nas bases *Scopus* e *Web of Science*. Os relatórios de agências internacionais especializadas também foram objeto de revisão sobre a temática.

A partir desta contextualização, no Capítulo 3, a questão de pesquisa que orienta a metodologia de revisão sistemática da literatura científica internacional é a seguinte: “Quais são as medidas regulatórias necessárias à implantação bem-sucedida do carregamento inteligente e à integração de VEs na rede elétrica?”.

As *strings* de busca utilizadas foram: “*electric vehicles*” and “*distributed energy resources*”; “*electric vehicles*” and “*microgrid*”; “*electric vehicles*” and “*virtual power plant*”; “*electric vehicles*” and “*energy community*”; “*V2X*” and “*electric vehicles*”; “*V2X*” and “*energy community*”; “*V2X*” and “*virtual power plant*”; “*V2X*” and “*microgrid*”; “*V2G*” and “*project*”; “*V2G*” and “*pilot*”; “*V2G*” and “*microgrid*”; “*V2G*” and “*energy community*”; “*V2G*” and “*virtual power plant*”; “*V2H*” and “*project*”; “*V2H*” and “*pilot*”; “*V2H*” and “*microgrid*”; “*V2H*” and “*energy community*”; “*V2H*” and “*virtual power plant*”; “*V2B*” and “*project*”; “*V2B*” and “*pilot*”; “*V2B*” and “*microgrid*”; “*V2B*” and “*energy community*”; “*V2B*” and “*virtual power plant*”.

Os estudos analisados foram publicados nas plataformas de pesquisa *Web of Science* e *Scopus* no período de 2015 a 2022. Ambas as bases científicas permitem a possibilidade de gerar arquivos “.bib” com os registros, que foram transformados em um único conjunto de dados usando o pacote *R Studio* chamado *Bibliometrix* e o aplicativo *R* chamado *Biblioshiny*. Anteriormente ao ano de 2015, a produção científica sobre o tema ainda era incipiente e, como se trata de uma fronteira tecnológica, se verifica que a análise de períodos anteriores não abarcaria uma revisão atualizada do desenvolvimento das melhores práticas regulatórias para a tecnologia.

Também se utilizou como filtro os artigos e artigos de revisão, assim como as principais áreas temáticas para análise da pergunta de pesquisa, como “Energia”, “Negócios”, “Economia” e “Multidisciplinar”. A metodologia utilizada está esquematizada na Figura 1.

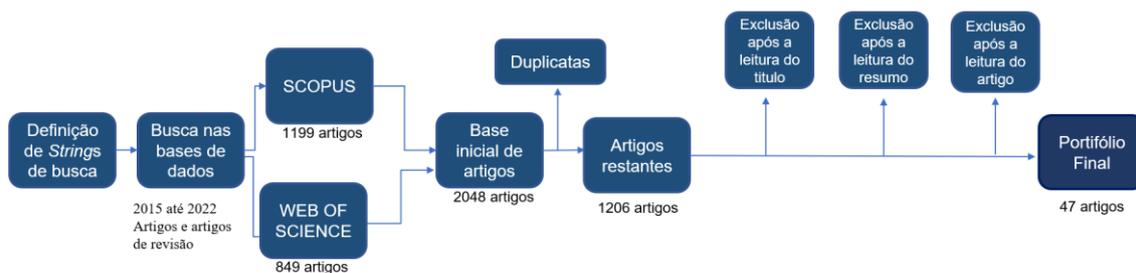


Figura 1. Metodologia de pesquisa bibliométrica adotada e quantidade de artigos científicos

Fonte: Elaboração própria.

A partir das *strings* de busca acima destacadas, o total inicial de artigos consistiu em 1.199 na base *Scopus* e 849 na base *Web of Science*. Após a remoção de duplicatas pelo R, a base final foi de 1.206 artigos. A partir dessa base final, utilizou-se a ferramenta *Bibliometrix*, que consiste em uma biblioteca de funções, disponível em linguagem R, que fornece rotinas para importação de dados bibliográficos das bases de dados, realização de análises bibliométricas e construção de matrizes de dados.

A Figura 2 apresenta a evolução da produção científica sobre o tema no período de 2015 a 2022. Até novembro do ano de 2022, apresenta-se um recorde na produção anual, com a publicação de 318 documentos científicos (artigos e artigos de revisão), sem duplicatas.

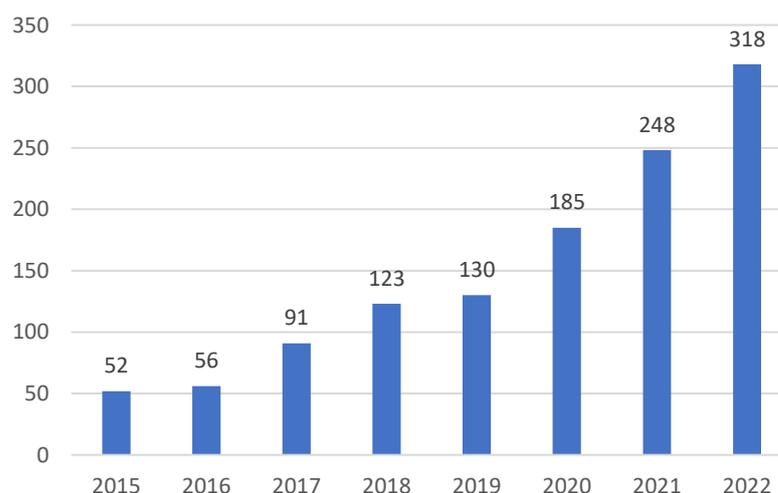


Figura 2. Evolução da produção científica na revisão sistemática da bibliografia sobre o tema: de 2015 a 2022

Fonte: Elaboração própria, a partir das bases de dados *Scopus* e *Web of Science*.

Ao analisar a produção científica por países, percebe-se que China, Iran, EUA, Índia, Reino Unido, Espanha, Alemanha, Portugal e Itália se destacam ao longo do período pelas suas maiores produções sobre o tema, como mostra a Tabela 1. China, EUA e países da Europa são caracterizados por mercados de mobilidade elétrica em status mais avançado e, conseqüentemente, apresentam maiores preocupações acerca de impactos na rede elétrica. Outros países, como Iran e Índia, apresentam planos industriais robustos para a promoção da mobilidade elétrica.

Tabela 1. Dez maiores países em produção científica sobre o tema: de 2015 a 2022

Posição	País	Quantidade
1°	China	440
2°	Iran	136
3°	EUA	120
4°	Índia	111
5°	Reino Unido	66
6°	Espanha	65
7°	Alemanha	64
8°	Portugal	64
9°	Itália	59
10°	Austrália	53
19°	Brasil	21

Fonte: Elaboração própria, a partir de *Bibliometrix* e das bases de dados *Scopus* e *Web of Science*.

Observa-se que o Brasil se encontra na 19ª posição, com 21 publicações sobre o tema, o que configura ainda espaço significativo para maiores estudos e pesquisas sobre a temática no país.

A abordagem metodológica de revisão bibliométrica se mostrou essencial para a definição do enquadramento analítico adotado no presente estudo, apresentado na Figura 3. A partir da leitura e análise da produção científica relevante sobre o tema, foram delimitados quatro principais eixos de análise: i) atores e responsabilidades; ii) recursos de flexibilidade; iii) comunicação e interoperabilidade; e iv) segurança dos dados.

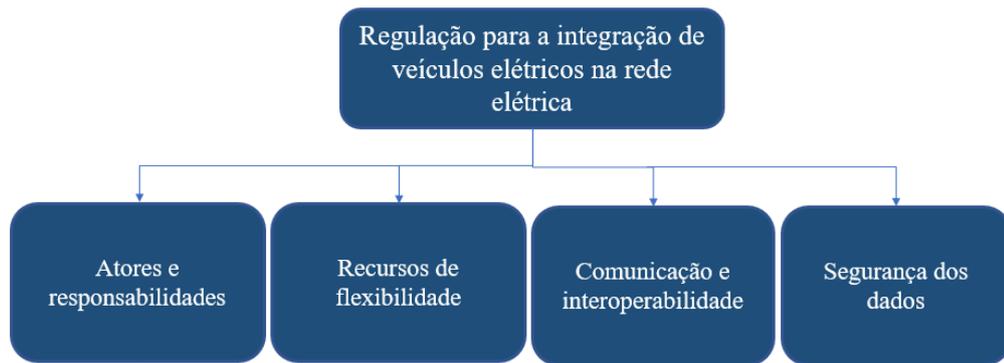


Figura 3: Enquadramento analítico adotado para a pesquisa de medidas regulatórias para a integração de veículos elétricos na rede

Fonte: Elaboração própria.

O Capítulo 4, por sua vez, inclui a análise da experiência internacional da UE e da Califórnia. A justificativa metodológica da escolha se baseia nos seguintes motivos: i) são grandes mercados de VEs, o que implica em uma realidade prática acerca dos desafios impostos com a difusão em massa da tecnologia; ii) apresentam alto nível de publicações da comunidade científica sobre o tema; e iii) a disponibilidade de dados e acesso a publicações governamentais é de amplo e fácil acesso. Os relatórios de agências governamentais e internacionais especializadas também foram objeto complementar de análise sobre a temática, dentre as quais se destacam IEA, *International Renewable Energy Agency* (IRENA), *Department of Energy* (DOE), *European Commission*, *Council of European Energy Regulators* (CEER), *Smart Electric Power Alliance* (SEPA).

Por fim, no Capítulo 5, são avaliados os principais avanços que a regulação brasileira apresentou nos últimos anos frente à temática do carregamento inteligente e da sua integração com a rede elétrica. O capítulo consolida as proposições de medidas regulatórias, assim como os potenciais estudos e desdobramento de pesquisa na área. Os documentos de instituições e grupos de pesquisa do setor energético, bem como normativas, notas técnicas e resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foram a fonte de informação primordial para a avaliação da regulação atual no país.

2. REDES INTELIGENTES E O CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

A rede inteligente, apesar de não possuir uma definição única, pode ser entendida como uma rede automatizada, capaz de armazenar, comunicar e tomar decisões (Alotaibi *et al.*, 2020). Baseada na aplicação de tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas, a rede inteligente visa o monitoramento e gerenciamento do fluxo de eletricidade e de informações dos diferentes agentes envolvidos no setor, como geradores, operadores de rede, consumidor final, distribuidoras e transmissoras (IEA, 2022c).

A rede inteligente prevê melhoria e rapidez na qualidade de dados e informações da rede elétrica, além de permitir fluxos bidirecionais de energia e de comunicação. Dessa forma, possibilita a adequada inserção de recursos energéticos distribuídos, como geração distribuída, carregamento inteligente de VEs, resposta da demanda, dentre outros (Alotaibi *et al.*, 2020). Assim, a rede inteligente, através da digitalização e inserção de novas tecnologias, busca ampliar a flexibilidade, a resiliência, a eficiência, a confiabilidade e a sustentabilidade econômica e ambiental do setor elétrico (Leal *et al.*, 2022).

Diante disso, diferentes governos, concessionárias e fabricantes implementam, cada vez mais, projetos e programas de investimento para a adoção de tecnologias digitais no setor elétrico. Essas iniciativas incluem implantação de ativos de *hardware*, como medidores inteligentes, subestações digitais e infraestrutura de carregamento de VE inteligente, assim como soluções de *software*, como inteligência artificial, tecnologia *blockchain*, dentre outros (IEA, 2022c). Como ponto de atenção, destaca-se a necessidade de garantia da proteção de dados e da privacidade de usuários, de modo que mecanismos de ampliação da segurança cibernética se tornam essenciais.

Uma maior resiliência do sistema elétrico é também almejada no âmbito das redes inteligentes, visando a ampliação da capacidade de previsão, identificação de problemas, rápida resposta e recuperação do sistema, bem como aprendizagem e adaptação após o problema na rede. Dessa forma, torna-se possível uma maior minimização do tempo de inatividade em momentos críticos no sistema elétrico.

As principais diferenças entre a rede inteligente e as redes convencionais do sistema elétrico estão apresentadas no Quadro 1.

Quadro 1. Características e diferenças entre rede inteligente e rede convencional no setor elétrico

Rede Inteligente	Rede Convencional
Comunicação bidirecional em tempo real	Comunicação unidirecional
Sistema de geração distribuída de energia	Geração de energia centralizada
Rede interconectada	Rede radial
Grande número de sensores envolvidos	Pequena quantidade de sensores básicos
Operação digital	Operação mecânica
Controle e monitoramento automático	Controle e monitoramento manual
Controle de amplo alcance	Controle limitado
Resolução rápida de problemas de qualidade no fornecimento de energia	Resposta lenta a problemas de qualidade de energia
Consumidores envolvidos, informados e participativos na geração de energia	Consumidores desinformados e não participativos na geração de energia
Preocupação com segurança e privacidade	Ausência de preocupação com segurança e privacidade

Fonte: Elaboração própria, a partir de Butt *et al.* (2021) e Dileep (2020).

No âmbito do equilíbrio entre demanda e oferta de eletricidade, um aumento de fontes e recursos flexíveis são requeridos para a melhora da operação do sistema elétrico. Essa flexibilidade constitui, atualmente, um dos maiores desafios na transição para uma matriz elétrica de baixo carbono até 2050. Tal fato decorre de um cenário de ampliação significativa da presença de fontes de energia renováveis variáveis e não-estocáveis, como eólica e solar. Diante disso, as baterias de VEs são vistas como umas das alternativas capazes de prover flexibilidade e garantir maior confiabilidade para o sistema elétrico. No entanto, as baterias de VEs apresentam como requisitos a implantação de tecnologias de redes inteligentes, como os medidores e carregadores inteligentes.

Uma maior difusão de VEs 100% à bateria, associada à inexistência de um carregamento inteligente, pode levar a aumentos na carga de pico e impactos na distribuição, especialmente a partir de um carregamento simultâneo de veículos. Assim, a geração de energia elétrica adicional necessária para atender essa nova demanda pode levar ao despacho frequente de geradores dispendiosos, aumentando custos operacionais da rede elétrica e emissões de GEE. Mesmo em um patamar de adoção geral ainda baixo, efeitos do agrupamento na adoção de VEs em nível local podem levar a aumentos

significativos na demanda de pico, exigindo atualizações na infraestrutura de distribuição de eletricidade.

Observa-se que a recarga de VEs é realizada geralmente no período da noite, considerando que tanto frotas de veículos particulares quanto de empresas realizam a maior parte de suas viagens diárias nos períodos da manhã e da tarde. Assim, a partir de uma difusão dos VEs, o carregamento noturno descontrolado pode impactar negativamente as características da rede elétrica. Dentre as consequências negativas, destacam-se, por exemplo, o potencial congestionamento de linhas e transformadores, a perda da qualidade do fornecimento de energia, o desequilíbrio e a queda de tensão, a sobrecarga e a aceleração rápida de geradores de energia, a demanda de pico indesejável, o aumento da perda de potência, a redução do fator de carga, a distorção harmônica e o desequilíbrio de fase (Habib *et al.*, 2018; Sadeghian *et al.*, 2022). Diante dessa problemática, a recarga inteligente surge como uma solução para uma melhor gestão e monitoramento do fluxo de energia dos VEs ao longo do tempo.

Assim, torna-se viável o gerenciamento da carga de pico, a partir da programação de recarga para horários de menor demanda do sistema elétrico, preenchendo os vales de carga, além de melhor integrar ao autoconsumo de energia renováveis. O armazenamento distribuído de energia pelas baterias, por sua vez, passa a ser um recurso potencial de flexibilidade pelo lado da demanda, tanto no nível local quanto do sistema (Sadeghian *et al.*, 2022; Casella *et al.*, 2022; IRENA, 2019). As tecnologias habilitadoras da recarga de VEs e as aplicações do carregamento inteligente são analisadas nas próximas seções.

2.1. Tecnologias habilitadoras da recarga de veículos elétricos

As três principais técnicas de carregamento consistem em carregamento condutivo, carregamento sem fio e troca de bateria. Os níveis de carregamento são diferenciados como nível 1, nível 2 e nível 3, em corrente contínua (CC) ou corrente alternada (CA). Além disso, as Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) também apresentam uma série de soluções de software, hardware, comunicação e serviços fundamentais no processo de recarga. A Figura 4 exibe um esquema simplificado das tecnologias habilitadoras para o carregamento de VEs.

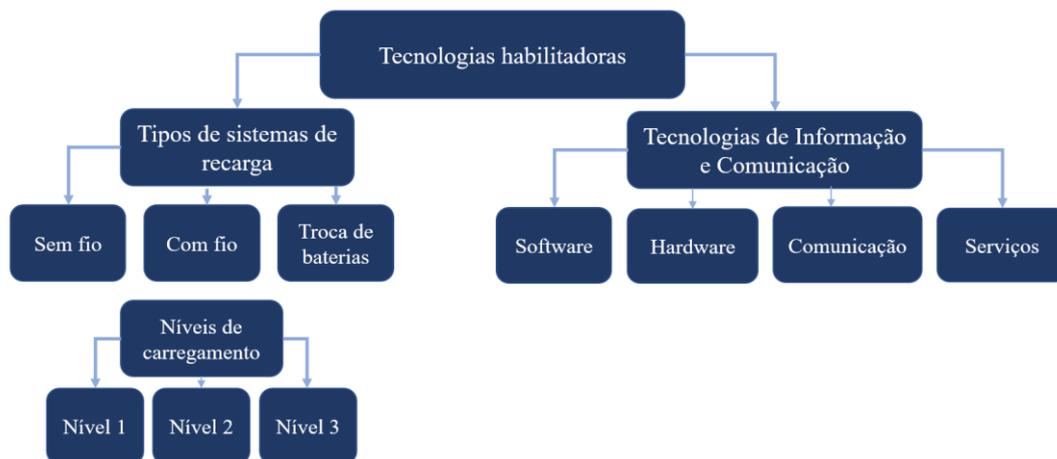


Figura 4. Tecnologias habilitadoras para o carregamento inteligente de VEs

Fonte: Elaboração própria, a partir de Sadeghian *et al.* (2022).

O carregamento condutivo, ou carregamento com fio, possui alta eficiência, pois requer uma conexão elétrica direta entre o veículo e a entrada de carregamento, e fornece diferentes níveis de carregamento, por exemplo, de nível 1, nível 2 e nível 3. Ao analisar a infraestrutura de carregamento de um edifício, por exemplo, os carregadores de CA nível 1 e nível 2 são as tecnologias dominantes. Os carregadores nível 1 são equipamentos padrão de VEs, fornecidos pelos fabricantes de automóveis. Os carregadores nível 2 podem frequentemente ser adquiridos diretamente dos fabricantes de automóveis e, em algumas cidades, são necessários em edifícios novos ou renovados (IEA, 2022b).

O nível 3 de carregamento, por sua vez, caracterizado pela recarga rápida, é encontrado mais comumente em locais públicos, como rodovias e postos de gasolina, mas também em negócios, como restaurantes, centros de entretenimento, *fast food*, cafés e lojas de departamento. Destaca-se que a instalação de postos de carregamento ao longo de rodovias entre cidades grandes e remotas permite que um VE viaje entre áreas onde a distância é maior do que a distância que o veículo pode percorrer quando totalmente carregado (Skouras *et al.*, 2020).

No entanto, vale ressaltar que o nível 3 de carregamento pode apresentar diferentes impactos no sistema de distribuição, como desvio de tensão, confiabilidade do sistema e transferência/perda de potência, aumento de pico de demanda e piora da vida útil do transformador (Arif *et al.*, 2021). O carregamento rápido em geral não deixa as baterias conectadas ao sistema por muito tempo, portanto o carregamento mais lento se

torna mais apropriado para implementação de iniciativas de fluxo bidirecional de energia e fornecimento de serviços de flexibilidade.

A caracterização dos diferentes níveis de carregamento, seu limite de voltagem, corrente, máxima potência, tempo de recarga e locais típicos de instalação estão descritos na Tabela 2.

Tabela 2. Caracterização dos diferentes níveis de carregamento CA e CC

Níveis de carregamento	Limite de tensão (V)	Limite de corrente (A)	Máxima potência de recarga (kW)	Tempo de recarga (h)	Locais típicos de instalação
Nível 1 CA (lento)	120	16	1.9	4-12	Residências e escritórios
Nível 2 CA (semilento)	240	80	19.2	2-6	Carregamento em locais públicos ou privados
Nível 3 CA (rápido)	600	160	166	0.2-1.0	Locais públicos, comércio e rodovias
Nível 1 CC	500	80	40	<1	Locais públicos e rodovias
Nível 2 CC	500	200	100		
Nível 3 CC	600	400	240		

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de Skouras *et al.* (2020), Khalid *et al.* (2019) e Rajendran *et al.* (2021).

No carregamento indutivo, ou sem fio, por sua vez, a energia é transferida através de um campo eletromagnético sem contato físico entre a fonte de alimentação e o veículo. A segurança elétrica é uma grande vantagem do carregamento indutivo sobre o carregamento condutivo. No entanto, este modo de carregamento inclui uma perda significativa de energia e baixa eficiência (Rajendran *et al.*, 2021; Arif *et al.*, 2021).

Os procedimentos de carregamento sem fio são divididos em métodos de carregamento estáticos e dinâmicos. No carregamento sem fio estático, o proprietário do VEs estaciona em um ponto de acesso do carregador para recarregar. O carregamento dinâmico, por outro lado, ocorre enquanto o veículo está em movimento. No entanto, existem alguns desafios técnicos e econômicos para o carregamento dinâmico de VEs, como a distância finita de transferência de energia, o limite de estabilidade do sistema de

energia (especialmente durante períodos de pico de carga) e o alto custo de investimento dessa infraestrutura, assim como desafios de segurança, confiabilidade e eficiência (Sadeghian *et al.*, 2022).

A troca de bateria consiste em um terceiro tipo de sistema de recarga, no qual a substituição da bateria descarregada é realizada rapidamente. Normalmente, esse modelo de negócio se baseia no pagamento mensal do aluguel da bateria e o método de carregamento lento utilizado na estação ajuda a prolongar a vida útil da bateria. Além disso, a bateria mantida na estação sem utilização pode participar de iniciativas de injeção de energia da rede, a partir do fluxo bidirecional. No entanto, o modelo de negócio da troca de baterias pode ser mais caro do que o abastecimento do MCI, já que requer várias baterias caras e de diferentes padrões, bem como uma área considerável para armazená-las. Dessa forma, pode exigir imóveis caros e, conseqüentemente, taxas de aluguel do serviço também mais caras (Arif *et al.*, 2021).

As TICs constituem outro pilar tecnológico fundamental para a implementação do carregamento de VEs, especialmente a recarga inteligente. As ferramentas de TIC incluem software, hardware, serviços e comunicações. Algumas das suas funcionalidades consistem em monitoramento remoto e controle da recarga dos VEs, análise de tarifas de carregamento e avaliação em tempo real das características da rede. Deste modo, o preço da eletricidade, o nível de estado da carga e o padrão de condução, dentre outros fatores, são considerados no sistema de comunicação da infraestrutura do carregador inteligente. A TIC permite que agregadores de VEs acessem, armazenem, modifiquem e transmitam informações de um lugar para outro de forma mais rápida, conveniente e fácil (Sadeghian *et al.*, 2022).

Para os futuros VEs conectados, a comunicação Veículo-a-Infraestrutura é necessária para facilitar o acesso dos veículos à internet por meio de tecnologias inovadoras em comunicações móveis, como Bluetooth, WiFi, 4G e até redes 5G (Sadeghian *et al.*, 2022). Em suma, a viabilidade da implantação das redes inteligentes está intimamente associada aos avanços tecnológicos em áreas como eletrônica, dispositivos de sensoriamento, armazenamento de dados e comunicação (Leal *et al.*, 2022).

2.2. Tecnologias e aplicações do carregamento inteligente

O carregamento inteligente possibilita evitar o estresse da rede no âmbito da distribuição e da transmissão, mitigar adaptações e reforços custosos, evitar maiores investimentos em capacidade de geração de pico e permitir a associação do tempo de recarga/descarga a incentivos financeiros aos consumidores. Dessa forma, o carregamento inteligente de VEs está baseado na busca pela otimização do processo de carregamento do veículo, considerando as restrições da rede e a disponibilidade local de energia renovável, bem como as preferências dos consumidores (IRENA, 2019).

A revisão da literatura realizada em Sadeghian *et al.* (2022) relata que a eficiência do carregamento inteligente de VEs na redução dos custos de recarga está em 30% e de custos operacionais da rede em 10%. Assim, as soluções de carregamento inteligente visam: i) atender adequadamente à demanda de recarga de VEs; ii) superar seus potenciais impactos negativos na rede elétrica; e iii) diminuir o custo total de propriedade de VEs, tornando-o cada vez mais competitivo frente ao veículo a MCI.

No entanto, o avanço das tecnologias de carregamento inteligente necessita ainda considerar algumas métricas de desempenho das baterias utilizados nos VEs. O acompanhamento dessas métricas torna-se fundamental para evitar desgastes acelerados nas baterias e dificuldades de utilização pelo consumidor. Dentre as métricas, destacam-se (IRENA, 2019):

- i) Fim da vida útil, é o momento em que a bateria retém apenas uma fração (normalmente 70%) de sua capacidade inicial;
- ii) Profundidade de descarga, que consiste na porcentagem (em comparação com a capacidade total) na qual a bateria pode ser descarregada;
- iii) Estado de carga é a capacidade da bateria expressa como uma porcentagem da capacidade total durante o momento de uso; e
- iv) Taxa de ciclagem é a taxa de carga ou descarga. 1C refere-se a uma carga ou descarga em 1 hora, 2C refere-se a 2 horas e 0,5C refere-se a 30 minutos.

A profundidade de descarga e a taxa de ciclagem são dois fatores que podem acelerar a degradação da bateria e afetar negativamente sua vida útil. No entanto, estimar o custo da degradação da bateria para descarga é difícil, pois as tecnologias ainda estão em constante desenvolvimento. Uma oportunidade para minimizar o impacto econômico

da degradação da bateria é manter o seu valor monetário a partir da utilização para aplicações estacionárias (Sadeghian *et al.*, 2022).

O carregamento inteligente inclui diferentes técnicas de recarga com maturidade tecnológica variada, como mostra o Quadro 2, abaixo. Os processos de recarga inteligente que apresentam alta maturidade consistem em: i) carregamento não controlado e por tarifas por tempo de uso; ii) controle básico; e iii) controle unidirecional (IRENA, 2019).

O carregamento não controlado e por tarifas por tempo de uso não apresenta novas técnicas de recarga, constituindo apenas no incentivo aos consumidores a adiar a recarga dos períodos de pico do sistema elétrico para períodos de baixa demanda, através de tarifas distintas ao longo do tempo. O controle básico, por sua vez, implica na utilização de um controle inteligente capaz de ligar e desligar o processo de recarga, evitando congestionamentos da rede. Por fim, o controle unidirecional possibilita que veículos ou infraestrutura de recarga ajustem a sua taxa de carregamento, aumentando ou diminuindo. Este último tipo de aplicação possibilita o fornecimento de serviços ancilares, além de poder equilibrar a oferta e a demanda e auxiliar no controle de frequência.

Vale ressaltar, como mérito do V1G, o fato de que seus requisitos de interconexão são simplificados e o controle e gerenciamento de energia são de fácil implementação. A degradação da bateria neste modo é menor do que em casos de fluxo bidirecional.

Já os processos de recarga inteligente com fluxo bidirecional apresentam uma maturidade média, nomeadamente (IRENA, 2019):

- i) *Vehicle-to-grid*, ou veículo para rede (V2G), no qual existe o controle inteligente do carregamento do veículo e a possibilidade de devolução da eletricidade à rede;
- e
- ii) *Vehicle-to-X*, ou veículo para qualquer coisa (V2X), o qual consiste em qualquer carregamento bidirecional em que o veículo possa descarregar energia de volta para um prédio (V2B, na sigla em inglês) ou uma casa (V2H, na sigla em inglês).

V2X é o termo genérico que passou a se referir à aplicação de energia na bateria de um veículo *plug-in*, o qual pode retornar a energia através de um plugue ou conexão sem fio para uma entidade externa (Pearre e Ribberink, 2019). O Quadro 2 apresenta os diferentes tipos de aplicação de carregamentos inteligentes e suas características.

No caso do V2H, o VE é usado como fonte de alimentação de *backup* residencial durante períodos de falta de energia ou para aumentar o autoconsumo de energia produzida no local, principalmente através de painéis fotovoltaicos, possibilitando maiores vantagens econômicas. Nota-se que o carregamento realizado durante a noite é suficiente para restaurar a energia da bateria (Skouras *et al.*, 2020). O V2H apresenta certas facilidades, como o fato de que não requer coordenação entre uma frota de veículos ou com uma entidade gestora de rede, como o V2G (Pearre e Ribberink, 2019).

Já no âmbito da aplicação do V2B, uma empresa pode possuir um estacionamento específico para seus clientes ou funcionários e permitir a recarga de VEs. Além disso, as empresas podem combinar estações de recarga com a implantação de painéis solares, a fim de obter um melhor gerenciamento de carga. A escolha do nível de carga depende da natureza do espaço e dos requisitos dos veículos estacionados. A energia armazenada pode ser usada como fonte de alimentação para um prédio comercial, de modo a reduzir custos, ou de servir como *backup* para locais críticos, como, por exemplo, *data centers*. No entanto, uma grande desvantagem é que as empresas têm horários de trabalho limitados, o que restringe a potencialidade de descarga. Neste sentido, a descarga da bateria não pode afetar o estado de carga necessário para o veículo realizar seu percurso de volta para casa, ou seja, é necessário garantir uma porcentagem mínima de capacidade útil restante da bateria no final do turno (Skouras *et al.*, 2020).

A recarga de frotas de veículos comerciais/empresariais também se apresenta no ambiente de trabalho, porém geralmente os carros são propriedade da empresa. Assim, caso o padrão de carregamento da frota seja favorável, ou seja, o potencial de recarga é durante o horário fora do pico (22h-05h) e descarga para a rede elétrica durante o horário de pico (17h-21h), economias de custo podem ser alcançadas.

Nota-se que empresas com rotas e horários fixos ou frotas que permanecem estacionadas a maior parte do dia são casos mais adequados para o fluxo bidirecional de energia. A operação das frotas de empresas não pode ser afetada, pois a perda de oportunidade de atendimento de serviço ou impacto negativo nas suas atividades não são aceitáveis em um ambiente competitivo. Dessa forma, o ideal são frotas com baixas taxas de utilização diária, de 6 a 8 horas diárias, por exemplo, como os ônibus escolares elétricos (Leal *et al.*, 2022). Os ônibus possuem baterias de grande capacidade e costumam operar em horários e dias específicos durante a semana, permanecendo estacionados no período da noite e nos finais de semana.

Por fim, a aplicação V2G consiste no uso da energia e da capacidade de energia de um veículo *plug-in* para fornecer serviços a entidades de gerenciamento de rede. Essas entidades podem incluir operadores de sistemas elétricos, concessionárias de distribuição ou outros gerentes de rede. O leque de serviços específicos é mais amplo para V2G do que para V2H e V2B, incluindo o fornecimento de serviços ancilares ao sistema de energia (Pearre e Ribberink, 2019). Destaca-se que o fluxo bidirecional apresenta como maior desafio a degradação da bateria devido aos ciclos de recarga e descarga.

A troca de energia entre os VEs e a rede elétrica por meio da tecnologia V2G possui diversas oportunidades e potenciais, dentre as quais o aumento da confiabilidade do sistema através da redução dos distúrbios na qualidade da energia. Neste sentido, o V2G pode atuar como uma fonte alternativa de energia nos horários de pico, mitigando a probabilidade de apagões generalizados e facilitando a integração das energias renováveis intermitentes. O V2G apresenta ainda como vantagem o potencial de redução da participação de geradores de alto custo nas horas de pico de carga, como turbinas a gás. Dessa forma, há uma redução do custo geral do sistema, com a diminuição da necessidade de investimentos em construção de novas usinas de geração, em capacidade da rede elétrica para atender picos de demanda e em armazenamento de energia. Ademais, os proprietários de VEs podem alcançar uma economia de custos operacionais com a redução de preços da eletricidade de recarga, a partir de incentivos governamentais ou tarifas por tempo de uso (Dileep, 2020; Habib *et al.*, 2018; Butt *et al.*, 2021; Shen; Jiange Li., 2015; Gschwendtner *et al.*, 2021).

Quadro 2. Diferentes tipos de aplicação de carregamentos inteligentes, controles inteligentes, usos possíveis e maturidade tecnológica

Tipo de aplicação	Controle inteligente no processo de recarga	Usos possíveis	Maturidade
Carregamento não controlado e tarifas por tempo de uso	Nenhum.	Achatamento da demanda de pico com resposta da demanda implícita e gestão da capacidade de longo prazo.	Alta, baseado apenas em mudanças de comportamento de recarga.
Controle básico	Ligar/desligar.	Gestão do congestionamento da rede.	Alta, desenvolvimento parcial de mercado.

Controle unidirecional (V1G)	Aumento e diminuição da taxa de recarga.	Serviços ancilares, controle de frequência	Alta, desenvolvimento parcial de mercado.
Controle e fluxo bidirecional, <i>vehicle-to-grid</i> (V2G)	Fornecimento de energia também do veículo para a rede e reação às condições e necessidades da rede.	Serviços ancilares, controle de frequência e voltagem, acompanhamento da carga e integração com energias renováveis.	Média, em testes avançados.
Controle e fluxo bidirecional, <i>vehicle-to-X</i> (V2H, V2B)	Fornecimento de energia para uma casa (<i>vehicle-to-home</i>) ou para um prédio/empresa (<i>vehicle-to-building</i>)	Otimização de microrrede.	Média, em testes avançados.
Preço dinâmico com veículos elétricos (controlado)	Medidores no sistema de recarga e comunicação em tempo quase real entre o veículo, a infraestrutura de recarga e a rede.	Acompanhamento da carga e integração com energias renováveis.	Baixa.

Fonte: Adaptado e traduzido de IRENA (2019).

Contudo, alguns desafios se apresentam para o V2G, como a carga de VEs ser imprevisível, uma vez que seus motoristas possuem um comportamento incerto, a possibilidade de os proprietários de VEs não cooperarem por questões de lucro comercial e privacidade, a demanda de carga variar de acordo com os diferentes modelos de VEs, os horários de chegada e partida serem difíceis de se estabelecer e as limitações nos sistemas de comunicação (Casella *et al.*, 2022).

Em suma, alguns dos objetivos do carregamento inteligente visam maximizar lucro, resiliência, qualidade da energia, confiabilidade, fatores de carga e participação de fontes renováveis. Também podem visar minimizar emissões, custos operacionais, perdas de energia e desvios de voltagem. No entanto, a implementação de carregamento inteligente se depara com desafios regulatórios significativos, os quais serão analisados detalhadamente no próximo capítulo.

3. REGULAÇÃO PARA O CARREGAMENTO INTELIGENTE E A INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE ELÉTRICA

O novo paradigma energético, caracterizado por novas tecnologias no âmbito da distribuição de energia e pela consolidação de redes inteligentes, implica que formuladores de políticas e reguladores se adaptem e se preparem às novas indústrias, como a indústria nascente de VEs. Assim, o presente capítulo busca analisar as medidas e inovações regulatórias necessárias para a efetiva integração dos VEs na rede elétrica, com base na pesquisa bibliométrica. Posteriormente, as experiências internacionais da União Europeia e da Califórnia são analisadas para cada um desses aspectos.

3.1. Atores e responsabilidades

A integração de VEs na rede elétrica envolve um conjunto de relações complexas entre os diferentes agentes econômicos do sistema elétrico. Assim, a definição dos atores, suas responsabilidades e a implementação de uma arquitetura para a integração são pontos fundamentais de análise para a operação de potenciais serviços de flexibilidade e resiliência, como estratégias de: i) cargas flexíveis, em que há o carregamento controlado; e ii) sistemas móveis de armazenamento de energia (V2G e V2X).

O arranjo de agentes envolvidos no processo de integração de VEs na rede pode ser indicado, como: i) usuário final, ou seja, detentores dos VEs ou prosumidores, como parques de recarga, microrredes, edifícios e comunidades de energia; ii) agregador de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs); iii) Operador do Sistema de Distribuição (OSD), responsável pela operação do sistema de distribuição e entrega de energia aos clientes; e iv) o Operador do Sistema de Transmissão (OST), responsável pela operação do sistema de transmissão e sua estabilidade (Sevdari *et al.*, 2022; Villar *et al.*, 2018; Rathor e Saxena, 2020). Assim, a presente seção foca em mapear e analisar as principais responsabilidades dos agregadores e operadores de distribuição e transmissão de energia diante do cenário de difusão de VEs como REDs.

O agente agregador é uma entidade legal, com fins lucrativos, intermediária entre o sistema de energia e os usuários finais e que oferece a este último o acesso ao mercado varejista de eletricidade para venda de flexibilidade de carga e obtenção de benefícios financeiros. O agregador gerencia os REDs e pode ser o OSD ou um comercializador de energia. Deste modo, os agregadores permitem que gerações distribuídas e cargas

responsivas forneçam serviços de eletricidade adequadamente, de forma a melhorar a flexibilidade da rede elétrica. Além disso, os agregadores fornecem o suporte de todas as tecnologias necessárias, como dispositivos de comunicação, medição e controle (Sadeghian *et al.*, 2022).

Em Meisel e Merfeld (2018), ressalta-se a importância do agente agregador como provedor de serviços e tecnologias (software e medidores inteligentes), além de habilidades e competências de gerenciamento de VEs. Estas habilidades e competências, como modelos de decisão, otimização e regras operacionais, podem variar dependendo do contexto.

Alguns fatores são relevantes para uma adequada análise da agregação, como: i) a penetração de mercado dos VEs e a capacidade total de suas baterias; ii) o comportamento de direção e, portanto, os padrões de consumo temporal de VEs individuais; iii) a disponibilidade para carregar (ou seja, estar conectado à rede), bem como a carga (e descarga) de energia dos VEs; iv) a confiabilidade da fonte de alimentação; e v) incerteza no preço de mercado da eletricidade.

Além de oferecer os recursos de flexibilidade dos VEs aos mercados/agentes de mercado, o agregador tem como responsabilidade implementar os métodos de estratégia, controle e coordenação dos recursos. Assim, é necessária uma oferta de flexibilidade que geralmente é composta por um perfil de carga esperado e um espaço de possíveis desvios (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

Vale ressaltar que o gerenciamento do sistema de energia, cuja arquitetura pode ser centralizada ou descentralizada, garante a estabilidade entre oferta e demanda, respeitando todas as restrições do sistema para uma operação econômica, confiável e segura. O controle centralizado, caracterizado por um controlador central (uma concessionária ou um agregador), tem como desafio a dificuldade de expansão e pode ser interrompido na integração de uma nova fonte/componente, que possui custos operacionais e restrições diferentes (Rathor e Saxena, 2020; Meliani *et al.*, 2021).

Assim, na arquitetura de controle centralizado, um único agregador pode ser responsável pela ação de carga e descarga dos VEs, ou seja, toda a frota é comandada por uma única entidade. Este método de coordenação tem a vantagem de levar a soluções globalmente ótimas, porém tem como desvantagem a limitação de baixa escalabilidade, dada a existência de um alto custo de infraestrutura de comunicação e transferência de

dados, além do aumento dos requisitos computacionais conforme cresce o número agregado de VEs (Islam *et al.*, 2022; Sevdari *et al.*, 2022; Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

Na arquitetura de controle descentralizado, por sua vez, os agregadores tomam decisões de recarga para cada VE com base em medidas locais ou com troca limitada de informações com um agregador central. Este método tem requisitos de comunicação mais baixos, com maior grau de escalabilidade e menor vulnerabilidade a impactos severos decorrentes de ataques cibernéticos. A redundância de controladores e de comunicação, neste caso, contribui para uma maior confiabilidade. No entanto, esta arquitetura pode não fornecer respostas ideais com uma maior penetração de VEs ou erros de previsão (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

Diante da comparação entre as duas arquiteturas de controle, vale ressaltar que a arquitetura centralizada fornece uma otimização global e, portanto, pode levar a uma redução no custo operacional total, considerando todas as restrições (Rathor e Saxena, 2020). De acordo com Sevdari *et al.* (2022), os carregadores inteligentes, em sua grande maioria, seguiram a abordagem de controle centralizado devido à simplicidade de implementação e por ser uma arquitetura mais madura.

As necessidades operacionais do sistema elétrico podem ser agrupadas em três principais pilares: i) adequação e segurança do fornecimento, incluindo a capacidade de se prover oferta de energia suficiente para cobrir a demanda de pico a qualquer momento; ii) garantia da estabilidade do sistema, ou seja, a capacidade do sistema elétrico de recuperar o estado de equilíbrio operacional após sofrer uma perturbação física; e iii) resiliência do sistema, que consiste na capacidade de reagir a eventos extremos ou catastróficos (Sevdari *et al.*, 2022). Diante disso, os operadores do sistema elétrico possuem novos desafios e potencialidades com a inserção de REDs, como os VEs, e uma maior digitalização da rede.

As funções e responsabilidades dos OSDs, por sua vez, devem sofrer alterações a partir de novos e crescentes desafios no planejamento e na operação do sistema de distribuição. Neste sentido, os OSDs serão obrigados a assumir novas responsabilidades e adquirir serviços adicionais para manter a alta qualidade do fornecimento de energia aos usuários finais (Banol Arias *et al.*, 2019).

No âmbito do controle da agregação de VEs, por exemplo, o objetivo da estratégia define a gestão do processo de carregamento do veículo, podendo representar um valor

monetário ou físico e estar diretamente atrelado aos recursos de flexibilidade oferecidos. Os objetivos variam dependendo das partes interessadas, como responder às necessidades do utilizador ou de outro agente (OSD ou OST, por exemplo).

As estratégias de controle *behind the meter* consistem em aplicações para usuários finais, propostas para residências (V2H), edifícios residenciais e comerciais (V2B), estacionamento, dentre outros. Assim, para os usuários finais, as estratégias podem se basear na otimização de custos de carregamento do VE e no gerenciamento das faturas de energia elétrica e de ativos. A otimização pode considerar diferentes variáveis, como tarifas de eletricidade, capacidade máxima de conexão, aumento do autoconsumo de energia renovável (principalmente placas fotovoltaicas instaladas em telhados) e atuação de sistemas de energia como *backups*. Essas estratégias são projetadas para residências, controlando um ou dois VEs, e para edifícios residenciais ou instalações comerciais/industriais, controlando pequenas frotas de VEs (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

Para os OSDs, os objetivos podem se basear, por exemplo, na gestão dos ativos da rede, na minimização de perdas de potência, no enchimento de vales e no balanceamento de fases. Já para OSTs, os objetivos buscam o fornecimento de serviços de balanceamento (incluindo regulação de frequência), a otimização de custos de geração em todo o sistema e o suporte aos recursos energéticos renováveis. O modo de controle refere-se a como o objetivo da estratégia é implementado e pode ser definido por otimização, heurística ou técnicas híbridas (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

Além disso, a integração do VE na rede pode ainda ocorrer em diferentes tipos de sistemas de distribuição. As características dos sistemas que incorporam REDs, incluindo os VEs, são frequentemente conceituados como um *hub* de energia, microrrede, nanorrede ou *cluster*. A microrrede consiste em um conjunto de fontes e cargas de energia que atua como uma entidade única em relação à rede principal ou funciona de forma autônoma quando desconectada, além de mesclar uma variedade de REDs e otimizar a sua operação para satisfazer as demandas de energia (Meisel e Merfeld, 2018). A nanorrede, por sua vez, é um conceito mais restrito do que uma microrrede, referindo-se a sistemas de pequena escala, como casas residenciais. Já o *cluster* consiste em múltiplas microrredes interconectadas e apresenta um potencial de coordenação mútua de energia entre microrredes (Yu *et al.*, 2022).

As microrredes, em geral, apresentam alta penetração de fontes renováveis, caracterizadas pela alta imprevisibilidade em relação à carga. Diante disso, o operador da microrrede pode utilizar os VEs como cargas controláveis ou como dispositivos de armazenamento de energia. Assim, torna-se possível uma maior otimização do desempenho da rede em termos de custo e eficiência, estabilidade e confiabilidade (Meisel e Merfeld, 2018).

Além do conceito de microrrede, vale destacar a *Virtual Power Plant* (VPP), também conhecida como usina de energia distribuída baseada em nuvem, cujo objetivo consiste em estruturar uma rede de energia virtual que pode ser controlada centralmente, mantendo independência. A VPP é a combinação de vários locais, tecnologias e ativos, como fontes de energia renováveis, sistemas de armazenamento/geração de energia e grupos de consumidores (Yang e Zhang, 2021).

Por fim, observa-se que, historicamente, os OSDs operam redes com fluxos de energia unidirecionais, desde a rede de transmissão até os usuários finais. Nesse contexto, as principais preocupações, como problemas de congestionamento e tensão, eram solucionadas a partir de investimentos em reforços de rede. Portanto, a remuneração dos OSDs é baseada em seus gastos de capital (CAPEX), incentivando os investimentos em infraestrutura dispendiosa em vez de investimentos operacionais (OPEX).

No entanto, a partir de soluções mais avançadas de gestão dos REDs, será necessária a adaptação das práticas atuais de planejamento e operação da rede para considerar ativos flexíveis. Assim, as inovações regulatórias devem incentivar os OSDs a implementar soluções inteligentes e flexíveis em nível local, substituindo uma estrutura regulatória baseada em CAPEX para uma estrutura baseada em TOTEX (gastos de capital e operacionais), com incentivos para melhorar a qualidade do serviço e a inovação (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021). Em Gschwendtner *et al.* (2021), enfatiza-se que a regulamentação atual em alguns países torna os OSDs hesitantes em explorar soluções inteligentes em oposição ao reforço da rede, devido à falta de casos de uso economicamente atraentes ou confiáveis.

Na próxima seção, avalia-se a regulação acerca dos recursos de flexibilidade como possibilitador da melhor integração de VEs na rede.

3.2. Recursos de flexibilidade

Os recursos de flexibilidade podem se configurar pelo lado da geração (hidrelétricas e térmicas flexíveis), do lado da carga (resposta da demanda) ou de ambos (tecnologias de armazenamento, que podem oferecer tanto carga como potência para o sistema). As tecnologias de carregamento inteligente unidirecionais permitem que os VEs atuem como recursos de flexibilidade pelo lado da demanda. Já as tecnologias de fluxo bidirecional permitem que os VEs se tornem tecnologias de armazenamento para o sistema. No entanto, como esta última tecnologia se encontra em estágio mais prematuro, os VEs apresentam no curto prazo um maior potencial como recursos de flexibilidade pelo lado da demanda.

Os recursos de flexibilidade podem ser no âmbito da distribuição e *behind the meter* (locais), utilizados pelos OSDs e consumidores, ou no âmbito do sistema, para os OSTs e mercado atacadista. Os serviços para OSTs incluem, principalmente, regulação de frequência, serviços ancilares, gestão de congestionamento, suporte de partida e reserva de giro. Já para os OSDs, os serviços abrangem gestão do congestionamento, balanceamento da carga, regulação de tensão e maior integração com energias renováveis. Para o mercado atacadista, por sua vez, o achatamento da curva de pico e o balanceamento de portfólio são os principais serviços. Por fim, os serviços de *behind the meter* não passam pelo intermédio do agregador e podem fornecer benefícios diretamente ao consumidor, como redução de custos na fatura de energia, aumento do autoconsumo de energias renováveis e fornecimento de energia de *backup*.

A Figura 5 apresenta um esquema contendo os diferentes atores do sistema elétrico, os recursos de flexibilidade prestados pelos usuários finais detentores de VEs e as relações com o agente agregador.

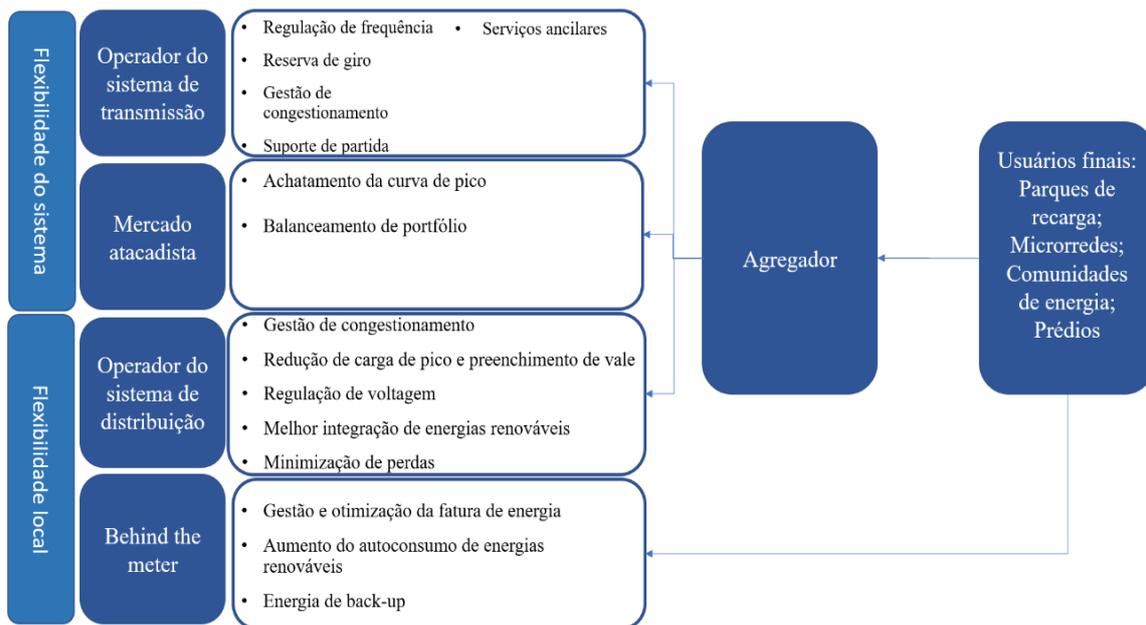


Figura 5: Esquema ilustrativo de principais atores do sistema elétrico e serviços de flexibilidade prestados a partir da integração de VEs

Fonte: Elaboração própria, a partir de Casella *et al.* (2022), Gonzales Venegas *et al.* (2021), Hussain e Musilek (2022) e Gschwendtner *et al.* (2021).

Segundo Sadeghian *et al.* (2022), em média, os veículos viajam apenas de 4% a 5% do tempo e, no resto do dia, permanecem estacionados em garagens residenciais ou estacionamentos. Esses períodos ociosos, combinados com a capacidade de armazenamento da bateria, podem tornar os VEs uma solução de flexibilidade atraente para o sistema de energia.

A flexibilidade é geralmente caracterizada por diferentes atributos, como: i) quantidade de modulação de potência; ii) duração e taxa de variação; iii) tempo de resposta; iv) localização; v) previsibilidade e controlabilidade; e vi) incentivos para ativação. Neste contexto, a flexibilidade fornecida pelos VEs é definida como um ajuste controlado de potência sustentado por um período requerido (Villar *et al.*, 2018; Sevdari *et al.*, 2022).

A potência ativa ou potência real realiza o trabalho útil, enquanto a potência reativa suporta a tensão. Assim, as potências ativas e reativas devem ser controladas de forma eficiente para maximizar os ganhos dos OSDs e evitar problemas operacionais/técnicos, mantendo a confiabilidade do sistema (Banol Arias *et al.*, 2019). Vale ressaltar que o desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica pode levar

a um desvio de frequência da rede e a um risco significativo para o fornecimento confiável de energia, incluindo potenciais apagões, quedas de energia e flutuações de tensão.

As perdas de potência ativa e o congestionamento nos ativos da rede de distribuição a partir da carga adicional de VEs, além de provocar sobrecargas nos equipamentos da rede (como transformadores ou linhas), podem causar degradação e falha desses equipamentos. Já os problemas de tensão afetam a qualidade do fornecimento de energia aos usuários finais. Uma solução possível seria reforçar a rede elétrica, o que, porém, requer investimentos intensivos em capital para atualizar as instalações existentes e implantar novas capacidades de energia (Yu *et al.*, 2022; Banol Arias *et al.*, 2019; Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

Em Gonzalez Venegas *et al.*, (2021), indica-se como exemplo os resultados do projeto *My Electric Avenue*, o qual estimou que, até 2050, um terço das redes de baixa tensão no Reino Unido precisariam de reforços, considerando uma absorção de VEs de 40% a 70%, mas um sistema de coordenação simples poderia gerar até £ 2,2 bilhões de economia. Dessa forma, mecanismos de carregamento inteligente se tornam relevantes para garantir a eficiência e economia do sistema elétrico.

As vantagens e desvantagens dos carregamentos unidirecionais e bidirecionais para o fornecimento de recursos de flexibilidade estão apresentadas no Quadro 3.

Quadro 3: Síntese das vantagens e desvantagens do carregamento inteligente unidirecional e bidirecional

Carregamento Unidirecional		Carregamento Bidirecional	
Vantagens	Desvantagens	Vantagens	Desvantagens
Sem impactos negativos no status de carga do VE e degradação da bateria.	Fluxo bidirecional não é suportado.	Suporte aos recursos energéticos renováveis, suporte de potência reativa, regulação de frequência, suporte de tensão, serviços ancilares, reserva giratória, acompanhamento e balanceamento de carga.	Potencial degradação da bateria com ciclos frequentes e maior custo com infraestrutura.
Interconexão simplificada, controle simples e fácil implementação do gerenciamento de energia.	Flexibilidade limitada.	Redução de custo de investimento em geração no pico de demanda e redução de custo de novos investimentos na distribuição.	Arquitetura de controle complexa. Interação com mercado.

<p>Modificação dinâmica dos níveis de carregamento, além de fornecer serviços de potência reativa, por exemplo, e evitar o congestionamento da rede.</p>		<p>Oferecimento de serviços de resiliência do sistema elétrico e consumidor.</p> <p>Redução de custos de capacidade proporcionais às maiores cargas de pico durante o período de faturamento (kW) (clientes industriais e comerciais).</p>	<p>Preocupação com padrões comportamentais do consumidor.</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------

Fonte: Elaboração própria, a partir de Alsharif *et al.* (2021), Rathore Saxena (2020) e Sevdari *et al.* (2022).

Nos dois tipos de carregamento inteligente - unidirecional e bidirecional -, é necessária uma avaliação dos modelos de mercado de energia e de tarifas para prover incentivos financeiros aos usuários finais em participar do fornecimento de recursos de flexibilidade. O V1G, caracterizado como unidirecional, tem a flexibilidade mais limitada do que o V2G, mas pode fornecer serviços por meio de agendamento ou modulação do processo de recarga. Assim, são reconhecidos ao V1G os potenciais de gerenciamento de congestionamento, regulação de tensão, melhora da qualidade de energia, estabilidade da rede e gerenciamento de emissões (Sevdari *et al.*, 2022). Além disso, a operação do V1G é mais simplificada, sem impactos negativos na capacidade da bateria e status da carga.

A tecnologia V2G, por sua vez, pode ser usada para diferentes serviços auxiliares, como arbitragem de energia, corte de carga de pico e reserva giratória, assim como regulação e suporte de recursos energéticos renováveis (Dik *et al.*, 2022). No caso dos painéis fotovoltaicos, a sua elevada penetração na rede de distribuição pode ocasionar congestionamento, devido a uma alta carga ou produção de energia pelos sistemas distribuídos, por exemplo. Diante disso, durante o período de alta geração fotovoltaica, os VEs podem aumentar a recarga, auxiliando na integração desses sistemas com a rede de distribuição e evitando o corte ou, em última instância, a necessidade de desconexão da rede. Em outros momentos, os VEs poderiam ser usados como dispositivos de armazenamento, desde que suas baterias tenham capacidade disponível, armazenando o excedente de energia para utilização nos horários de pico por meio da tecnologia V2G (Banol Arias *et al.*, 2019). No entanto, sua arquitetura e coordenação é mais complexa, com maior custo de infraestrutura de recarga bidirecional e potencial risco de degradação da bateria.

O V2B apresenta como motivação econômica o fato de que a maioria das tarifas comerciais e industriais inclui custos baseados no consumo de energia cumulativo (kWh) e custos de capacidade proporcionais às maiores cargas de pico durante o período de faturamento (kW). Este último pode aumentar consideravelmente a fatura dos consumidores e, de acordo com Pearre e Ribberink (2019), pode constituir metade ou mais da fatura de um consumidor comercial. Portanto, considerando que o V2B é capaz de reduzir essas cargas de pico, é possível a obtenção de benefícios com a sua aplicação, tais como menores investimentos de reforço da rede, suporte em casos de queda de energia e redução de custos ao consumidor. Ademais, as interações de mercado são reduzidas nos casos de V2B e V2H (Pearre e Ribberink, 2019).

No estudo de Gschwendtner *et al.* (2021), destaca-se que dois tipos de serviços se apresentam mais maduros atualmente, a regulação de frequência (nível OST) e o deslocamento de carga (nível OSD), que estão comercialmente disponíveis em países, como Dinamarca e Japão, respectivamente. Entretanto, indica-se que, no futuro, os mercados de frequência ficarão saturados e os serviços no nível OSD competirão com os reforços da rede. De acordo com Gonzalez Venegas *et al.*, 2021, a falta de marcos regulatórios para valorizar a flexibilidade no âmbito da distribuição causa incertezas sobre o valor desses serviços.

Vale ressaltar ainda que, como as tecnologias de armazenamento ainda não estão formalmente definidas na regulamentação do setor elétrico de muitos países, os provedores de flexibilidade V2X enfrentam uma dupla tributação, pois precisam pagar taxas para a carga e a descarga de energia (Gschwendtner *et al.*, 2021).

Observa-se que os VEs podem auxiliar no aumento da resiliência do sistema elétrico. O conceito de resiliência, por sua vez, consiste na capacidade do sistema elétrico em se preparar, se adaptar, resistir e se recuperar de qualquer grande interrupção, principalmente eventos de alto impacto e baixa probabilidade. Alguns exemplos são desastres naturais, ataques cibernéticos e eventos climáticos extremos (Hussain e Musilek, 2022). Nos últimos anos, o crescimento do número e da gravidade dos eventos climáticos tornou urgente a busca por soluções operacionais para aumentar a resiliência da rede e reduzir as perdas sociais e econômicas causadas por esses incidentes (Momen *et al.*, 2020).

Diante disso, os VEs podem servir como: i) uma fonte de energia móvel antes da ocorrência do evento; ii) um recurso local para autocorreção durante o evento; iii) um recurso de *black start* após o evento, ou seja, uma energia de partida do sistema; e iv) um recurso de *backup* para fornecer a sobrevivência de cargas críticas locais durante interrupções a edifícios e microrredes (Hussain e Musilek, 2022). Nesse contexto, destaca-se que o carregamento bidirecional possui um papel significativo. Os serviços de resiliência prestados pelos VEs estão apresentados no Quadro 4.

Quadro 4: Síntese dos principais serviços de resiliência prestados por VEs para o sistema elétrico e suas principais vantagens

Papel do Veículo Elétrico	Serviço de Resiliência	Principais Vantagens
Unidades de suporte à rede.	Melhoria da regulação de frequência durante o processo de restauração do sistema.	Capacidade de armazenamento e flexibilidade de fluxo de energia bidirecional.
Auto recuperação.	Auto recuperação de cargas locais durante uma operação isolada.	Sobrevivência de cargas críticas locais.
Fonte de energia de partida.	Reenergização de grandes plantas de energia após interrupções de fornecimento de energia.	Capacidade de suporte de energia reativa, tempo de restauração mais curto e menor custo de capital.
Recurso da comunidade.	Suporte de serviços multinível para outras cargas durante interrupções de energia	Energizar cargas crítica no nível da distribuição.

Fonte: Adaptado e traduzido de Hussain e Musilek (2022).

Nota-se que as microrredes se inserem na pauta de busca por soluções de maior resiliência do sistema elétrico no âmbito da distribuição por meio da utilização e do gerenciamento dos REDs quando a rede principal não está disponível. Assim, as capacidades dos VEs, a partir da aplicação do V2G, possibilitam o uso da energia armazenada em suas baterias como um recurso de *backup* e para restaurar cargas críticas. Os VEs dispersos ao nível residencial também podem ser agrupados para apoiar as subestações de distribuição e auxiliar no reestabelecimento do fornecimento de energia. Por outro lado, os VEs agrupados podem atender cargas de instalações próximas ou ser utilizados para reiniciar os transformadores de uma subestação após qualquer evento. Além disso, as baterias de VEs podem ser reutilizadas, como baterias de segunda vida,

quando sua capacidade é reduzida em 20% a 30%, para fornecer serviços à rede ou como recurso de *backup* em residências (Hussain e Musilek, 2022; Momen *et al.*, 2020).

Alguns exemplos de cargas críticas são cargas militares, hospitais e *data centers* presentes no sistema. A falha dessas cargas pode levar a uma enorme perda de receita. Assim, o modo de operação V2G dos VEs pode ser utilizado para fornecer suporte de energia ativa e reativa às cargas críticas (Islam *et al.*, 2022).

Em suma, a integração inteligente de VEs na rede pode fornecer flexibilidade e resiliência ao sistema elétrico, possuindo determinadas aplicações em diferentes escalas de tempo, como mostra o Quadro 5.

Quadro 5: Integração inteligente de VEs na rede e aplicações em diferentes escalas de tempo

Aplicação no sistema elétrico	Geração, transmissão e planejamento distribuição	Resiliência para eventos extremos	Compromisso e decisões de despacho	Balanceamento e qualidade de energia
Escala de tempo	Plurianual.	Anos (planejamento) e horas (resposta em tempo real).	Dias para horas e sub-horas.	Segundos para sub-segundos.
Valor de integração do VE na rede	Habilidade para reduzir a carga de pico e os requisitos de capacidade e adiar investimentos no sistema de distribuição, caso a flexibilidade confiável de VEs esteja disponível.	Resposta da carga para eventos naturais ou desastres, adiamento de carga ao longo dos dias e suporte de gestão de microrrede e restauração da rede (V2G).	Alavancar a flexibilidade de carregamento do VE para apoiar o despacho de oferta e o alinhamento carga-oferta (gerenciamento de tarifas), a integração de renováveis variáveis, as reservas operacionais e a arbitragem de energia (V2G).	Prover regulação de voltagem e de frequência e suporte às operações do sistema de distribuição.

Fonte: Adaptado e traduzido de Burger *et al.* (2022).

De acordo com Zayer *et al.* (2022), nos EUA, na Europa e na China, o lucro para o setor de carregamento de VEs provavelmente crescerá entre € 8 bilhões e € 13,5 bilhões até 2030, sendo que os serviços de energia inteligente representarão aproximadamente um terço do total. Assim, as empresas estão desenvolvendo estratégias para se posicionarem em um contexto de crescimento do mercado de carregamento de VEs e de evolução das regulações e dos padrões de comportamento dos consumidores.

Além disso, indica-se que o maior *pool* de lucro para carregamento doméstico e no trabalho provavelmente estará vinculado aos serviços de energia inteligente de próxima geração, incluindo V2G e V2H. Isso ocorreria devido ao crescimento da participação das energias renováveis variáveis, o que leva a uma maior necessidade de flexibilidade e de armazenamento de energia, assim como uma mudança de mercado, que se direcionará para soluções de *software* (Zayer *et al.*, 2022). No entanto, vale ressaltar que a regulação, em geral, ainda não acompanhou tal movimento em direção aos recursos de flexibilidade bidirecional de VEs.

Em suma, a integração de VEs na rede e o fornecimento de recursos de flexibilidade referem-se à possibilidade de alteração dos padrões de geração e consumo diante de um estímulo financeiro e de contribuição para a estabilidade do sistema de energia de maneira econômica, aumentando a confiabilidade, a eficiência e a resiliência da rede. Tal integração possibilita um aumento em ganhos financeiros aos consumidores e a redução de emissões de GEE.

3.2.1. Mercado de energia

Os impactos financeiros a partir da implementação de tecnologias de carregamento inteligente, como lucros e economias de custos, também variam dependendo do mercado de energia local e de esquemas de preços e tarifas. Por isso, é relevante analisar os diferentes marcos regulatórios no que diz respeito ao mercado de energia e às tarifas, considerando a integração de VEs na rede. De acordo com Islam *et al.* (2022), a maioria dos estudos enfatiza o potencial de vantagens operacionais no sistema elétrico com o carregamento inteligente. Todavia, em diversos deles, não são considerados os aspectos econômicos relacionados à geração de receita pelo fornecimento de recursos de flexibilidade.

Os recursos de flexibilidade podem ser remunerados através de três diferentes mecanismos: plataformas de mercado, modelos de tarifa e contratos com incentivos. Na plataforma de mercado, o comércio de energia em ambientes V2G pode ser categorizado de acordo com o desenho do mercado, como, por exemplo, comércio de energia bilateral tradicional e comércio de energia futurista, este com base na tecnologia *blockchain*.

O modelo tradicional de comércio de energia consiste em um controlador central, que atua como um corretor de energia e busca equilibrar a demanda e a oferta. Neste caso,

no âmbito das redes inteligentes e da inserção dos REDs, os leilões podem ser utilizados como um mecanismo de mercado para vender ou comprar energia, com o agregador atuando como leiloeiro (Umoren e Shakir, 2022). Os operadores do sistema adquirem serviços de flexibilidade, seja por meio de contratos bilaterais de longo prazo, seja através de contratos de curto prazo, que podem ser celebrados entre OSDs e provedores de flexibilidade após um processo licitatório, ou via contratos de balcão (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

A venda de energia pode ocorrer através da negociação em tempo real, quando é realizada diretamente nos mercados à vista ou há a interação com os mercados apenas indiretamente negociando com as concessionárias. De acordo com Meisel e Merfeld (2018), os serviços de negociação em tempo real podem ser aplicados com um número relativamente pequeno de VEs e o impacto financeiro desses serviços varia entre US\$ 7,30 e US\$ 1.000,00 por veículo por ano em termos de lucro e entre 10% e 83% em termos de economia de custos.

Já no comércio de energia a termo, a compra e venda é realizada para momentos futuros. Assim, consideram-se os planos de condução das frotas/veículos ao ofertar ou realizar lances de energia para pontos futuros no tempo. Por fim, deve-se mencionar, ainda, os mercados de energia de reserva, já formados em vários países europeus, como Alemanha, Suíça e Dinamarca, e em muitas regiões dos EUA (Nova Inglaterra, Nova York, Texas e Califórnia, por exemplo) e do Canadá (Ontário e Alberta). Ademais, o fornecimento de reservas de balanceamento através de frotas de VEs tem sido realizado comercialmente na interconexão PJM (EUA) desde 2013 e em projetos demonstradores, como Parker, na Dinamarca, e GridMotion, na França (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021; Meisel e Merfeld, 2018).

Observa-se que os serviços de negociação a termo e os serviços de reserva de energia são normalmente aplicados com frotas de, pelo menos, 100 VEs, pois é requerido um grande volume de ativos dispersos para atender ao tamanho mínimo típico de oferta. Além disso, é um desafio medir e verificar muitos pequenos fornecedores por elevar os custos, de modo que estes enfrentam impedimentos para participar dos mercados de reserva existentes. Os serviços de negociação a termo apresentados rendem entre 20% e 62% no que diz respeito à economia de custos, enquanto os serviços de negociação de reserva de energia retornam lucros entre US\$ 6,77 e US\$ 788,40 por VE por ano (Meisel e Merfeld, 2018; Gschwendtner *et al.*, 2021).

Já os mercados de energia futurista e descentralizados exploram a tecnologia *blockchain* para o comércio de energia em ambientes V2G. A ideia da tecnologia é permitir que os donos de VEs atuem como prosumidores e comercializem energia de maneira *peer-to-peer*, sem intervenção de terceiros e preservando a privacidade, mantendo a transparência e a segurança do sistema. Tal mecanismo tem o potencial de melhorar a flexibilidade do mercado de energia convencional, além de torná-lo centrado no atendimento e participação do consumidor. No entanto, atualmente, o comércio descentralizado de energia é proibido pela regulação de alguns países, como Reino Unido e outros países da UE (Umoren e Shakir, 2022).

A regulação do mercado de energia varia em cada país e pode impactar positiva ou negativamente a implementação do carregamento inteligente de VEs. Nos EUA, por exemplo, a regulação da venda de eletricidade é distinta em cada estado, o que resulta em um complexo e diversificado conjunto de regras, implicando em maiores dificuldades para a implementação do mercado de serviços de integração do VE na rede e em possíveis atrasos na difusão da sua adoção. A UE, por sua vez, pretende criar um quadro regulatório e de políticas públicas para melhorar o armazenamento de energia e expandir os serviços. Por fim, o mercado da China deve permanecer fortemente regulado e centralizado, o que pode acelerar o desenvolvimento de serviços de energia inteligentes (Zayer *et al.*, 2022).

3.2.2. Modelos de tarifas

Ao redor do mundo, as autoridades reguladoras buscam elaborar modelos tarifários que considerem aspectos específicos do contexto nacional, como uma combinação do estado da rede elétrica, do comportamento dos consumidores, dos objetivos de política e da matriz elétrica (Freitas Gomes *et al.*, 2021).

Os VEs, por sua vez, podem fornecer serviços de flexibilidade e resiliência para o sistema elétrico. Dessa forma, a possibilidade de novas receitas para o consumidor advindas destes serviços pode diminuir uma das principais barreiras à adoção dos VEs, qual seja, a preocupação acerca dos benefícios econômicos da aquisição e propriedade dos veículos. Além disso, os reguladores de energia podem ajudar os operadores de rede a melhorar o gerenciamento do sistema e reduzir custos, projetando tarifas de rede que reflitam as condições reais da rede para incentivar a flexibilidade. No entanto, verifica-se a necessidade de divulgação de informações para uma melhor compreensão dos

consumidores, de modo que os estimule a participar de serviços de flexibilidade e carregamento inteligente.

A estrutura tarifária tradicional engloba os componentes de energia, os componentes de rede, incluindo transmissão e distribuição, os impostos e as taxas. Todavia, em alguns países, a categoria referente à rede de distribuição tem sido objeto de crescentes debates. De acordo com Freitas Gomes *et al.* (2021), as discussões objetivam analisar o redesenho da regulação tarifária da distribuição, de forma a incluir variáveis como o formato (energia, capacidade, fixo ou uma combinação deles), a granularidade temporal (plana ou tempo de uso) e a granularidade locacional (uniforme ou específica do local).

Os modelos tarifários por capacidade cobram dos clientes em função da sua capacidade contratada ou da sua procura máxima em um determinado período. A partir disso, os utilizadores são incentivados a adotar estratégias para reduzir o seu consumo máximo, o que ajuda a diminuir o congestionamento na rede de distribuição (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021). Porém, vale ressaltar que, sem um sistema de recarga inteligente acoplado de maneira a balancear o carregamento dos VEs durante o tempo, as tarifas de capacidade podem criar uma barreira ao desenvolvimento de estações de carregamento rápido.

Os diferentes tipos de tarifas são os modelos baseados em tempo e incentivos, como mostra o Quadro 6. As tarifas baseadas no tempo são: i) preços em tempo real; ii) preço de pico crítico; iii) preço de pico variável; e iv) tempo de uso estático. Já os modelos de tarifas baseadas em incentivo são: i) controle direto da carga; ii) carga interrompível ou reduzível; e iii) programa de resposta da demanda de emergência. De acordo com Gonzalez Venegas *et al.* (2021), a maioria dos estudos conclui que tarifas simples de duas ou três taxas (no pico, fora do pico e super fora do pico) podem reduzir os problemas de congestionamento nas redes de distribuição, alterando o processo de recarga para horários fora do pico.

Quadro 6: Modelos de tarifas baseadas em tempo e incentivos

Modelos de tarifas	
Baseadas no tempo	Descrição

Preços em tempo real	Os preços são determinados perto do consumo em tempo real da eletricidade e baseados nos preços do mercado atacadista, apresentando maior granularidade, em 1 hora ou menos. Requer medição avançada, infraestrutura de comunicação e sistemas de automação.
Preço de pico crítico	Os preços aumentam substancialmente em determinados dias de um ano, normalmente durante períodos em que o mercado atacadista atinge recordes de preço. Os consumidores são notificados previamente dos preços nos próximos dias. Exemplo: inverno em regiões da Europa.
Preço de pico variável	A diferença de períodos para precificação é previamente definida, mas o preço estabelecido para os períodos de pico varia conforme as condições de mercado.
Tempo de uso estático	Aplica-se durante grandes períodos de tempo, como várias horas. O preço para cada intervalo longo de tempo é determinado previamente e permanece constante. Sazonalidade pode afetar o modo de precificação.
Baseadas em incentivos	Descrição
Controle direto da carga	Combinação de tarifas distintas e controle direto da carga, a partir da redução da demanda de energia de um determinado grupo de consumidores, desligando temporariamente equipamentos elétricos não essenciais. Esse controle pode ser feito com a ajuda de dispositivos inteligentes instalados em residências ou empresas.
Carga interrompível ou reduzível	Capacidade de uma instalação elétrica de reduzir ou interromper o consumo de energia elétrica, por um período específico, quando solicitado pela concessionária de energia elétrica. É comumente utilizada em ambientes comerciais e industriais e os participantes, geralmente, recebem incentivos financeiros ao participar.
Programa de resposta da demanda de emergência	Estímulo aos consumidores a reduzirem voluntariamente o consumo de energia elétrica durante períodos de emergência, em troca de incentivos financeiros ou outros benefícios. É enviado um sinal aos participantes do programa, solicitando que reduzam o consumo de energia elétrica por um período específico.

Fonte: Elaboração própria, a partir de Rathor e Saxena (2020), Burger *et al.* (2022) e IEA (2022d).

Os modelos de tarifas por preços estáticos são aqueles anunciados anteriormente e são fixos para um determinado período de tempo. No entanto, não se exclui a possibilidade de ocorrer uma maior volatilidade de preços. Já os preços dinâmicos são determinados em tempo real, por meio de anúncio unilateral pela concessionária ou por meio da função de preço e coordenação com parceiros.

De acordo com Gonzalez Venegas *et al.* (2021), as tarifas de rede devem refletir os custos do sistema e incentivar diferentes mecanismos de resposta pelo lado da demanda, sendo uma das principais alavancas para incitar os usuários finais a adotar estratégias de carregamento inteligente unidirecional ou V2G.

Os serviços de flexibilidade podem ser programados ou condicionais. Os serviços programados são solicitados pelos operadores do sistema elétrico para não comprometer a operação de segurança ou neutralizar N-1 situações e são ativados pré ou durante o evento. Já os serviços de flexibilidade condicional são ativados para aumentar a eficiência do sistema elétrico ou restaurar a estabilidade e sua ativação é pós-evento.

Em Kong *et al.* (2018), avalia-se cenários de carregamento inteligente em uma simulação de microrrede e observa-se que, em um sistema sujeito à precificação de eletricidade por tempo de uso, custos mais elevados no caso da infraestrutura de carregamento não controlado podem ser ocasionados. O estudo de caso salienta ainda que é necessário o adequado planejamento da implementação do tipo de infraestruturas de carregamento, dimensionamento da quantidade de pontos de conexão de recarga e seleção do modelo específico de tarifa. Evita-se, assim, impactos negativos, como recarga incompleta ou demora para recarregar os VEs, filas para recarga de uma frota ou aumento de custos.

Por fim, vale ressaltar que o sucesso de programas de resposta da demanda depende, principalmente, de investimentos do setor de energia e da implementação em uma área urbana, especificamente com altas densidades populacionais e conscientização sobre questões energéticas e ambientais, interesse e conhecimentos dos consumidores para participar do programa, variáveis comportamentais de hábitos do cotidiano, compensação financeira adequada, dentre outros fatores (Rathor e Saxena, 2020).

3.3. Comunicação e interoperabilidade

As Tecnologias de Informação e Comunicação representam um elemento fundamental na implementação prática, no crescimento e no desempenho de sistemas de gerenciamento de energia. Nota-se que uma infraestrutura de comunicação sofisticada, confiável e rápida é necessária para a comunicação entre o grande número de elementos distribuídos, incluindo VEs e fontes de energias renováveis variáveis, que podem fornecer flexibilidade para melhorar a operação e o planejamento das redes elétricas (Rathor e Saxena, 2020; Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

As tecnologias de carregamento inteligente de VEs requerem a implementação de Infraestrutura de Medição Avançada (IMA), também conhecida como medição inteligente. A IMA é um pré-requisito para a gestão do fluxo de energia entre os

consumidores/prosumidores e as concessionárias e integra medidores inteligentes, sistemas de gerenciamento de dados e redes de comunicação. Essa integração permiti a comunicação bidirecional entre a concessionária e os consumidores, de modo que estes participem ativamente de vários programas executados pela concessionária, como resposta da demanda e preços em tempo real (Rathor e Saxena, 2020; Umoren e Shakir, 2022).

Os consumidores e a concessionária são favorecidos pela IMA em questões de confiabilidade, eficiência, segurança e benefícios operacionais e financeiros. Entretanto, existem muitos desafios na implementação da IMA, como alto custo de capital, problemas de integração e padronização. Alguns desses desafios são endereçados através de novas regulações no setor, como será analisado no próximo capítulo (Rathor e Saxena, 2020).

Os principais recursos dos medidores inteligentes incluem: i) a limitação e o balanceamento de carga para aplicações de resposta da demanda; ii) operações de comando remoto (ligar/desligar); iii) a detecção de falta de energia; iv) preços baseados no tempo; v) o monitoramento da qualidade da energia (potência ativa e reativa, fase, tensão, corrente e fator de potência); e vi) a medição do consumo de energia elétrica para o provedor de serviços públicos e o consumidor (Umoren e Shakir, 2022).

A rede de comunicação em sistemas V2X deve ser bidirecional para garantir a troca substancial de informações entre os VEs e a rede. Além disso, o sistema precisa de informações como a localização do veículo, o tempo de condução habitual, a capacidade da bateria, a eficiência da bateria, o status de recarga da bateria e o preço da energia. Dessa forma, os dados do VE são usados para monitorar, analisar e tomar decisões relacionadas à carga/descarga, ao comércio de energia e à estimativa de autonomia (Umoren e Shakir, 2022).

No entanto, um dos desafios significativos para a implementação do V2X se concentra no estabelecimento de protocolos de comunicação que permitam o carregamento bidirecional e de padrões de interconexão de carregadores bidirecionais às redes de distribuição. Os protocolos de comunicação fornecem um conjunto de regras e diretrizes para facilitar a comunicação e a troca de dados entre duas ou mais entidades. Estes são necessários para garantir a interoperabilidade entre diferentes equipamentos e partes interessadas, devendo ser amplamente aceitos para várias interfaces. No caso de

interfaces sem padrões internacionais, são relevantes os protocolos de aplicação aberta (Gschwendtner *et al.*, 2021).

Observa-se que o desenvolvimento da integração de VEs na rede e a prestação de serviços requerem medição avançada, controle e comunicação envolvendo diversos agentes, como VEs, agregadores, OSDs, OSTs e operadores de mercado. Assim, os principais protocolos de comunicação relacionados aos VEs podem ser classificados em protocolos de *front-end*, ou seja, entre o veículo e a infraestrutura de recarga, e especificam os requisitos para plugues, topologias de carregamento (equipamento de carregamento *on-board/off-board* e carregamento condutivo/indutivo), comunicação e segurança cibernética. Já os protocolos de *back-end* entre a infraestrutura de recarga e terceiros, como agregadores, enfatizam os requisitos de comunicação e a segurança cibernética. Os principais protocolos para a integração de VEs na rede são identificados no Quadro 7 (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021; Neaimh e Andersen, 2020).

Quadro 7: Protocolos para a integração do VE na rede e avaliação sobre a disponibilidade de acesso, interoperabilidade e adoção no mercado

Protocolo	Descrição	Disponibilidade de Acesso e Interoperabilidade	Adoção de Mercado
IEC 61851 (<i>front-end</i>)	Padrão transversal em topologias de carregamento, segurança e comunicação. A Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) é uma organização internacional de padrões que prepara e publica padrões internacionais para todas as áreas de eletrotecnologia. A troca avançada de dados (por exemplo, leituras do medidor e informações tarifárias) não é possível.	Alta disponibilidade de acesso; e Alta interoperabilidade.	Adoção de mercado alta, todos os VEs na UE suportam.
ISO 15118 (<i>front-end</i>)	Permite uma forma de comunicação mais avançada em comparação com a IEC 61851 entre o VE e a estação de carregamento. A ISO 15118 define requisitos para gerenciamento de carga de carregamento, medição e faturamento. A ISO 15118 inclui aplicações de carregamento com fio (CA e CC) e sem fio. Uso de certificados digitais para proteger a comunicação. O protocolo também permite autenticação e autorização automatizadas. A atualização mais recente inclui protocolos para carregamento bidirecional. A <i>ISO, International Organization for Standardisation</i> é um organismo internacional de normalização composto por	Alta disponibilidade de acesso; e Alta interoperabilidade.	Adoção média. Implementações de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de carregamento inteligente e funcionalidade V2G.

	representantes de várias organizações nacionais de normalização.		
CHAdemo (<i>front-end</i>)	Permite fisicamente o carregamento CC bidirecional. Mantido e desenvolvido pela organização CHAdemo. O protocolo está disponível para membros pagantes.	Média disponibilidade de acesso; e Média interoperabilidade.	Adoção alta. P&D e implementação no mercado de CHAdemo em projetos V2G em diferentes países, como Japão, Reino Unido e Dinamarca.
<i>Open Charge Point Protocol (OCPP) (back-end)</i>	Comunicações entre um ponto de carga de VE e um operador de sistema central (por exemplo, operador de infraestrutura de recarga). Incluem recursos de carregamento inteligente, como capacidade da rede, preços de energia, fornecimento local de energia sustentável e preferências do usuário. OCPP 2.0 implementa recursos de segurança aprimorados. O OCPP está disponível e é mantido pela <i>Open Charge Alliance</i> (OCA). Está sendo incorporado à IEC 63110 para estabelecer um padrão técnico internacional regular.	Média para alta disponibilidade de acesso, pois a OCA não é uma organização de padrões credenciada; Alta interoperabilidade.	Adoção alta. Implementações comerciais por muitos fornecedores na UE e partes dos Estados Unidos.
<i>Open Charge Point Interface (OCPI)</i>	Suporte a conexões entre provedores de serviços de mobilidade elétrica e operadores de pontos de recarga para permitir acesso e simplificação de pagamentos em fronteiras jurisdicionais. Entre os diferentes protocolos de roaming, a OCPI suporta a maioria das funcionalidades, incluindo carregamento inteligente.	Alta disponibilidade de acesso e Alta interoperabilidade.	Adoção alta. Comumente usados na UE.
<i>Open Automated Demand Response (OpenADR) (back-end)</i>	Comunica mensagens de preços e eventos entre a concessionária e os REDs conectados para fins de gerenciamento do lado da demanda. É mais focado na troca de informações, enquanto o OCPP tem mais ênfase no controle.	Alta disponibilidade de acesso; e Média interoperabilidade, devido à descrição genérica.	Adoção alta. Tem uma ampla utilização em todo o mundo.
IEEE 2030.5 (<i>front-end e back-end</i>)	Permite o gerenciamento de utilidade dos REDs, como VEs, por meio de resposta da demanda, controle de carga e tarifação por hora do dia. Usado para a comunicação entre VEs e <i>front-end</i> em alguns projetos de P&D nos EUA. Permite uma comunicação segura e independente do fabricante entre um operador terceirizado e os equipamentos instalados pelo cliente. O <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (IEEE) é uma associação profissional de engenharia eletrônica e elétrica.	Alta disponibilidade de acesso; e Média interoperabilidade, devido à descrição genérica.	Adoção média. É comumente utilizado na Califórnia.

Fonte: Adaptado e traduzido de Neameh e Andersen (2020) e IEA (2022d).

Em cenários de alta difusão de veículos elétricos, a imposição de requisitos mínimos de comunicação e a exigência de recursos de comunicação em VEs podem garantir um maior suporte para estratégias de carregamento inteligente (IEA, 2022d). Entretanto, a implementação do V2G requer o desenvolvimento de protocolos amplamente aceitos, que suportem os requisitos avançados de comunicação de carregamento inteligente e bidirecional, mantendo altos padrões de segurança e privacidade de dados.

Atualmente, existem esforços para a harmonização global dos protocolos de comunicação, com a finalidade de auxiliar na interoperabilidade ao cruzar fronteiras internacionais. Em Gschwendtner *et al.* (2021), indica-se que os padrões possibilitam a existência de uma oportunidade de negócio viável, de modo a promover a difusão da tecnologia. Porém, a inovação pode diminuir uma vez que um padrão é estabelecido e os custos de conformidade aumentam, o que prejudica particularmente os pequenos atores nos estágios iniciais do desenvolvimento da tecnologia. De acordo com IEA (2022d), os formuladores de políticas geralmente devem equilibrar as compensações entre a instituição de padrões para aproveitar os benefícios de escala e agregação e permitir que o mercado continue inovando sem restrições adicionais. Por fim, vale ressaltar que a padronização dos protocolos de comunicação sem autenticação e criptografia podem criar pontos de entrada para ataques cibernéticos.

3.4. Segurança dos dados

A preocupação com a segurança dos dados e ameaças físicas cibernéticas dos usuários de VEs mostra-se uma pauta relevante na discussão de inovações tecnológicas e regulatórias para a integração desses veículos na rede. De acordo com Islam *et al.* (2022), isso ocorre devido ao rápido avanço da Internet das Coisas, de protocolos de comunicação avançados e de aplicativos habilitados para computação em nuvem usados nos VEs.

É necessário evitar abusos, atividades maliciosas e acesso não autorizado a um fluxo bidirecional de informações no sistema elétrico, incluindo informações sobre padrões de consumo, estilo de vida, estado financeiro, hábitos de uso de energia, rotina, gostos de atividades, crenças e comportamento. Os dados pessoais devem ser tratados mediante acordos de consentimento claros e permanecer protegidos/criptografados em provedores de flexibilidade. Assim, são necessárias iniciativas que protejam a integridade, a confidencialidade e a disponibilidade dos dados do consumidor contra

hackers, roubos, perdas e manipulação de dados, garantam a estabilidade da rede e evitem perdas econômicas. Os dados em uso indevido podem implicar em manipulação de faturamento e de preços de eletricidade ou, até mesmo, em comandos de controle que possam ameaçar toda a operação do sistema (Kumar *et al.*, 2020; Sevdari *et al.*, 2022; Rathor e Saxena, 2020).

Os protocolos de comunicação identificados na seção anterior são vulneráveis a ataques cibernéticos. Deste modo, se o invasor obtiver acesso físico, os dados específicos entre vários subsistemas podem ser alterados e corrompidos (Islam *et al.*, 2022). Diante disso, a segurança cibernética deve garantir que serviços de controle de dispositivos inteligentes não sejam violados por um usuário não autorizado e as concessionárias/operadoras devem buscar soluções de correção de ameaças e riscos (Sevdari *et al.*, 2022). A segurança cibernética deve, portanto, detectar ataques e violações de segurança da informação e enviar alertas automaticamente (Kumar *et al.*, 2020).

Os diferentes protocolos de comunicação apresentam um desafio significativo de segurança cibernética, pois possuem diferentes possibilidades de ataque e perigos. Bharathidasan *et al.* (2022) destacam a importância de que grupos de desenvolvimento de padrões, fornecedores de equipamento de recarga e operadoras de rede fortaleçam a segurança dos ativos.

Em Islam *et al.* (2022), as ameaças cibernéticas relacionadas ao modo de operação de carregadores integrados na rede são classificadas em cinco categorias principais:

- i) Ataques de negação de serviço, nos quais o invasor injeta dados de alta frequência no canal de comunicação para causar congestionamento de dados, dificultando o funcionamento normal dos controladores dos carregadores de VEs;
- ii) Ataques de repetição, nos quais o invasor fornece os dados armazenados correspondentes à condição saudável dos carregadores de VEs aos controladores durante a condição de falha ou distúrbio externo, de modo que o sistema falha ao tomar medidas de controle para proteção;
- iii) Ataques de injeção de dados falsos, nos quais os dados maliciosos são injetados e corrompem as informações do usuário correspondentes a vários sinais de controle, de forma que o controlador não é mais capaz de rastrear o valor correto do sinal de controle;

- iv) Ataques de interceptação, nos quais o invasor assume o controle total do sistema, acessando as informações de senha do operador e essas perdem a sua confidencialidade; e
- v) Ataques de injeção furtiva de dados, nos quais o invasor possui informações completas do sistema e pode injetar os dados sem ser detectado.

Assim, torna-se necessário projetar um sistema de integração de VEs na rede que seja resiliente a ataques a partir de técnicas ciberresilientes, protocolos de autenticação, técnicas tolerantes a atrasos e de rápida identificação do tipo de ataque cibernético e soluções nos níveis de *software* e *hardware* (Islam *et al.*, 2022).

4. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

As seções seguintes analisam as medidas regulatórias para a implementação da infraestrutura de recarga inteligente e integração dos VEs na rede elétrica da UE e da Califórnia. Inclui-se ainda as principais políticas energéticas referentes ao tema, as quais fornecem a base para a constituição do marco regulatório.

4.2. Atores e responsabilidades

- **União Europeia**

Na UE, de acordo com dados da BP (2022), a participação das fontes renováveis na matriz elétrica do bloco aumentou de 16%, em 2000, para 37%, em 2021, com as fontes não emissoras (incluindo nucleares) representando 62%. Além disso, segundo a IEA (2023a), em 2022, a expansão da eletrificação do setor de transportes consolidou o bloco europeu como o segundo maior mercado de VEs, atrás apenas da China, com 25% de todas as vendas de carros elétricos e 30% do estoque global.

As metas de redução de emissão de gases poluentes, aumento de fontes renováveis de energia e maior eficiência energética estiveram presentes em diversos compromissos e planos estratégicos estabelecidos pelo bloco europeu ao longo dos últimos anos, como, por exemplo, o Acordo de Paris (2015), o *Clean Energy for All Europeans Package* (2019), o *European Green Deal* (2020) e o *RepowerEU* (2022). Planos e estudos voltados à descarbonização do setor de transportes e à mobilidade competitiva e conectada também foram estabelecidos pela Comissão Europeia, dentre os quais se destacam a *European Strategy for Low-emission Mobility* (2016), o *Europe on the Move* (2017) e a *Sustainable and Smart Mobility Strategy* (2020). Ou seja, as políticas e os incentivos para VEs e infraestrutura de recarga se mostram presentes nos diferentes Estados-Membros.

De acordo com McKinsey & Company (2022), a difusão de VEs na Europa até 2030 implicará em um aumento da demanda de energia elétrica (de 9 TW/h para 165 TW/h) e na expansão de investimentos em melhorias na rede elétrica (de € 2,6 bilhões para € 41,2 bilhões). Além disso, identifica-se que o carregamento inteligente na Europa deverá percorrer uma primeira fase de desenvolvimento, que pode estar em andamento até 2030 e envolveria o carregamento inteligente unidirecional. Em um segundo estágio,

o carregamento inteligente bidirecional utilizaria as baterias dos VEs como armazenamento intermitente na rede.

No caso da UE, a interação da infraestrutura de recarga dos VEs com o sistema elétrico e os direitos e responsabilidades atribuídos aos diferentes atores do mercado devem ser consistentes com os princípios estabelecidos na Diretiva (UE) 2019/944, a qual trata de regras comuns para o mercado interno de eletricidade (Fernández *et al.*, 2022; Eur-Lex, 2019a). Ademais, a Diretiva (UE) 2019/944 estabelece que as regras de mercado devem contribuir para criar condições favoráveis para VEs de todos os tipos, além de assegurar a implantação efetiva de pontos de carregamento públicos e privados e a integração eficiente do carregamento de veículos no sistema (EUR-Lex, 2019a).

Os agentes agregadores são definidos na Diretiva (UE) 2019/944 como o agente intermediário que combina múltiplas cargas de clientes ou ofertas de eletricidade (como energia de VEs) para venda, compra ou leilão em qualquer mercado elétrico. Os elementos básicos que devem conter os regimes jurídicos nacionais dos agregadores, incluindo aqueles independentes, são fortemente pautados no direito de entrada nos mercados de eletricidade, nas regras não discriminatórias e transparentes acerca dos fornecedores e clientes, no fácil acesso e na disponibilidade de dados de forma equitativa e não discriminatória, na proteção de dados pessoais, dentre outros. Além disso, os consumidores são livres para vender a sua flexibilidade por agregação separadamente do seu contrato de fornecimento de eletricidade (Fernández *et al.*, 2022; Kerscher e Arboleya, 2022).

Na Europa, especificamente, o agente intermediário entre os recursos de flexibilidade (providos pelos agregadores) e os demandantes da operação do sistema elétrico é nomeado como o Operador de Mercado (OM), que constitui uma entidade independente responsável pela gestão dos mercados globais existentes, incluindo os novos mercados de flexibilidade, de longo e curto prazo. O OM deve supervisionar a recepção e o tratamento das ofertas, os processos de fixação de preços, a interação com os gestores da rede de distribuição e de transmissão e os participantes no mercado, a liquidação, o faturamento e os processos de cobrança e o pagamento entre as entidades participantes (Fernández *et al.*, 2022).

Além disso, o OM deve garantir que os mercados de flexibilidade sejam abertos e acessíveis para descentralizar os recursos de flexibilidade, como comunidades de energia

(CE) e agregadores. Na Europa, a CE se refere a um conjunto de agentes comerciais pequenos ou residenciais, cada um atuando como um prosumidor e, geralmente, incluindo geração compartilhada, cargas flexíveis e unidades de armazenamento compartilhado, como baterias e VEs. No entanto, as definições da CE podem variar de país para país. O *Clean Energy Package* da UE reconhece certas categorias como CEs, sendo elas: i) comunidades cidadãs de energia, ou seja, apenas energia elétrica e incluindo produção de combustível fóssil; e ii) comunidades de energia renovável, ou seja, energia térmica e elétrica apenas de fontes renováveis (Casella *et al.*, 2022).

As CEs visam permitir que diferentes usuários/prosumidores vendam e compartilhem energia entre si para promover o autoconsumo e o uso de energias renováveis, minimizar custos, aumentar a resiliência do sistema e a independência da rede externa, com uma divisão justa de benefícios e custos entre os usuários (Casella e Valderrama, *et al.*, 2022). A Diretiva de Energia Renovável 2018/2001/UE (RED II) destacou o papel estratégico das CEs em ajudar a UE na transição energética. Em Barone *et al.* (2020), destaca-se que as CEs são uma reorganização moderna dos sistemas locais de energia para integrar os REDs e necessitam de uma abordagem estratégica de aceitabilidade social, com a finalidade de envolver os cidadãos comuns e os tomadores políticos de decisão na sua construção.

Ainda de acordo com a RED II, os Estados-Membros do bloco europeu devem assegurar que os prosumidores tenham o direito “*de gerar energia renovável, inclusive para consumo próprio, armazenar e vender seu excesso de produção de eletricidade renovável, inclusive por meio de contratos de compra de energia renovável, fornecedores de eletricidade e acordos de comércio entre pares*” individualmente ou por agregação, e estabelecer o direito a receber remuneração (EUR-Lex, 2018; Fernández *et al.*, 2022).

No ano de 2020, de todos os Estados-Membros do bloco europeu, apenas Portugal estava implementando um regime tarifário para as CEs em âmbito nacional. Todavia, em 2022, foram verificadas iniciativas na Áustria, em Luxemburgo e na Bélgica. Na Áustria, taxas reduzidas de utilização do sistema para participantes de CEs renováveis foram introduzidas em novembro de 2021. Em Luxemburgo, os autoconsumidores estão isentos de tarifas de rede pela parte da energia produzida e consumida por eles no mesmo edifício ou nas comunidades. Por fim, em Bruxelas, na Bélgica, foi estabelecido em lei um

enquadramento para as CEs como projetos inovadores, permitindo isenções tarifárias por um período limitado (ACER, 2023).

A Diretiva (UE) 2019/944 ainda se refere especificamente à exigência de os Estados-Membros estabelecerem um quadro regulatório que gere incentivos e habilite os OSDs a obterem recursos de flexibilidade de provedores de geração distribuída, resposta da demanda ou armazenamento de energia, além de promover a adoção de medidas de eficiência energética de forma rentável e economicamente eficiente em comparação com a atualização ou substituição da capacidade elétrica (Fernández *et al.*, 2022).

O sistema de distribuição deve se basear em um plano transparente de desenvolvimento da rede que o OSD tem a obrigação de publicar pelo menos de dois em dois anos e submeter à entidade reguladora. Esse plano deve conter os serviços de flexibilidade de médio e longo prazo necessários e os investimentos associados. Além disso, o plano deve considerar os investimentos para a infraestrutura principal de distribuição necessária para ligar nova capacidade de geração e novas cargas, incluindo pontos de recarga para VEs (EUR-Lex, 2019a).

A Diretiva (UE) 2021/0223, por sua vez, estabeleceu prazos para que todos os pontos de carregamento acessíveis ao público possuam conexão digital e sejam capazes de efetuar recarga inteligente. Essa diretiva também determina que os OSDs devem cooperar de forma não discriminatória com qualquer pessoa que construa ou explore pontos de carregamento acessíveis ao público. Disposições adicionais também são indicadas na diretiva, com a finalidade de garantir a facilidade de utilização da infraestrutura de carregamento pelos usuários, como diferentes opções de pagamento, transparência de preços e informações ao consumidor (EUR-Lex, 2021).

Um estudo da *European Commission* (2021) apresenta as principais barreiras identificadas para o carregamento inteligente na UE, a partir de pesquisa bibliográfica e pesquisa com 14 grupos distintos de partes interessadas envolvidos no ecossistema de carregamento inteligente. A análise mostra que o carregamento inteligente unidirecional apresenta menos barreiras para uma aceitação mais ampla do que o carregamento inteligente bidirecional. No âmbito das barreiras regulatórias, por sua vez, os dois tipos de carregamento enfrentam a falta de novos desenhos da tarifa da rede elétrica, a falta de acesso a dados de bateria e carregamento de VEs e, no caso do carregamento inteligente bidirecional, inclui-se ainda a dupla tributação.

Vale ressaltar que a dupla tributação decorre do fato de que a Diretiva de Tributação da Energia prevê a tributação da eletricidade quando consumida, mas não define se é isenta de tributação quando fornecida a instalações de armazenamento (*European Commission, 2021*).

- **Califórnia**

Nos EUA, de acordo com dados da BP (2022), a participação das fontes renováveis na matriz elétrica aumentou de 9%, em 2000, para 19%, em 2021, com as fontes não emissoras (incluindo nucleares) representando 38%. Além disso, os EUA concentram o terceiro maior mercado de VEs do mundo, com 10% do estoque global e cerca de 8% de todas as vendas de veículos eletrificados (IEA, 2023a).

No âmbito da mobilidade elétrica, a atuação governamental no país se iniciou a partir de uma forte articulação com o setor privado. O atual governo, juntamente com as montadoras americanas, estabeleceu uma meta para os VEs representarem 50% das vendas de veículos novos até 2030. A Lei de Empregos e Investimentos em Infraestrutura, por sua vez, dedicou US\$ 7,5 bilhões para a infraestrutura nacional de carregamento. Além disso, a Lei de Redução da Inflação estabelece mais de US\$ 12,4 bilhões em créditos fiscais para compras de VEs por consumidores e veículos de frota comercial (WRI, 2022). Quase todos os estados dos EUA têm políticas que incentivam a adoção de VEs, incluindo créditos de imposto de renda estadual, taxas de registro reduzidas para esses veículos e acesso a estacionamento e infraestrutura de recarga (Brown e Soni, 2019)

O estado da Califórnia se destaca como o pioneiro em diferentes iniciativas para a promoção da mobilidade elétrica e de padrões de emissões de veículos e impulsionou a sua replicação em vários estados do país. A Califórnia atingiu 1,5 milhão de vendas de VEs dois anos antes de sua meta planejada para 2025 (cerca de 42% das vendas totais dos EUA), considerando as vendas acumuladas desde 2011. E, em agosto de 2022, os reguladores da Califórnia aprovaram a proibição da venda de carros novos movidos à gasolina em 2035. Diante disso, espera-se que a recarga não gerenciada aumente os custos de atualização da rede de distribuição (por exemplo, linhas de distribuição secundárias e transformadores) em US\$ 140 milhões todos os anos até 2030 (WRI, 2022).

No estado da Califórnia, as *investor-owned utilities* (IOUs) são proprietárias da maior parte do sistema de transmissão e distribuição, através de empresas como PG&E, Southern California Edison e San Diego Gas & Electric. A operadora independente do sistema do estado, o *California Independent System Operator* (CAISO), administra e controla o fluxo de eletricidade, maximizando o uso do sistema de transmissão e dos recursos de geração, além de supervisionar a manutenção das linhas. Já a *California Public Utilities Commission* (CPUC) regula a atuação das IOUs e das operações das companhias de gás natural do estado. Em âmbito nacional, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo, os projetos hidrelétricos e os terminais de gás natural (GESEL, 2014). Tais atores são relevantes para o entendimento das medidas regulatórias referentes à integração de VEs na rede elétrica.

Em 2013, a partir da publicação da decisão 13-06-014, da CPUC, determinou-se que as concessionárias deveriam continuar a realizar pesquisas sobre os impactos da carga associada ao carregamento de VEs na rede e os custos associados à infraestrutura necessária para atender ao aumento da carga. Essas informações devem ser incluídas no relatório de pesquisa de carga que as três grandes concessionárias (PG&E, SCE e SDG&E) apresentam em conjunto até o dia 31 de março de cada ano (CPUC, 2023a).

Já no ano de 2016, a CPUC endossou o Plano de Ação de Recursos Energéticos Distribuídos, de forma a alinhar a visão e as ações da Comissão diante do futuro dos REDs da Califórnia. Em abril de 2022, a CPUC adotou a Versão 2.0 de seu Plano de Ação. O Plano busca auxiliar a Comissão no planejamento da infraestrutura de serviços públicos, assim como melhorar a coordenação de todos os procedimentos relacionados ao planejamento da rede, acessibilidade, flexibilidade de carga, integração de mercado e programas frente à inserção dos REDs. Além disso, o Plano consolida um roteiro para os tomadores de decisão, funcionários e partes interessadas da CPUC, abrangendo ações no período 2022-2026.

Ainda em 2016, a FERC aprovou as disposições tarifárias do CAISO, permitindo que determinados REDs fossem agregados de modo a possibilitar a venda de energia e serviços auxiliares no mercado atacadista da Califórnia. O CAISO, por sua vez, como operador desse mercado, reconhece um provedor de recursos de energia distribuída como

um novo tipo de recurso capaz de operar em resposta a um cronograma, prêmio ou despacho do operador do sistema (CAISO, 2017).

Em 2018, foi previsto que a CPUC deve estabelecer¹: i) estratégias para facilitar o desenvolvimento de tecnologias que promovam a integração da rede, incluindo tecnologias com capacidade de submedição para carregadores de VEs residenciais, considerando os interesses dos consumidores; ii) políticas que apoiem o desenvolvimento de tecnologias e estratégias tarifárias que reduzam o impacto das taxas de demanda e acelerem a adoção de VEs; e iii) uma tarifa específica para frotas de veículos pesados que incentive o carregamento de VEs quando há excesso de capacidade da rede (DOE, 2023). Diante disso, a previsão almeja maximizar os benefícios líquidos da eletrificação do transporte e reduzir os custos ou mitigar os aumentos de custos para os usuários, acelerando a integração de VEs na rede.

Também em 2018², foi estabelecido que a Comissão de Conservação e Desenvolvimento de Recursos Energéticos do Estado da Califórnia, em parceria com o Conselho de Recursos Aéreos da Califórnia e a CPUC, deve publicar e atualizar, pelo menos uma vez a cada dois anos, uma avaliação estadual da infraestrutura de carregamento de VEs necessária para suportar o mínimo de cinco milhões de veículos nas estradas da Califórnia até 2030. A Comissão deve considerar as necessidades de infraestruturas de todas as categorias de veículos, incluindo os veículos rodoviários, portuários e aeroportuários, inclusive em comunidades de baixa renda (DOE, 2023).

A fim de ampliar os recursos de informação³, foi determinado que a Comissão de Energia da Califórnia, em parceria com a Comissão de Serviços Públicos, desenvolva e mantenha um site com informações para os diferentes atores, incluindo corporações elétricas, concessionárias de energia elétrica de propriedade pública local e entre outros, sobre (DOE, 2023): i) recursos para ajudar os consumidores a determinar se suas residências precisarão de atualizações de serviços públicos para acomodar VEs; ii) requisitos básicos do circuito de carregamento; iii) opções de tarifas; e iv) técnicas de gerenciamento de carga.

¹ California Public Utilities Code 740.15.

² California Public Resources Code 25229.

³ California Public Resources Code 25227.

No âmbito dos programas de resposta da demanda, estes são administrados pelas: i) três concessionárias de serviços públicos regulados (IOUs) da Califórnia; ii) entidades jurisdicionais da CPUC, como os *Community Choice Aggregators* (CCAs); ou iii) entidades comerciais terceirizadas, conhecidas como agregadores ou provedores de resposta à demanda (RD), que devem ser registrados na CPUC. Os participantes podem optar, a seu critério, pelos programas de resposta da demanda oferecidos por IOUs, CCAs, agregadores ou provedores de RD e receber incentivos financeiros ou reduzir suas faturas de energia (CPUC, 2023b).

A SEPA (2022), sediada nos Estados Unidos, publicou o estudo “*Customer-centric pathways to V2X adoption: the importance of stakeholder collaboration*” em parceria com EnergyHub. As partes interessadas no estudo incluem empresas de energia, OEMs, fornecedores de equipamentos de VEs, fornecedores de soluções de VEs e proprietários de VEs. Verificou-se um consenso sobre a importância de uma abordagem centrada no cliente, ou seja, a educação e a experiência do cliente serão fundamentais.

O Quadro 8 apresenta uma síntese dos principais atores e responsabilidades presentes na regulação para a integração dos VEs na rede no estudo da experiência internacional do bloco europeu e do estado da Califórnia.

Quadro 8: Síntese das melhores práticas regulatórias adotadas pela UE e Califórnia no âmbito de atores e responsabilidades

Eixo de análise	UE	Califórnia
Atores e responsabilidades	Exigência de que os Estados-Membros estabeleçam um quadro que gere incentivos para os OSDs obterem serviços de flexibilidade dos REDs.	Plano de Ação de REDs busca auxiliar o planejamento da infraestrutura de serviços públicos e a integração desses recursos. O Plano consolida um roteiro para os tomadores de decisão, funcionários e partes interessadas da CPUC.
	Os mercados de flexibilidade devem ser abertos e acessíveis para descentralizar recursos de flexibilidade, como comunidades de energia (CEs) e agregadores.	Permissão de que os REDs sejam agregados de forma a realizar a venda de energia e serviços auxiliares no mercado atacadista da Califórnia, operado pelo CAISO.
	Os OSDs devem publicar, pelo menos de dois em dois anos, um plano transparente de desenvolvimento da rede, que contenha os serviços de flexibilidade de médio e longo prazo e investimentos em infraestrutura para atender nova geração e carga, incluindo VEs.	Os OSDs devem realizar pesquisas a cada ano sobre os impactos da carga associada ao carregamento de VEs na rede e os custos associados à infraestrutura necessária.
	Estados-Membros devem atender prazos para que todos os pontos de recarga acessíveis ao público sejam pontos de carregamento com conexão digital e capazes de efetuar carregamento inteligente.	A Comissão de Conservação e Desenvolvimento de Recursos Energéticos do Estado da Califórnia, o Conselho de Recursos Aéreos da Califórnia e a CPUC devem, em conjunto, publicar e atualizar, pelo menos uma vez a cada dois anos, uma avaliação estadual da infraestrutura de carregamento de VEs necessária para suportar o mínimo de cinco milhões de VEs até 2030.
		A Comissão de Energia da Califórnia e a Comissão de Serviços Públicos devem desenvolver e manter um site com informações para os diferentes atores, incluindo consumidores, acerca de aspectos técnicos, tarifários e requisitos básicos para a recarga inteligente.
		Os programas de resposta à demanda podem ser administrados por: i) três concessionárias de serviços públicos regulados; ii) entidades jurisdicionais da CPUC, como Community Choice Aggregators; ou iii) entidades comerciais terceirizadas conhecidas, como Agregadores ou Provedores de Resposta à Demanda", que devem ser registrados na CPUC.

Fonte: Elaboração própria.

4.3. Recursos de flexibilidade

A presente seção busca avaliar as principais medidas e inovações regulatórias no âmbito dos recursos de flexibilidade providos pelos REDs, incluindo os VEs, na experiência internacional da UE e Califórnia. Para isso, também são avaliados especificamente a arquitetura do mercado de energia e os modelos de tarifas nas regiões selecionadas.

4.3.1. Mercado de energia

- **União Europeia**

Na UE, os recursos de flexibilidade se tornam cada vez mais essenciais para a operação confiável e sustentável da rede. Em *European Commission (2021)*, ressalta-se que os problemas de congestionamento nas redes de distribuição de eletricidade aumentaram de relevância. Pelo lado da demanda, o congestionamento ocorre quando residências, empresas e outras unidades consumidoras consomem grandes quantidades de eletricidade simultaneamente e, pelo lado da oferta, quando as fontes de energia renovável conectadas às redes elétricas geram mais eletricidade do que a demanda pode absorver. Neste cenário, os OSDs poderiam adquirir recursos de flexibilidade de proprietários de VEs, incluindo o gerenciamento de congestionamento de rede e o controle de tensão.

Vale ressaltar que, a partir de um cenário de alta difusão de energias renováveis variáveis e sem armazenamento de energia ou outras tecnologias de desacoplamento de tempo, os futuros sistemas de energia em países da Europa poderão ter preços baixos (e até negativos) ou uma redução significativa de oferta em momentos de alto patamar de geração. Ao mesmo tempo, o caso contrário também poderá ocorrer, com preços excessivamente altos em momentos com baixa oferta de energia e alta carga.

No entanto, uma alta penetração de tecnologias flexíveis de acoplamento de setores, como os VEs associados ao carregamento inteligente, poderia limitar a ocorrências de volatilidade de preços e *curtailment* de fontes de energias renováveis por meio de demanda aumentada e flexibilidade induzida (Blumberg *et al.*, 2022).

Para melhor compreensão do aproveitamento dos recursos de flexibilidade no caso europeu, vale identificar que os mercados de eletricidade do bloco são organizados em vários prazos. Em prazos mais longos, os mercados de capacidade garantem geração

suficiente disponível para lidar com a demanda de pico. Nos prazos operacionais (*day-ahead* e *intraday*), a energia é negociada entre os participantes do mercado.

Observa-se que os principais mecanismos do mercado atacadista de eletricidade na Europa podem ser distinguidos pelo momento da notificação antes da operação, conforme apresentado na Tabela 3. Os mercados diários e intradiários devem fornecer acesso para participantes individuais ou agregadores do mercado e o fornecimento de produtos comerciais suficientemente pequenos na escala de 500 kW ou menos. Tal decisão visa a participação e integração efetiva de REDs de pequena escala (Kerscher e Arboleya, 2022).

Tabela 3. Características dos principais mercados de energia europeus

Mecanismos de troca	Tempo antes da operação	Indicador de troca
Mercado do dia seguinte	24-48h	energia
Mercado intradiário	1-24h	energia
Mercado de balanceamento	13min-2h (reservas terciárias)	energia e/ou capacidade
Reservas secundárias	< 15min (automático)	capacidade
Reservas primárias	< 30s (automático)	capacidade

Fonte: Adaptado e traduzido de Kerscher e Arboleya (2022).

Os OSTs implementam mercados de balanceamento para adquirir reservas que podem ser ativadas em tempo real, se forem detectados desequilíbrios entre demanda e oferta. Além disso, os OSTs contratam serviços de terceiros para manter a estabilidade das suas redes, incluindo: i) reservas de contenção de frequência (RCF); ii) reservas de restauração automática de frequência (RRAF); e iii) reservas de restauração manual de frequência (RRMF). Os mercados para esses serviços diferem quanto ao tipo e ao tempo de ativação, assim como quanto à capacidade, como indicado na Tabela 4.

Tabela 4. Exemplos de tipos de serviços de reservas contratados pelo OST e características

	RCF	RRAF	RRMF
Ativação	Automática	Automática	Manual
Tempo de ativação	0 a 30 segundos	30 segundos a 15 minutos	Até 15 minutos
Capacidade	87 MW	145 MW	895 MW

Fonte: *European Commission* (2021).

Assim, de acordo com *European Commission* (2021), as baterias de VE podem ser ativadas em um prazo muito curto e, portanto, são adequadas para fornecer RCF, mas possuem um preço mais alto por unidade de energia.

A partir do pacote *Clean Energy for All Europeans*, a Diretiva (UE) 2019/944 e o Regulamento ACER 2019/942 atualizaram a regulamentação do mercado europeu de eletricidade e incluíram a adoção de novos mecanismos de flexibilidade, com destaque para os mercados de flexibilidade (Fernández *et al.*, 2022; EUR-Lex, 2019a; 2019b). Nota-se que a Comissão Europeia apoia o desenvolvimento dos mercados de flexibilidade através de projetos de P&D, financiados pelo Programa *Horizon Europe*, e organiza workshops, reunindo as partes interessadas e debatendo o futuro desses mercados.

Vale ressaltar que o *Horizon Europe* é o principal programa de financiamento da UE para pesquisa e inovação, o qual incluí a temática do carregamento inteligente e a integração de VEs na rede. No eixo temático Clima, Energia e Mobilidade do Programa, o objetivo é combater as mudanças climáticas, tornando os setores de energia e transporte ambientalmente sustentáveis, eficientes, competitivos, inteligentes, seguros e resilientes.

A abordagem de mercado para os serviços de flexibilidade geralmente é preferida pelos reguladores europeus, na qual os OSDs adquirem serviços de flexibilidade por meio de contratos bilaterais ou de uma plataforma de mercado de curto prazo. No caso dos contratos bilaterais, pode-se permitir a aquisição de flexibilidade para horizontes de médio a longo prazo. Assim, os OSDs devem identificar antecipadamente os requisitos de flexibilidade a fim de adiar ou evitar reforços dispendiosos ou melhorar a operação da rede (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

No âmbito de contratos de cargas controláveis, os OSDs podem, por exemplo, reduzir a taxa de recarga em determinadas horas do dia e, em troca, a tarifa de rede é consideravelmente reduzida para o consumidor. Observa-se que essas soluções combinadas com a submedição podem reduzir custos e aumentar a escala mais rapidamente, de modo a fornecer maiores benefícios ao usuário e ao sistema. Contudo, as tentativas regulatórias de aumentar ou obrigar o uso de conexões de cargas controláveis não tiveram sucesso, uma vez que não abordam adequadamente a escolha do consumidor. Além disso, em comparação com a aquisição de flexibilidade baseada no mercado, esse tipo de capacidade de rede controlada por OSD é mais difícil de combinar com outras fontes de flexibilidade devido à falta de visibilidade entre os atores (Burger *et al.*, 2022).

A negociação de flexibilidade em prazos mais curtos, como mercados diários e intradiários, tem sido proposta na literatura e em projetos pilotos na forma de plataformas de mercado de flexibilidade e mercados locais de energia. Entretanto, sua implementação comercial ainda é limitada. As primeiras implementações comerciais de mercado de flexibilidade local de curto prazo são Enera (Alemanha) e GOPACS (Holanda), onde os OSDs e OSTs adquirem flexibilidade para gerenciar o congestionamento impulsionado pelas fontes de energia renovável, apoiados por plataformas de mercado de comércio de energia existentes (EPEX Spot para Enera e ETPA para GOPACS). Os agregadores de VEs que participam dessas plataformas de mercado podem fornecer flexibilidade aos OSDs. Neste sentido, a operadora do mercado espanhol OMIE está trabalhando em um primeiro desenho dos mercados local e de flexibilidade com protótipos de plataformas (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021; Fernández *et al.*, 2022). Assim, os mercados locais e flexíveis de eletricidade buscam facilitar a incorporação e participação de produtores e consumidores de energia renovável, assim como o controle de carregamento de VEs e V2G.

As iniciativas baseadas no mercado para resolver congestionamentos na rede de distribuição devem ser desenvolvidas e os OSDs devem buscar essa flexibilidade. No entanto, a sua efetiva implementação na Europa depende da definição dos produtos de flexibilidade, nomeadamente os requisitos de potência (ativa ou reativa), a duração e a localização. Todavia, de acordo com Gonzalez Venegas *et al.* (2021), a definição do produto não deve impor barreiras à entrada de recursos de flexibilidade distribuídos, por exemplo, estabelecendo limites muito altos de tamanho de lance ou de requisitos de duração.

Alguns países europeus permitem que consumidores proprietários de VEs participem de mecanismos de flexibilidade, como, por exemplo, Dinamarca, Alemanha, Áustria, Portugal, França e Itália. O acesso aos mercados de energia pelos consumidores residenciais, por sua vez, pode ser estabelecido através de acesso direto ou de um agregador independente do fornecedor de energia, sendo que, em alguns casos, podem ser ambos ainda (Burger *et al.*, 2022).

Por fim, indica-se que diversas iniciativas estão sendo desenvolvidas no bloco europeu a fim de desenvolver mercados para produtos e serviços locais de flexibilidade, incluindo a definição de novos modelos de tarifas, como será analisado posteriormente.

- **Califórnia**

Nos EUA, cada operador do sistema também é o operador dos mercados diário e em tempo real. No mercado diário, os geradores e, em alguns casos, as cargas flexíveis fazem ofertas de preços e de quantidades para o dia seguinte ao operador. Assim, o operador comunica aos agentes do mercado físico a programação da operação de cada um para o dia seguinte. No mercado em tempo real, os lances fornecidos previamente são utilizados para realizar o ajuste fino, ao mínimo custo, entre a geração e a carga. A Califórnia possui um mercado atacadista, operado pelo CAISO, e um mercado varejista de eletricidade (Castro e Brandão, 2019; GESEL, 2014).

Os programas de resposta da demanda, aliados aos mecanismos tarifários e de flexibilidade, são implementados na Califórnia de forma pioneira. O avanço dos REDS no estado, principalmente de painéis fotovoltaicos e VEs, e a formação da chamada “curva do pato” na operação do sistema elétrico alavancaram as buscas por soluções operativas, como será analisado a seguir.

Diante disso, o CAISO opera um conjunto de regras de participação chamado *Proxy Demand Response* (PDR)., segundo o qual os ativos distribuídos podem participar de vários mercados por meio de um “proxy”, ou seja, um agregador intermediário. Observa-se que as agregações de recursos de energia distribuída devem atender a um requisito de capacidade mínima de 0,5 MW. As regras de PDR abrangem vários mercados, incluindo do dia seguinte, em tempo real (balanceamento) e serviços auxiliares. Paralelamente, mercados são operados em nível local por concessionárias como San Diego Gas & Electric (SDG&E) e Sonoma Clean Power, a partir de mecanismos de resposta da demanda (Weiller *et al.*, 2020).

A PDR é lançada no mercado como um recurso econômico e participa do CAISO de modo comparável a um recurso de oferta de energia. A resposta da demanda, por sua vez, consiste em um recurso de confiabilidade esperado para responder em tempo real, de forma responsiva a emergências jurisdicionais da CPUC no mercado e nas operações do CAISO (CPUC, 2021). Em suma, de acordo com a decisão 17-12-003/2017, a CPUC define genericamente a resposta da demanda como reduções, aumentos ou mudanças no consumo de eletricidade pelos clientes em resposta a sinais econômicos ou de confiabilidade (CPUC, 2017).

No âmbito de mecanismos de controle direto da carga, os participantes do setor de energia geralmente aceitam que os OSDs assumam o controle dos carregadores de VEs como um último recurso em emergências, a exemplo da falta de energia. Entretanto, nas situações em que o controle direto é realizado, tornam-se necessárias medidas claramente regulamentadas, de maneira a evitar o uso indevido e o repasse de custos ao usuário final (Weiller *et al.*, 2020).

Destaca-se que a PG&E é a empresa que estabeleceu o primeiro mecanismo de compensação de exportação V2G dos EUA. A concessionária californiana convidou clientes residenciais e comerciais a se inscreverem em três programas de V2X que utilizam baterias de VEs para uma variedade de casos de uso. Os programas oferecem aos clientes incentivos financeiros que lhes permitirão usar as baterias para fornecer energia à rede e a suas casas ou empresas (Murray, 2022).

4.3.2. Modelos de tarifas

- **União Europeia**

Os países da Europa apresentam um *mix* de composição de tarifas, as quais ainda podem se diferenciar temporal e geograficamente, com tarifas como ponta e fora de ponta, ou zonas de rede. As estruturas diferenciadas geograficamente podem refletir as condições da rede de distribuição, mas também são difíceis de implementar na prática, especialmente na Europa, onde muitos países não utilizam preços nodais ao nível da transmissão. Além disso, o componente geográfico pode criar problemas para a transparência, a estabilidade das tarifas do usuário final e ir contra os princípios de equalização que existem nas tarifas de rede em alguns países europeus, pois os clientes conectados em redes mais fracas e congestionadas experimentaríamos tarifas de rede mais altas (Gonzalez Venegas *et al.*, 2021).

Segundo a Diretiva (UE) 2019/944, cada autoridade reguladora nacional tem o dever de fixar ou aprovar, de acordo com critérios transparentes, tarifas de distribuição, respectivas metodologias, ou ambas. Além disso, o Regulamento de Eletricidade 2019/943 exige que as tarifas das redes de distribuição reflitam os custos, sejam transparentes, considerem a necessidade de segurança e flexibilidade da rede e sejam aplicadas de forma não discriminatória. Por fim, esta última diretiva ainda indica que as metodologias tarifárias devem fornecer incentivos adequados aos OSTs e OSDs para

aumentar a eficiência, promover a integração do mercado e a segurança do abastecimento, estimular investimentos eficientes, além de apoiar pesquisa e inovação em áreas como digitalização, flexibilidade de serviços e interconexão (ACER, 2021; 2023).

De acordo com *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER* (2023), o uso de tarifas variáveis no tempo (ToU, na sigla em inglês) pode ser uma ferramenta útil para reduzir a carga de pico da rede, minimizando maiores investimentos em rede e promovendo uma maior eficiência do sistema. As tarifas ToU estáticas variam dentro do dia ou de diferentes dias da semana, como finais de semana, feriados e dias úteis, e se alterando em diferentes meses do ano, a partir de elementos sazonais.

No caso de tarifas dinâmicas, estas poderiam promover uma diferenciação maior no tempo e no espaço, implicando em maior refletividade dos custos das tarifas e um comportamento de rede mais eficiente. A Figura 6 mostra o estado de desenvolvimento desses dois tipos de tarifas, que suportam o carregamento inteligente de VEs na Europa.

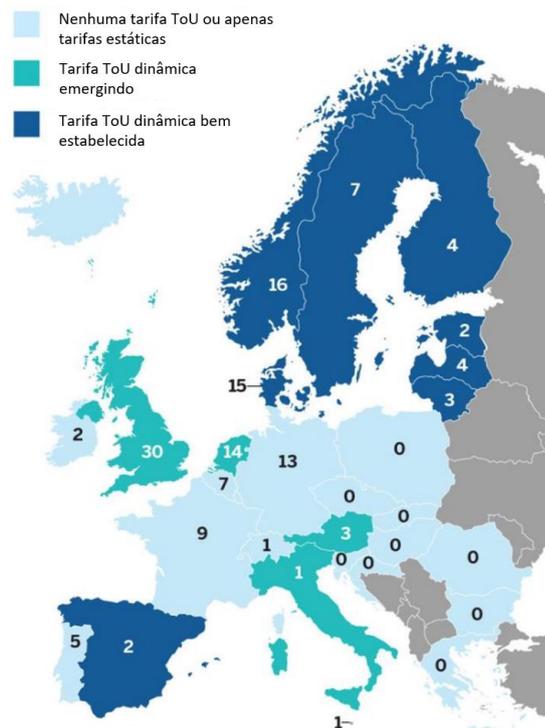


Figura 6. Tipos de tarifas e serviços para recarga inteligente implementadas na Europa

Fonte: Adaptado e traduzido de Burger *et al.* (2022).

Observa-se que os dígitos apresentados nos países indicam o número de tarifas e serviços direcionados ao carregamento inteligente de VEs disponíveis no local e as

diferentes cores no mapa indicam a disponibilidade geral de tarifas ToU dinâmicas, não apenas aquelas específicas para carregamento de VEs (Burger *et al.*, 2022).

Foram encontrados 139 tarifas e serviços em toda a Europa considerando especificamente o carregamento inteligente de VEs. No entanto, vale ressaltar que as tarifas e os serviços de VEs são distribuídos de forma desigual pelo continente, variando entre nenhum registro, principalmente nos países da Europa Central e Oriental e na Grécia, até os países líderes, como Reino Unido, Noruega, Holanda e Alemanha.

Na UE, 21 dos 28 países (ou seja, 75%) aplicam a tarifa ToU nas tarifas de distribuição e apenas 10 nas tarifas de transmissão. A tarifa ToU não é aplicada apenas em sete países do bloco, cujos argumentos apresentados pelas agências reguladoras consistiram em falta de eficiência e eficácia dos seus sinais horários nos comportamentos dos usuários ou incapacidade de instalação dos medidores inteligentes (ACER, 2023).

A diferenciação das tarifas dinâmicas se caracteriza por uma maior complexidade e automação e, portanto, pode contradizer outros princípios, como simplicidade, previsibilidade e transparência, se não for implementada de maneira eficiente. Todavia, em mercados com desenvolvimento mais avançado de medidores inteligentes, como na região nórdica, a precificação dinâmica de ToU é muito mais comum.

Em pesquisa de Roncero-Sanchez *et al.* (2022), aborda-se o funcionamento das tarifas e serviços específicos de VEs. Como resultado, verificou-se que a maioria (77) dos serviços de carregamento inteligente são baseados em preços dinâmicos e 40 em outros insumos dinâmicos, como a participação de renováveis na rede, quando o carregamento ocorre em momentos em que a energia tem a menor intensidade de carbono.

Tal fato indica que a automação no carregamento de VEs e em preços dinâmicos está se tornando atraente para uma parcela cada vez maior de consumidores. Em alguns países europeus, os contratos de preços dinâmicos ficaram bastante comuns nos últimos anos. Em grande parte, com base no mercado de eletricidade do dia seguinte, os fornecedores de energia em países nórdicos, como Dinamarca, Noruega, Finlândia e Estônia, introduziram contratos de eletricidade com tarifas ToU dinâmicas em blocos de uma hora. Esta especificação segue a recomendação do Conselho de Reguladores Europeus de Energia (CEER, na sigla em inglês), que indica que os contratos de preços dinâmicos na UE são baseados nos preços do mercado *spot* do dia seguinte, de forma a

simplificar os serviços digitais e implementar o carregamento inteligente, já que a entrada para todos os contratos dentro de um mercado permanece a mesma (Burger *et al.*, 2022).

A terceira maior categoria de serviços (38) é baseada em sinais estáticos ToU e a quarta (29) em sinais dos OSTs e de outros atores do sistema de energia, considerando o equilíbrio entre oferta e demanda. Apenas 13 serviços foram registrados com sinais de redes de distribuição locais, o que sugere que existe espaço para o seu desenvolvimento, já que as redes locais são onde os VEs têm maior potencial de impacto (Roncero-Sanchez *et al.*, 2022).

Segundo a ACER (2023), as tarifas de rede estáticas ToU ainda podem ser uma ferramenta útil para reduzir a carga de pico do sistema e, de acordo com Burger *et al.* (2022), sua eficácia em redução de custos pode variar consideravelmente, porém, normalmente, as tarifas fora do horário de pico são 50% mais baixas. Assim, as tarifas de rede ToU são um dos insumos mais importantes para o carregamento inteligente.

No entanto, a eficácia dos sinais de preços depende da capacidade do utilizador da rede em adaptar o seu comportamento a tais sinais e da diferença entre as tarifas por tempo de utilização. No âmbito de infraestruturas de recarga para VEs, a transparência de preços é crucial para garantir recargas e reabastecimentos fáceis e contínuos. Deste modo, os usuários de VEs devem receber informações precisas sobre os preços antes do início do serviço de recarga, assim como seus componentes (EUR-Lex, 2021).

De acordo com a Diretiva (UE) 2019/944, todos os consumidores devem ter a possibilidade de se beneficiarem, a partir do seu ajuste de consumo, com os sinais do mercado, através de preços de eletricidade mais baixos ou de outros incentivos. Todavia, é provável que a participação ativa aumente com o tempo, à medida que os consumidores têm maior conhecimento e acessibilidade acerca das informações sobre as suas possibilidades. Neste sentido, os consumidores devem ser informados sobre os benefícios e riscos potenciais de preços de contratos dinâmicos de preços de eletricidade.

Por fim, vale ressaltar que, apesar das recentes reformas do mercado de eletricidade da UE, notadamente com o *Clean Energy for All Package*, almejando o desenvolvimento de ofertas residenciais de tarifas inteligentes em toda o bloco, o nível de ambição e a velocidade de implementação ainda diferem amplamente entre os Estados-Membros e suas regulamentações nacionais. A Tabela 5 apresenta a visão geral dos países europeus, seus respectivos números de tarifas e serviços de VEs encontrados, status de

desenvolvimento de implantação de medidores inteligentes e produção com precificação de energia em tempo real ou horária.

Tabela 5. Tarifas e serviços de VEs, implantação de medidores inteligentes e precificação de energia na UE

País	Número de tarifas/serviços de VEs encontrados	Status do desenvolvimento de medidores inteligentes	Produtos com precificação de energia em tempo real ou horária
Noruega	17	Avançado	Sim
Islândia	0	N/A	N/A
Suécia	7	Avançado	Sim
Dinamarca	15	Avançado	Sim
Finlândia	4	Avançado	Sim
Holanda	15	Avançado	Sim
Alemanha	13	Inicial	Sim
Suíça	3	N/A	N/A
Luxemburgo	0	Avançado	Não
Áustria	3	Inicial	Sim
Portugal	5	Intermediário	Não
Reino Unido	32	Inicial	Sim
Bélgica	7	Inicial	Sim
França	9	Avançado	Não
Irlanda	2	Inicial	Não
Itália	1	Avançado	Não
Espanha	2	Avançado	Sim
România	0	Inicial	Não
Hungria	0	Inicial	Não
Grécia	0	N/A	Não
Croácia	0	Inicial	Não
Letônia	4	Intermediário	Sim
Lituânia	1	Inicial	Não
Polônia	0	Inicial	Não
Eslovênia	0	Avançado	Não
República Tcheca	0	N/A	Não
Eslováquia	0	Inicial	Não
Estônia	2	Avançado	Não
Malta	1	Avançado	Não
Chipre	0	N/A	Não
Bulgária	0	Inicial	Não

Fonte: Adaptado e traduzido de Burger *et al.* (2022).

Em suma, verifica-se que países líderes na mobilidade elétrica, em geral, apresentam maiores números de tarifas e serviços de VEs disponíveis, portanto estes não estão distribuídos uniformemente pela Europa. Os países do norte da Europa se destacam na implementação de medidores inteligentes e tarifas dinâmicas, auxiliando, assim, a integração de um número crescente de VEs em seus sistemas de energia. Outros países, por sua vez, estão em estágios iniciais de estabelecimento da estrutura regulatória de flexibilidade e de implantação de medidores inteligentes. Destaca-se que a experimentação regulatória e tarifária a partir de projetos de *sandbox* abrange cada vez mais países da UE.

- **Califórnia**

Nos EUA, as empresas de energia elétrica são reguladas pelos estados onde estão instaladas ou prestam serviços, incluindo o que diz respeito às regras para a diferenciação tarifária. Em residências com medidores horários, as tarifas podem incluir diferenciação entre horário de pico e fora do pico, assim como outras divisões intermediárias. Diversos estados possuem tarifas horárias, como Connecticut, Geórgia, Hawaii, Illinois, Indiana, Maryland, Michigan, Minnesota, Nevada, New Hampshire, Nova Iorque, Carolina do Norte, Carolina do Sul, Utah e Vermont, Califórnia, Oregon, Alabama e Vermont. Em certas localidades, podem existir ainda as tarifas horárias exclusivas para o carregamento de VEs.

Em estudo de Brown e Soni (2019), realizou-se pesquisa com membros do Comitê Consultivo de Eletricidade do Departamento de Energia dos EUA utilizando uma abordagem Delphi para avaliar o potencial e os desafios do mercado de integração de VEs na rede. Como resultado, os entrevistados identificaram o desenho tarifário como o desafio mais importante, seguido pela necessidade de valorar os serviços prestados.

Dentre as ações do novo Plano de Ação de REDs da Califórnia, vale ressaltar a iniciativa voltada para flexibilidade da carga e novos desenhos de tarifas, incluindo uma forte interação com os consumidores através de pesquisa de mercado e questões como acessibilidade, transparência, comunicação e capacitação dos usuários. No âmbito dos VEs, uma das visões do Plano da Califórnia abarca a importância de sinais de preço ou gerenciamento de carga que reflitam os custos dinâmicos e em tempo real e os benefícios

de carregar em horários diferentes para otimizar as operações da rede e reduzir os custos de recarga. Essa visão se desdobra em três principais elementos de ação (CPUC, 2022b):

- i. Até 2024, as concessionárias devem oferecer aos proprietários de VEs comerciais e aos operadores de frota tarifas piloto *Real Time Pricing* (RTP) e aplicações de tarifa de VEs individuais, que tratam de questões de otimização da rede;
- ii. Até 2025, deve ser realizada uma análise dos pilotos RTP pela CPUC, a fim de avaliar a capacidade das cargas de carregamento de VEs e o armazenamento de energia BTM para integrar o excesso de oferta de renováveis e o gerenciamento de carga a sinais de preços dinâmicos; e
- iii. Até 2026, a CPUC deve avaliar o impacto das tarifas RTP e se os proprietários de VEs e os operadores de frotas devem receber tais tarifas em uma base de opção *opt-out*, conforme permitido por lei.

No caso da Califórnia, empresas de energia elétrica instaladas em diversas cidades optaram por adotar a tarifa horária. A CPUC aprovou várias tarifas ToU para consumo residencial para usuários de VEs clientes das concessionárias PG&E, SCE, SDG&E, *Bear Valley* e *Liberty Utilities*. As tarifas EV-ToU têm um preço significativamente baixo fora de ponta nos horários em que a energia está em seu menor custo. Essas tarifas específicas para VEs de grandes empresas de energia totalizam 20 tipos de tarifas para diferentes casos de uso de VEs, incluindo tarifas de projetos-piloto. A elegibilidade para cada tipo de tarifa pode variar de acordo com o perfil de consumo dos clientes de VEs (residenciais ou comerciais) e com a demanda máxima. Destaca-se que a PG&E também está implementando uma tarifa comercial dinâmica para clientes de VEs que inclui preços em tempo real por hora estabelecidos no dia anterior. A CPUC também está revisando um aplicativo da SDG&E para uma tarifa dinâmica de VE comercial (CPUC, 2023a).

Essas novas opções de tarifas para clientes comerciais e industriais de VEs são relevantes tendo em vista que uma barreira significativa para a adoção desses veículos é que estão sujeitos normalmente ao pagamento de uma tarifa que considera a demanda, que pode representar uma grande parcela da fatura de um grande consumidor. Observa-se que foi aprovado um conjunto de tarifas da PG&E para usuários de VEs comerciais e industriais, que elimina a cobrança por demanda e, em substituição, implementa um modelo semelhante às taxas de assinatura. Dessa forma, cada cliente poderá escolher a compra de um bloco de capacidade para atender sua maior demanda e, em seguida,

gerenciar sua recarga para não a ultrapassar. O Quadro 9 sintetiza as melhores práticas regulatórias adotadas pela UE e Califórnia no âmbito de recursos de flexibilidade.

Quadro 9: Síntese das melhores práticas regulatórias adotadas por União Europeia e Califórnia no âmbito de recursos de flexibilidade

Eixo de Análise	União Europeia	Califórnia
Recursos de flexibilidade	<p>A negociação de flexibilidade em prazos mais curtos, como mercados diários e intradiário, apresenta uma implantação comercial limitada. Os mercados devem fornecer acesso para participantes individuais ou agregadores (incluindo VEs) e o fornecimento de produtos comerciais suficientemente pequenos na escala de 500 kW ou menos.</p>	<p>O CAISO opera um conjunto de regras de participação chamado Proxy Demand Response (PDR) segundo o qual os ativos distribuídos podem participar de vários mercados por meio de um agregador intermediário. As agregações de recursos de energia distribuída devem atender a um requisito de capacidade mínima de 0,5 MW.</p>
	<p>Apoio ao desenvolvimento dos mercados de flexibilidade através de projetos de P&D, financiados pelo Programa <i>Horizon Europe</i>. Implementação de projetos-piloto e <i>sandboxes</i> regulatórios e tarifários.</p>	<p>Desenvolvimento de projetos-piloto para inovações tarifárias e recarga inteligente de diferentes tipos de usuários de VEs no âmbito das concessionárias.</p>
	<p>A abordagem de mercado para os serviços de flexibilidade é preferida pelos reguladores europeus. As tentativas regulatórias de uso de conexões de cargas controláveis não tiveram sucesso, pois é necessário abordar a escolha do consumidor e a falta de visibilidade entre os atores.</p>	<p>Os mecanismos de controle direto da carga são utilizados geralmente como um último recurso em emergências, como falta de energia. Quando o controle direto é realizado, são necessárias medidas claramente regulamentadas, de modo a evitar o uso indevido e o repasse de custos ao usuário final.</p>
	<p>Alguns países europeus permitem que consumidores proprietários de VEs participem de mecanismos de flexibilidade. O acesso aos mercados de energia pelos consumidores residenciais, por sua vez, pode ser estabelecido por meio de acesso direto ou através de um agregador independente do fornecedor de energia, sendo que, em alguns casos, podem ser ambos.</p>	<p>O Plano de Ação de REDs inclui o oferecimento de opções tarifárias diferenciadas, como o Real Time Pricing (RTP), para proprietários de VEs comerciais e aos operadores de frota, e aplicações de tarifa para VEs individuais, que tratam de questões de otimização da rede. Ao final, deve-se realizar uma avaliação da experiência, incluindo o armazenamento de energia BTM, o excesso de oferta de renováveis e o gerenciamento de carga a sinais de preços dinâmicos.</p>

<p>As metodologias tarifárias devem fornecer incentivos aos OSTs e OSDs para aumentar a eficiência, a integração do mercado e a segurança do abastecimento, além de apoiar investimentos eficientes e a pesquisa e inovação em áreas como digitalização, flexibilidade de serviços e interconexão.</p>	<p>A CPUC aprovou várias tarifas ToU de uso residencial para usuários de VEs clientes das concessionárias PG&E, SCE, SDG&E, <i>Bear Valley</i> e <i>Liberty Utilities</i>. As tarifas EV-ToU têm um preço significativamente baixo fora de ponta nos horários em que a energia está em seu menor custo.</p>
<p>A maioria dos serviços de carregamento inteligente são baseados em preços dinâmicos e 40 dos serviços são baseados em outros insumos dinâmicos, como a participação de renováveis na rede.</p>	<p>Foi aprovado um conjunto de tarifas da PG&E para usuários de VEs comerciais e industriais, que elimina as cobranças por demanda e, em substituição, implementa um modelo semelhante às taxas de assinatura. Cada cliente poderá escolher a compra de um bloco de capacidade e gerenciar sua recarga para não ultrapassar.</p>
<p>As tarifas de rede estáticas ToU ainda podem ser uma ferramenta útil para reduzir a carga de pico do sistema. Sua eficácia em redução de custos pode variar consideravelmente, no entanto, normalmente, as tarifas fora do horário de pico são 50% mais baixas.</p>	<p>A PG&E está implementando uma tarifa comercial dinâmica para clientes de VEs que inclui preços em tempo real por hora estabelecidos no dia anterior. A CPUC está revisando um aplicativo da SDG&E referente a uma tarifa dinâmica para VEs comerciais.</p>
<p>A tarifa ToU não é aplicada apenas em sete países do bloco. As agências reguladoras identificam nessas localidades uma falta de eficiência e eficácia dos sinais horários nos comportamentos dos usuários ou a incapacidade de instalação dos medidores inteligentes.</p>	
<p>Os contratos de preços dinâmicos na UE são baseados nos preços do mercado <i>spot</i> do dia seguinte, de forma a simplificar os serviços digitais e implementar o carregamento inteligente.</p>	
<p>Os consumidores devem ser informados sobre os benefícios e riscos potenciais de preços de contratos dinâmicos de preços de eletricidade.</p>	

Fonte: Elaboração própria.

4.4. Comunicação e interoperabilidade

- **União Europeia**

O *European Green Deal* e o Plano *REPowerEU* exigem investimentos em direção a um setor elétrico mais interativo e inteligente, de modo a abarcar a integração das tecnologias verdes, como os VEs, e alcançar economias para os consumidores. Vale ressaltar que o contexto europeu dos últimos anos, marcado por preços elevados da energia, acelerou a preocupação acerca da digitalização do setor de energia, buscando permitir que os consumidores obtenham economias de custo nas suas faturas. Além disso, o sistema elétrico urge pela implementação de redes inteligentes, caracterizadas pelo monitoramento e controle automático dos fluxos de energia e pela operação eficiente de ajuste às mudanças na oferta e na demanda.

Os sistemas de medição inteligente apresentam benefícios tanto para os consumidores como para as empresas de energia na Europa. Os consumidores podem receber quase em tempo real informações sobre o seu consumo ou geração de energia, gerenciar melhor o seu consumo e obter benefícios financeiros com redução da fatura de energia. Assim, tais consumidores podem se tornar cada vez mais consciente de potenciais economias com eficiência energética ou resposta da demanda, a partir de mudanças de hábitos de consumo ou da opção por aparelhos mais eficientes.

Além disso, os OSDs podem ter melhor visibilidade de suas redes e, como consequência, reduzir seus custos de operação e manutenção. Deste modo, os investimentos em soluções digitais, como a otimização da rede no nível da distribuição, ajudarão a reduzir mais gastos de capital na melhoria da infraestrutura da rede existente, permitindo uma implantação mais rápida de VEs, energias renováveis descentralizadas, bombas de calor e outras tecnologias. No caso dos varejistas, estes podem propor novos pacotes tarifários customizados para seus clientes (Barone *et al.*, 2020).

Em Fernández *et al.* (2022), ressalta-se que um modelo de *hub* de dados deve permitir que os consumidores acessem suas informações de consumo. Entretanto, caso sejam as distribuidoras as responsáveis pelo gerenciamento dos dados, da medição e do faturamento, é possível que se gere um entrave à livre concorrência. Portanto, segundo a Diretiva (UE) 2019/944, é necessário o fornecimento de um acesso não discriminatório e

simultâneo aos dados solicitados, que devem ser gerenciados por uma parte independente não envolvida no negócio de distribuição. Por fim, são necessários, ainda, a implementação de sistemas de pagamento harmonizados, o fornecimento de informações transparentes para o usuário e a comunicação das estações de carregamento com todos os VEs.

Em junho de 2023, novas regras da UE foram adotadas pela Comissão Europeia com o objetivo de proteger ainda mais os consumidores e capacitá-los. Assim, os consumidores poderão ter acesso fácil aos seus dados de medição e dar permissão para que os dados sobre o seu consumo ou a sua geração de energia sejam utilizados por terceiros de maneiras que os beneficiem (European Commission, 2023).

A Diretiva (UE) 2019/944 inclui disposições específicas relacionadas aos sistemas de medição inteligente. A diretiva indica que, ao se avaliar economicamente a implantação de sistemas de medidores inteligentes, é preciso considerar os benefícios a longo prazo, como uma melhor gestão da rede, um planejamento mais preciso e a identificação das perdas na rede. Essa avaliação deve ser realizada em conformidade com a Recomendação 2012/148/UE da Comissão Europeia, que trata da preparação para a introdução de sistemas de medidores inteligentes⁴. Os Estados-Membros podem concluir que a introdução dos medidores inteligentes só é rentável para os consumidores com um determinado consumo de eletricidade. No entanto, essas avaliações devem ser revisadas regularmente ou, pelo menos, a cada quatro anos, dado o ritmo acelerado dos desenvolvimentos tecnológicos (Eur-Lex, 2019a).

Além disso, a mesma diretiva indica que os Estados-Membros devem estabelecer normas que permitam a interoperabilidade ao nível do modelo de dados e da camada de aplicação, prevejam as melhores práticas e considerem a importância do desenvolvimento do intercâmbio de dados. Os sistemas de medidores inteligentes, contudo, não devem constituir um obstáculo à mudança de fornecedor e devem estar equipados com as funcionalidades adequadas à sua finalidade (Eur-Lex, 2019a). Os Estados-Membros também devem publicar os requisitos funcionais e técnicos mínimos para esses sistemas,

⁴ Recomendação da Comissão de 9 de março de 2012 relativa à preparação da introdução de sistemas inteligentes. Disponível em: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a5daa8c6-8f11-4e5e-9634-3f224af571a6/language-fr>.

que devem estar em conformidade com os exigidos na Diretiva (UE) 2019/944 e na Recomendação 2012/148/UE da Comissão Europeia.

Nota-se que a criação de uma infraestrutura conectada digitalmente e interoperável envolve pontos de recarga inteligentes com capacidade para enviar e receber dados em tempo real, permitindo o fluxo de informações entre os agentes que dependem desses dados, como operadores de pontos de carregamento, prestadores de serviços de mobilidade, plataformas de *e-roaming*, operadores de sistemas de distribuição e, em última instância, consumidores finais (EUR-Lex, 2021).

Assim, a construção da arquitetura do sistema da infraestrutura de recarga requer interfaces e padrões. Em 2021, a ISO 15118-20 ainda carecia da implementação abrangente de um padrão de veículos e infraestruturas de carregamento para garantir que as informações do gerenciamento de bateria no VE fossem transmitidas aos pontos de recarga (Johnsen *et al.*, 2023).

A atualização da ISO 15118-20 foi publicada em 2022, contendo a definição das mensagens de comunicação e dos requisitos de sequência para transferência de energia bidirecional. Além disso, foram definidos os requisitos de comunicação sem fio para carregamento condutivo e carregamento sem fio, bem como os requisitos de comunicação para dispositivo de conexão automática e serviços de informações sobre carregamento e status de controle. No entanto, de acordo com Johnsen *et al.* (2023), outros padrões ainda precisam ser estabelecidos em apoio ao carregamento bidirecional e inteligente. Além disso, as normas precisam estar vinculadas para garantir todo o processo de controle de carga e faturamento.

Por fim, vale ressaltar que a Comissão Europeia presta apoio financeiro à Pesquisa Desenvolvimento e Inovação (PD&I) e estimula a adoção de tecnologias digitais no setor da energia através do *Digital Europe Programme*, do *LIFE Clean Energy Transition* e de projetos para a digitalização e interoperabilidade do setor de energia no âmbito do *Horizon Europe*. Destaca-se que, em cooperação com a *European Green Digital Coalition*, a Comissão Europeia desenvolve ferramentas e metodologias para medir o impacto ambiental e climático líquido das tecnologias digitais no setor da energia (European Commission, 2021). Ademais, também se fazem presentes subvenções do

Connecting Europe Facility, financiamento a partir dos Planos Nacionais de Recuperação e Resiliência dos Estados-Membros, e recursos do *Cohesion Funds*.

Em maio de 2023, a Comissão Europeia e o DOE publicaram um conjunto de “*Recomendações Técnicas Transatlânticas para a Implementação da Infraestrutura de Carregamento de Veículos Elétricos*”. O documento inclui orientações sobre a melhor forma de aprimorar e implementar rapidamente a infraestrutura de carregamento inteligente para VEs. Essa cooperação identificou as atividades conjuntas de Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração (PD&D) necessárias para otimizar a integração da rede, a confiabilidade e a eficiência energética dos carregadores inteligentes. A colaboração também ajudará a avançar em novas tecnologias, como carregamento sem fio para VEs e carregamento com fluxo de energia bidirecional (Hardy e Scholz, 2023).

A colaboração transatlântica entre as duas instituições de pesquisa apoia o desenvolvimento de padrões, através de validação técnica, teste de otimização da metodologia, expertise técnica e pesquisa pré-normativa. As recomendações técnicas abordam a necessidade de normas harmonizadas para minimizar os obstáculos ao comércio. Neste sentido, os fabricantes e fornecedores da UE e dos EUA poderiam se beneficiar de normas internacionais para reduzir os custos e os tempos de desenvolvimento, mantendo simultaneamente a sua competitividade nos mercados globais e promovendo a inovação (Hardy e Scholz, 2023).

- **Califórnia**

Os EUA apresentam uma trajetória crescente de implantação de medidores inteligentes. No período de 2018 a 2022, as novas instalações de medidores inteligentes no ano apresentaram um aumento de cerca de 40%, com um total de 124 milhões de unidades instaladas no ano de 2022 (*Mondor Intelligence*, 2023).

No entanto, a implementação de medidores inteligentes ainda se apresenta como um custo adicional significativo que nem todos os usuários de VEs optam em arcar. Dessa forma, em agosto de 2022, a CPUC emitiu uma decisão que adotou o protocolo nomeado *Plug-In Electric Vehicle Submetering*. Assim, a Califórnia se tornou o primeiro estado do país a permitir que os proprietários de VEs meçam o uso de energia de um veículo

independentemente do seu medidor principal, por meio de uma tecnologia conhecida como submedição (CPUC, 2022a).

Deste modo, os proprietários de VEs poderão evitar a instalação de um medidor adicional para medir a eletricidade que é consumida por seu veículo. Diante disso, qualquer cliente pode gerenciar a carga do carregamento separadamente da carga da sua instalação, o que tem o potencial de permitir um gerenciamento de carga mais avançado e recursos de integração do veículo na rede. Assim, os clientes podem utilizar submedidores já embutidos em seu carregador de VE de forma mais econômica (CPUC, 2023a). Tal processo busca incentivar que os usuários passem a aderir a taxas específicas para VEs, que podem reduzir drasticamente o custo total de propriedade do veículo, assim como acessem a programas de resposta da demanda, dado que uma das barreiras identificadas pela CPUC consiste em, justamente, uma relutância dos consumidores em comprar o medidor adicional.

Nos EUA, a ausência de padrões técnicos nacionais uniformes estão entre uma das principais preocupações no âmbito da recarga inteligente (SAFE, 2022). Na Califórnia, a Norma Elétrica 21 define os requisitos para dispositivos geradores conectados ao sistema de distribuição e a CPUC é responsável por supervisionar o atendimento à norma. Ademais, a partir da aplicação do V2G, é necessário que a eletricidade exportada do VE à rede esteja em conformidade com os requisitos estabelecidos pela Norma Elétrica 21.

Observa-se que o V2G de corrente contínua é permitido pela Norma Elétrica 21, sendo que, neste caso, o inversor está fora do veículo e normalmente faz parte do equipamento de recarga. Todavia, no caso de V2G de corrente alternada, o inversor está a bordo do veículo, e não há uma determinação para a interconexão para AC do V2G na Norma Elétrica 21 até o momento do estudo (*California Energy Commission* e *ElaadNL*, 2023).

Dentre os requisitos exigidos pela Norma Elétrica 21, destacam-se: i) ser certificado pelo *Underwriters Laboratory* 1741; ii) obter comunicação a partir do padrão IEEE 2030.5; e iii) que outros protocolos de nível de aplicativo podem ser usados por acordo mútuo. No entanto, verifica-se que, atualmente, o padrão IEEE 2030.5 não está sendo adotado massivamente pelos setores de VEs e carregamento. Na prática, nenhum veículo disponível comercialmente e poucos EVSE usam IEEE 2030.5. Por outro lado, a

indústria padronizou o OCPP (entre rede e EVSE) e a ISO 15118 (entre veículo e EVSE). Diante disso, os esforços pendentes da indústria atualizarão tanto a ISO 15118 quanto a OCPP para oferecer suporte à comunicação do código de rede, de modo a auxiliar que esses protocolos atendam aos requisitos da Regra Elétrica 21 (*California Energy Commission*, ElaadNL, 2023).

A Lei de Infraestrutura Bipartidária solicitou que a *Federal Highway Administration* (FHWA) desenvolvesse padrões obrigatórios relativos à infraestrutura de carregamento de VEs publicamente disponível nos mercados dos EUA. Como resultado, em 2022, a FHWA propôs padrões obrigatórios e, em fevereiro de 2023, considerando todas as contribuições recebidas, publicou seus padrões finais para projetos financiados através do Programa NEVI Formula e iniciativas para a construção de carregadores de VEs acessíveis ao público sob certas autoridades estatutárias.

A partir da regra final⁵, instituiu-se que os carregadores, hardware e software devem estar em conformidade com a ISO 15118 para comunicação entre carregador e VE. Os padrões do setor estão previstos nas Regras Finais da FHWA, nos planos NEVI estaduais ou em outras orientações relacionadas às melhores práticas para lidar com preocupações de privacidade e à segurança cibernética ao construir estações de carregamento de VEs e incluem OCPP, ISO 15118, ISO 27001 e Padrões NIST. A Regra Final entrou em vigor em 30 de março de 2023, porém não impede que os estados e outros destinatários designados estabeleçam requisitos mais rigorosos para construir uma rede nacional de carregamento conveniente, acessível, confiável e equitativa (Ji-Otto *et al.*, 2023).

O Quadro 10 apresenta as melhores práticas regulatórias adotadas por UE e Califórnia no âmbito da comunicação e interoperabilidade em direção a uma integração dos VEs na rede.

⁵ Disponível em: <https://www.federalregister.gov/documents/2023/02/28/2023-03500/national-electric-vehicle-infrastructure-standards-and-requirements>.

Quadro 10: Síntese das melhores práticas regulatórias adotadas por União Europeia e Califórnia no âmbito da comunicação e interoperabilidade

Eixo de Análise	União Europeia	Califórnia
Comunicação e interoperabilidade	As avaliações econômicas dos países do bloco para a implantação de medidores inteligentes devem ser revisadas regularmente ou, pelo menos, a cada quatro anos.	Adoção do Protocolo <i>Plug-In Electric Vehicle Submetering</i> , segundo o qual os proprietários de VEs podem medir o uso de energia de um veículo independentemente do medidor principal, por meio de uma tecnologia conhecida como submedição.
	A recarga de VEs em pontos de carregamento acessíveis ao público deve, se for tecnicamente viável e economicamente razoável, ocorrer através de medidores inteligentes.	Norma Elétrica 21 define os requisitos para dispositivos geradores conectados ao sistema de distribuição, incluindo o V2G, relacionados à certificação e a padrões.
	Forte apoio financeiro à PD&I e estímulo à adoção de tecnologias digitais através de diferentes fundos e programas.	Carregadores, hardware e software devem estar em conformidade com a ISO 15118 para comunicação entre carregador e VE (Regra final). A indústria padronizou o OCPP (entre rede e EVSE) e a ISO 15118 (entre veículo e EVSE).
	Atualização da norma ISO 15118 publicada em 2022. No entanto, outros padrões ainda precisam ser estabelecidos em apoio ao carregamento bidirecional e inteligente.	A Lei de Infraestrutura Bipartidária solicitou que a FHWA desenvolvesse padrões obrigatórios relativos à infraestrutura de carregamento de VEs publicamente disponível nos mercados dos EUA. Os padrões incluídos são OCPP, ISO 1518, ISO 27001 e Padrões NIST.

Fonte: Elaboração própria.

4.5. Segurança dos dados

- **União Europeia**

A partir de um contexto mundial de *boom* da economia digital e proliferação de dados, as instituições europeias implementaram medidas acerca da proteção dos dados pessoais de seus cidadãos. A troca de dados em uma arquitetura de carregamento inteligente pode incluir diversas informações, como o estado de carga e a capacidade das baterias, as necessidades do usuário relacionadas, por exemplo, à prioridade e ao hábito de carregamento, os preços para diferentes horários e tarifas dinâmicas, o status da rede local e a estrutura de preços do ponto de carregamento.

A Regulação (UE) 2016/679 trata sobre a proteção das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados. Essa normativa também se aplica à coleta, ao processamento e ao gerenciamento geral de dados de medição inteligente quando se trata de dados pessoais. No caso dos dados não pessoais, o acesso não discriminatório e transparente aos mesmos pelas partes elegíveis, independentemente do modelo de gestão de dados utilizado, é assegurado através de disposições e regras específicas definidas na Diretiva Eletricidade 21 reformulada (Tounquet e Alaton, 2020).

Em outubro de 2022, a Comissão Europeia adotou o Plano de Ação para a Digitalização do Sistema Energético (COM/2022/552)⁶, que visa: i) contribuir para os objetivos da política energética da UE, apoiando o desenvolvimento de um mercado sustentável, (ciber)seguro, transparente e competitivo para os serviços energéticos digitais; ii) garantir a privacidade e soberania dos dados; e iii) apoiar o investimento em infraestruturas energéticas digitais. As ações e datas de execução do plano estão detalhados na Tabela 6, a seguir (*European Commission*, 2023).

⁶ Digitalizing the energy system - EU action plan. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022SC0341&qid=1666594675656>.

Tabela 6. Ações e datas de execução do Plano de Ação para a Digitalização do Sistema Energético

Eixo	Ações	Datas de Execução
Quadro da UE para a partilha de dados	Adotar uma Lei de Execução sobre requisitos e procedimentos de interoperabilidade para acesso a dados de medição e consumo.	T3 2022 (submissão à comitologia)
	Preparar o terreno para a adoção de Atos de Execução sobre requisitos de interoperabilidade e procedimentos de acesso aos dados necessários para resposta da demanda e mudança de cliente.	T3 2022 (início da atividade)
	Estabelecer formalmente o <i>Smart Energy Expert Group</i> e configurar o <i>Data for Energy</i> como um de seus grupos de trabalho permanentes.	T1 2023
	Promover um código de conduta para aparelhos energeticamente inteligentes a fim de permitir a interoperabilidade e aumentar sua participação em esquemas de resposta da demanda.	T4 2023
	Estabelecer a governança do espaço europeu comum de dados de energia.	2024
	Pretende apoiar a implantação do espaço europeu comum de dados de energia por meio de uma chamada de propostas do Programa Europa Digital.	2024
Promoção de investimentos em infraestrutura elétrica digital	Apoiar OSTs e OSDs da UE para criar um gêmeo digital da rede elétrica europeia.	A partir de 2022
	Apoiar a ACER e as autoridades reguladoras nacionais para definir indicadores comuns de redes inteligentes.	Até 2023
	Apoiar, no âmbito do <i>Connecting Europe Facility - Digital</i> , o desenvolvimento de conceitos e estudos de viabilidade para plataformas digitais operacionais paneuropeias.	Até 2024
Garantia de benefícios aos consumidores: novos serviços, capacitação e empoderamento	Garantir que os principais projetos de pesquisa e inovação trabalhem juntos para identificar estratégias que envolvam os consumidores no design e uso de ferramentas digitais.	-
	Desenvolver um Quadro de Referência Europeu Comum para a economia de energia.	2023
	Apoiar o estabelecimento de uma parceria de grande escala no âmbito do Pacto pelas Competências.	Final de 2023

	Identificar e selecionar ferramentas digitais e produzir orientações sobre o compartilhamento de energia e as trocas ponto a ponto para o benefício das comunidades de energia e seus membros, como parte da iniciativa da Comissão Repositório de Comunidades de Energia.	2023 - 2024
	Desenvolver uma plataforma de experimentação para testar e simular comunidades energéticas.	2023 - 2024
Fortalecimento da cibersegurança e resiliência do sistema energético	Propor um ato delegado sobre a cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade.	T1 2023
	Propor um ato delegado sobre a cibersegurança das redes de gás, sujeito à confirmação após o resultado do processo legislativo.	-
Controle do consumo energético do setor de TIC	Propor obrigações vinculativas e requisitos de transparência, bem como disposições para promover a reutilização de calor residual para <i>data centers</i> .	T4 2022
	Estabelecer um Código de Conduta da UE para a sustentabilidade das redes de telecomunicações.	2022-2023
	Desenvolver um esquema de rotulagem energética para computadores e avaliar uma possível revisão do regulamento de design ecológico em servidores e produtos de armazenamento de dados. Explorar a possibilidade de desenvolver indicadores comuns para medir a pegada ambiental dos serviços de comunicações eletrônicas.	T4 2023 a T1 2024
	Explorar e preparar a introdução de um esquema de rotulagem ambiental para <i>data centers</i> .	2025
	Desenvolver um rótulo de eficiência energética para <i>blockchain</i> .	2025
Abordagem coordenada em toda a UE	Criar uma plataforma “Reunir energia e inovadores digitais de toda a UE” (GEDI-EU).	2022
	Pretende fornecer apoio financeiro para pesquisa e inovação e aceitação de mercado de tecnologias digitais no setor de energia, por meio do Programa Europa Digital, LIFE, política de coesão e um programa emblemático para a digitalização da energia no âmbito do <i>Horizon Europe</i> .	2023 - 2024
	Desenvolver, em cooperação com a <i>European Green Digital Coalition</i> , ferramentas e metodologias para medir o impacto líquido das tecnologias digitais facilitadoras no setor de energia, no meio ambiente e no clima.	2023 - 2024

Fonte: Traduzida e adaptada de *European Commission* (2023).

No âmbito do setor elétrico, o regulamento do mercado interno de eletricidade atribui ainda responsabilidades específicas em proteção de dados e cibersegurança aos OSTs e aos OSDs. Neste sentido, a *associação europeia (ENTSO-E)* e a *entidade europeia para OSDs (EU DSO Entity)* são obrigadas a promover a segurança cibernética e a proteção de dados em cooperação com as autoridades relevantes e entidades regulamentadas. A Diretiva de Eletricidade declara que a segurança dos sistemas de medidores inteligentes e da comunicação de dados deve cumprir as regras de segurança pertinentes da UE, considerando as melhores técnicas disponíveis para assegurar o mais elevado nível de proteção da cibersegurança (Ennis e Collangelo, 2022).

- **Califórnia**

No âmbito da Regra Final, foram indicados requisitos mínimos sobre questões de privacidade e segurança cibernética para os estados e destinatários diretos dos fundos *National Electric Vehicle Infrastructure (NEVI)*. Os operadores de estações de carregamento devem recolher, processar e conservar apenas as informações pessoais necessárias para prestar serviços de recarga aos consumidores e devem tomar medidas para salvaguardar os seus dados. O envio de dados, por sua vez, deve disponibilizar determinadas informações relativas a estações de carregamento e sessões de recarga de forma agregada e anônima. Além disso, os carregadores e as redes de carregamento devem estar em conformidade com os Padrões de Segurança de Dados da Indústria de Cartões de Pagamento (FHWA, 2023).

A regra estabelece, ainda, que os estados devem implementar estratégias de cibersegurança que protejam os dados dos consumidores e o risco de danos ou interrupções da infraestrutura de carregamento e da rede. A FHWA considerou as contribuições públicas sobre padrões específicos de segurança cibernética e avaliou que estas seriam áreas relevantes aos estados para permitir a evolução dos planos estaduais de segurança cibernética da NEVI (Ji-Otto, *et al.*, 2023).

O Plano de Implantação de Infraestrutura de Veículos Elétricos da Califórnia foi aprovado pela FHWA, em 14 de setembro de 2022, e cita o Projeto de Lei do Senado da Califórnia 327 (SB-327). Observa-se que o Plano sinaliza que os carregadores de VEs podem ser considerados dispositivos conectados sujeitos ao SB-327. Assim, os operadores de estações de carregamento de VEs devem implementar recursos de segurança razoáveis em seus pontos de recarga para proteger as informações que coletam

de acesso, destruição, uso, modificação ou divulgação não autorizados (Ji-Otto, *et al.*, 2023).

Por fim, vale ressaltar que, em abril de 2022, o DOE e parceiros anunciaram o Memorando de Entendimento *Vehicle to Everything*, que reunirá recursos de ponta do Departamento, laboratórios nacionais, governos estaduais e locais, concessionárias e demais entidades privadas para avaliar a viabilidade técnica e econômica de implementação do carregamento bidirecional à infraestrutura de energia. O memorando também promoverá a segurança cibernética como um componente central da infraestrutura de carregamento V2X. O consórcio *EVs@scale lab* reúne seis laboratórios nacionais do DOE para realizar PD&D nas áreas de gestão inteligente de recarga, carregamento e instalações de alta potência, carregamento sem fio dinâmico, códigos e padrões e segurança física cibernética. Dentre os participantes, destaca-se a presença de agentes da Califórnia, como a Comissão de Energia da Califórnia, a CPUC e a *Southern California Edison* (DOE, 2022).

O Quadro 11: Síntese das melhores práticas regulatórias adotadas por União Europeia e Califórnia no âmbito da segurança de dados apresenta as melhores práticas regulatórias adotadas por UE e Califórnia no âmbito da segurança de dados em um sistema elétrico com significativo volume de dados e maior integração dos VEs na rede.

Quadro 11: Síntese das melhores práticas regulatórias adotadas por União Europeia e Califórnia no âmbito da segurança de dados

Eixos de Análise	União Europeia	Califórnia
Segurança dos dados	Regulação acerca do tratamento de dados pessoais e da livre circulação desses dados se aplica à coleta, ao processamento e ao gerenciamento geral de informações de medição inteligente.	A Regra Final indica requisitos mínimos sobre questões de privacidade e segurança cibernética para os estados e destinatários diretos dos fundos NEVI.
	No caso dos dados não pessoais, o acesso não discriminatório e transparente aos mesmos pelas partes elegíveis, independentemente do modelo de gestão de dados utilizado, é assegurado.	Os operadores de estações de carregamento devem recolher, processar e conservar apenas as informações pessoais necessárias para prestar os serviços de recarga e devem tomar medidas para salvaguardar os dados dos consumidores.
	A Comissão Europeia adotou o Plano de Ação para a Digitalização do Sistema Energético, definindo ações e prazos de execução.	O envio de dados deve disponibilizar determinadas informações de forma agregada e anônima. Além disso, os carregadores e as redes de carregamento devem estar em conformidade com os Padrões de Segurança de Dados da Indústria de Cartões de Pagamento.
	A <i>ENTSO-E</i> e a <i>EU DSO Entity</i> são obrigadas a promover a segurança cibernética e a proteção de dados em cooperação com as autoridades relevantes e entidades regulamentadas.	Padrões específicos de segurança cibernética devem ser avaliados por cada estado do país de modo a permitir a evolução dos planos estaduais de segurança cibernética da NEVI.
		O DOE e parceiros anunciaram o Memorando de Entendimento <i>Vehicle to Everything</i> , que inclui a segurança cibernética como um componente central.

Fonte: Elaboração própria.

5. CARREGAMENTO INTELIGENTE E REGULAÇÃO PARA A INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE NO BRASIL

Os REDs são definidos pelo Plano Nacional de Energia 2050 como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor. Estes podem ser destacados como (EPE, 2020):

- i) Geração distribuída;
- ii) Resposta da demanda;
- iii) Armazenamento atrás do medidor;
- iv) Eficiência energética; e
- v) Carregamento inteligente de VEs, objeto de análise do presente estudo.

Esses recursos são de pequeno e médio porte, conectados à rede de distribuição e podem ser recursos físicos, intermitentes ou flexíveis, pelo lado da demanda e da oferta. No âmbito do carregamento inteligente de VEs, embora os maiores mercados de mobilidade sejam EUA, Europa e China, um número crescente de veículos penetram os mercados de economias emergentes. No Brasil, de acordo com Neocharge (2023), a frota de VEs *plug-in* e puros à bateria somava 50.692 unidades em julho de 2023.

A inserção de REDs já é uma realidade no país, especialmente com a micro ou minigeração distribuída. E posteriormente, como reafirmado em ANEEL (2022) também poderão se difundir os sistemas de armazenamento distribuído, VEs, microrredes, usinas virtuais e programas de resposta da demanda, não necessariamente nessa ordem. Além disso, impõem-se o desafio de considerar o novo papel do consumidor, fornecendo informações com linguagem acessível e por meio de plataformas digitais.

Esta seção pretende avaliar e propor medidas e inovações regulatórias no Brasil para uma integração bem-sucedida de VEs na rede elétrica. Também é realizada uma análise considerando as melhores práticas internacionais.

5.1. Atores e responsabilidades

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a autarquia responsável pela regulação do setor de energia elétrica e a distribuição de energia constitui

um monopólio natural regulado pela Agência. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por sua vez, é uma entidade sem fins lucrativos também regulada e fiscalizada pela ANEEL, cuja principal atribuição consiste em viabilizar e gerenciar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes do mercado. Já o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela administração e pelo controle do despacho no âmbito das etapas de geração e transmissão de energia elétrica.

Atualmente, a rede de distribuição de energia elétrica brasileira é composta por diversas distribuidoras (de capital público ou privado) com concessões cobrindo um estado ou parte de um estado. As distribuidoras, por sua vez, devem estar preparadas para operar com segurança, confiabilidade e menor custo para os consumidores. Assim, diante da difusão dos REDs, a regulação deve antever os impactos técnicos e econômicos, tendo em vista os desafios de novos investimentos para a modernização da rede, com impactos tarifários, e os benefícios esperados no médio e longo prazo.

Observa-se que a ANEEL consolidou em um estudo as contribuições recebidas durante a Tomada de Subsídios nº 11/2021, relacionada à elaboração de propostas de modelos regulatórios para a inserção de REDs. A Nota Técnica nº 033/2022-SRD/ANEEL apresenta a avaliação técnica das 2.559 contribuições enviadas por 63 agentes e consumidores no período de 24/06/2021 a 24/09/2021. Os principais temas destacados na nota técnica foram sistematizados a partir dos eixos de análise adotados no presente estudo e estão consolidados no Quadro 12.

Assim, a Tomada de Subsídios permitiu a coleta de contribuições dentro do tema estratégico “Modernização do segmento de distribuição”. Tais sugestões serão analisadas ao longo das seções, indicando reflexões e desdobramentos a partir do estudo da literatura científica e experiência internacional.

Quadro 12. Síntese de propostas de modelos regulatórios para a inserção de REDs da Nota Técnica nº033/2022 e classificação por eixos de análise

Eixo de Análise	Ações
Atores e responsabilidades	Inserção do agregador independente no ambiente regulatório.
	Definição do campo de atuação e das responsabilidades das microrredes.
	Reavaliação da remuneração das distribuidoras.

	Definição de critérios para a distribuidora incorporar em seu planejamento anual a avaliação de alternativas que utilizem os REDs como solução de questões técnicas e compará-las com os investimentos tradicionais de expansão de rede.
Recursos de flexibilidade	Inserção do armazenamento de energia, não limitado às regras de micro e minigeração distribuída.
	Abertura do mercado livre.
	Definição dos serviços ancilares prestados por REDs e formas de remuneração.
	Medidas para incentivar o carregamento de VEs na rede em horários que não impactem o sistema elétrico e a injeção da energia armazenada na bateria do veículo.
	Adoção de tarifas horárias, multipartes e com sinal locacional para todos os consumidores.
Comunicação e interoperabilidade	Implantação de medidores inteligentes, baseados em análises de custo-benefício.
	Instalação de inversores inteligentes.

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANEEL (2022).

De início, pode-se verificar que a nota técnica envolveu ações nos três eixos de análise: i) atores e responsabilidades; ii) recursos de flexibilidade; e iii) comunicação e interoperabilidade. A nota técnica não abarca especificamente questões de segurança dos dados, porém outras resoluções da agência analisam o tema e serão discutidas posteriormente.

A partir dos resultados da presente dissertação, é importante salientar que as ações propostas na Nota Técnica como, inserção de agregadores e serviços ancilares prestados por REDs devem ser foco de avaliação e acompanhamento em projetos pilotos, de forma a adotar as melhores práticas internacionais e adequação ao contexto brasileiro. Tais objetos de análise poderiam estar presentes em futuros projetos de P&D no âmbito da ANEEL. A definição de atuação e responsabilidades das microrredes, por sua vez, está fortemente relacionado ao desenvolvimento dos prossumidores (incluindo também parques de recarga e comunidades de energia), que estariam em contato direto com os agentes agregadores e poderiam participar desses projetos, como um dos parceiros constituintes na Rede de Inovação do Setor Elétrico (RISE). O desenvolvimento de mercados de flexibilidade abertos e acessíveis aos recursos de flexibilidade no âmbito da distribuição seriam um resultado importante dos projetos.

Entende-se que tais iniciativas incluiriam a avaliação de: i) tecnologias necessárias, como dispositivos de comunicação, medição e controle; ii) habilidades e competências, como modelos de decisão, otimização e regras operacionais; iii) capacidade de prover benefícios financeiros para os participantes fornecedores de flexibilidade, incluindo VEs; e iv) análise comportamental dos consumidores, donos de VEs ou prosumidores envolvidos.

Os projetos pilotos não devem impor significativas barreiras à entrada em recursos de flexibilidade distribuídos, por exemplo, estabelecendo limites muito altos de tamanho de lance ou de requisitos de duração em mercados de flexibilidade.

Além disso, é possível constatar, assim como no caso europeu, a importância de um quadro que gere incentivos para os OSDs obterem serviços de flexibilidade dos REDs. Assim, os reguladores brasileiros podem desempenhar um papel fundamental na reforma do papel das empresas de distribuição. Como, por exemplo, reduzir a tendência dos operadores de rede de simplesmente adicionarem nova capacidade no país (a partir da lógica econômica de despesas de capital - CAPEX), uma vez que as suas remunerações estão ligadas ao custo do serviço. O TOTEX (CAPEX + OPEX) pode considerar valor da recarga inteligente na poupança de nova capacidade e na melhoria da utilização da rede. Novos tipos de receitas podem ser oferecidas às empresas de energia como as receitas vinculadas à implementação de novas alternativas (não relacionadas ao fio) e pelo oferecimento de novas plataformas ao consumidor, por exemplo.

Vale ressaltar que no âmbito da Nota Técnica nº 14/2023/SAER/SE, indica-se que os novos contratos de concessão devem incentivar a exploração de novos modelos de negócio, incluindo a prestação de diferentes serviços aos consumidores, bem como oferta de serviços de flexibilidade e ancilares.

A elaboração de um Plano de Ação de REDs, como no caso da Califórnia, pode se mostrar valioso, e a Nota Técnica da ANEEL, por sua vez, representou um primeiro passo extremamente importante nessa direção. Assim, seria possível auxiliar o planejamento de infraestrutura de serviços públicos e a integração dos REDs. Neste sentido, o plano incluiria a proposição de critérios para as distribuidoras incorporarem em seu planejamento anual a avaliação de alternativas que utilizem REDs como solução de questões técnicas e compará-las com investimentos tradicionais de expansão de rede.

É interessante destacar que, no âmbito da UE, o sistema de distribuição deve operar com base em um plano transparente de expansão da rede, que deve ser divulgado pelo OSD a cada dois anos e submetido à autoridade regulatória. Esse plano deve considerar os serviços de flexibilidade de médio e longo prazo, bem como os investimentos relacionados, incluindo novas capacidades de geração e novas cargas, como pontos de carregamento de VEs.

No caso dos EUA, a CPUC determinou que as concessionárias deveriam realizar, a cada ano, pesquisas sobre os impactos na rede da carga associada ao carregamento de VEs e os custos associados à infraestrutura necessária para atender ao aumento da carga. Dessa forma, são possíveis a atualização e a revisão da inserção dos REDs, incluindo VEs, no sistema de distribuição, considerando que a avaliação de seus impactos e novos requisitos para o sistema é uma ação relevante.

Em 2018, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa ANEEL nº 819/2018, que estabelece os procedimentos e as condições para a realização de atividades de recarga de VEs. No entanto, essa resolução foi revogada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021. Vale ressaltar que a resolução normativa vigente veda a injeção de energia elétrica por VEs na rede de distribuição, assim como a sua participação no sistema de compensação de energia elétrica de micro e minigeração distribuída.

As contribuições da Nota Técnica nº 033/2022-SRD/ANEEL, por sua vez, indicaram que haveria necessidade de revisar a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, a fim de avaliar a possibilidade de o consumidor descarregar na rede a energia armazenada na bateria do seu VE (V2G). Entretanto, muitas contribuições argumentaram que a revisão não deveria ocorrer no curto prazo, considerando a pequena quantidade de VEs no país, o grau de desenvolvimento da tecnologia V2G e que a atual limitação não interfere o desenvolvimento desse mercado no Brasil. Apesar disso, foram sugeridos projetos-piloto para avaliar os impactos dessa alternativa (técnicos e econômicos) antes que a matéria seja regulada (ANEEL, 2022).

Tal conclusão e sugestão está reafirmada na análise da experiência internacional, que também expandiu os projetos-piloto no âmbito da temática, incluindo a construção de espaços como *sandboxes* regulatórios, previamente à implementação de programas mais abrangentes. Para uma efetiva regulação do V2G se fazem necessárias tarifas

diferenciadas, envolvimento do consumidor e empresas de energia, padrões de comunicação, assim como um quadro jurídico-regulatório para o papel do armazenamento em baterias, incluindo os VEs.

A experiência internacional indica, ainda, que os VEs participam cada vez mais de mecanismos de flexibilidade e programas de resposta da demanda. Assim, o avanço tecnológico mundial em direção a essas novas soluções e serviços poderá tornar mais viável a integração de VEs na rede e sua aplicação como recurso de flexibilidade.

Observa-se que a Resolução Normativa ANEEL nº 1.009/2022 definiu critérios e parâmetros objetivos para a avaliação de alternativas a ações de operação e manutenção ou investimentos em ativos da rede de distribuição, possibilitando que a distribuidora contrate energia proveniente de geração distribuída. Essa resolução incorpora a análise de custo-benefício, que pode ser utilizada como referência para a elaboração de uma regulamentação com maior alcance para diferentes REDs.

Em suma, de acordo com Castro e Câmara (2023), algumas questões regulatórias são fundamentais, como: i) a criação de mecanismos e regras de coordenação entre as concessionárias e o ONS; ii) a definição de critérios e mecanismos de participação dos agregadores de REDs; iii) a regulação do papel dos agregadores e a expansão de sua atuação; e iv) a definição da estrutura de governança relativa a esses mercados. Um passo importante nesse processo é a implantação de *sandboxes*, instrumento que permite o afastamento de um conjunto de aspectos e critérios regulatórios por período determinado, viabilizando a realização de testes reais pelas distribuidoras, em ambiente controlado, para avaliar modelos e alternativas regulatórias.

5.3. Recursos de flexibilidade

Verifica-se que, no curto e médio prazo, o carregamento unidirecional associado a novas modalidades tarifárias e à RD deverá ser priorizado diante da maior maturidade tecnológica e comercial das tecnologias V1G para o contexto brasileiro. No médio e longo prazo, por sua vez, tecnologias como V2B e V2H poderão auxiliar a reduzir estresses, custos e emissões no setor elétrico, tendo em vista a difusão de VEs. Além disso, tais tecnologias poderão fornecer suporte em situações de queda de energia, aumentando a resiliência do sistema e reduzindo os custos para os consumidores.

5.3.1. Mercado de energia

Como analisado no Capítulo 3, os serviços de flexibilidade de REDs podem ser remunerados a partir de diferentes plataformas de mercado, modelos de tarifa e contratos com incentivos. Nas contribuições da Nota Técnica nº 033/2022-SRD/ANEEL sobre tema de remuneração dos integrantes da microrrede pela prestação de serviços para a rede de distribuição, as sugestões incluíram: i) a remuneração por tipo de serviço prestado; ii) o desconto na fatura de energia; iii) a contratação de serviços por meio de chamadas públicas; iv) tarifas horárias e sinais locais; v) contratos bilaterais; vi) preços livremente negociados em mercados de serviços ancilares e *spot*; vii) o tratamento do tema no médio prazo; e viii) a realização de projetos-piloto previamente (ANEEL, 2022). A partir da análise da experiência internacional, verifica-se que, geralmente, são preferidas pelos reguladores as opções de flexibilidade que perpassam as plataformas de mercado e modelos de tarifa, incluindo os programas de resposta da demanda. Estes poderiam ser foco de projetos piloto, ou *sandboxes* regulatórios, no Brasil. No entanto, como atualmente, o Brasil não apresenta um mercado físico de curto prazo, mecanismos como chamadas públicas ou a criação de mercados de flexibilidade, restritos inicialmente a uma localidade, são grandes potencialidades.

No âmbito da Lei nº 14.300/2022, que estabelece o marco legal da micro e minigeração Distribuída e do sistema de compensação de energia elétrica, a concessionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares de micro e minigeradores distribuídos, por meio de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração desses serviços conforme regulação da ANEEL e através da chamada pública (BRASIL, 2022).

Ademais, segundo o parágrafo único do art. 23 da Lei nº 14.300/2022, os objetivos da contratação de serviços ancilares consistem em: i) melhoria da eficiência e da capacidade; ii) postergação de investimentos em redes de distribuição; iii) diminuição da geração termelétrica nos sistemas isolados, com a consequente redução do uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (BRASIL, 2022). No entanto, destaca-se que os VEs estão vedados de participarem desse mecanismo, apesar do armazenamento de energia poder ser utilizado junto à geração distribuída. Assim, a partir de novos projetos pilotos para a avaliação e acompanhamento da utilização da aplicação V2G, deverá ser

realizada uma revisão acerca da definição de armazenamento de energia no âmbito da distribuição a fim de avaliar a inclusão dos VEs.

Como mencionado anteriormente, diferentemente das demais regiões analisadas na experiência internacional, no Brasil, não há algo equivalente aos mercados físicos de curto prazo, uma vez que o modelo comercial está baseado em contratos, geralmente de longo prazo, regulados pela ANEEL. O despacho, por sua vez, é definido pelo ONS, sem ofertas de curto prazo dos agentes, e os preços de curto prazo são calculados por modelos computacionais, sem a participação de mecanismos de mercado (Castro e Brandão, 2019).

Além disso, no Brasil, há a desverticalização total das atividades de monopólio natural (operação das redes elétricas) das atividades potencialmente competitiva de comercialização de energia e o regulador também determina uma tarifa elétrica integral para os consumidores regulados. Diante disso, ao contrário dos mercados liberalizados, a regulação econômica não fica restrita à determinação das tarifas de acesso à rede, inclui-se também, o componente de energia (Castro e Brandão, 2019).

Esse modelo regulatório, porém, está próximo de sofrer fortes alterações com o processo de abertura para o mercado livre de energia. A Normativa Nº 50/GM/MME publicada em 2022 abre a possibilidade de novas unidades consumidoras, incluindo a existência de hubs de carregamento de VEs, no âmbito do mercado livre. Isso implica em um potencial para a intensificação do desenvolvimento de novos produtos e serviços ao consumidor, o qual poderá escolher, então, o agente comercializador da energia que melhor atende às suas preferências. Dentre os diversos exemplos de serviços adicionais aos clientes, pode-se destacar o fornecimento de energia 100% renovável, assim como serviços de plataformas de gestão de energia, resposta da demanda e carregamento otimizado para VEs.

Vale ressaltar, ainda, as contribuições acerca da definição regulatória de atribuições, responsabilidades e critérios de habilitação ou autorização junto à ANEEL e à CCEE da figura do agregador independente, o que se mostra propício diante das competências acumuladas pela CCEE. Também foi mencionada a possibilidade de as distribuidoras atuarem como agregadores, no entanto, deve-se atentar para potenciais conflitos de interesse e excesso de poder de mercado (ANEEL, 2022). Avalia-se que para este último ponto, uma consulta pública com as partes interessadas, incluindo operadores

de estações de carregamento, empresas de energia e grupos de defesa dos consumidores deve ser realizada a fim de garantir que diversas perspectivas sejam consideradas na tomada de decisões regulamentares.

Assim, verifica-se uma oportunidade, no Brasil, para o desenho regulatório de agentes envolvidos com os mercados de flexibilidade, incluindo comunidades de energia e agregadores. Projetos-piloto ou *sandboxes* regulatórios seriam importantes para avaliações técnicas e socioeconômicas desses agentes no mercado, de modo a mensurar e identificar potenciais benefícios e desafios, incluindo a integração de VEs na rede.

5.3.2. Modelos de tarifas

As preocupações com aumento na demanda do sistema elétrico e perturbações na operação podem se dar, especialmente, nas regiões sudeste e sul do país, considerando a difusão de VEs associado a uma recarga não gerenciada. Em paralelo, o custo-benefício para a implantação de medidores inteligentes nessas áreas, por sua vez, poderá também ser maior, implicando em maior possibilidade de aplicação de tarifas ToU associadas a recarga inteligente. E estas tarifas, por sua vez, podem trazer benefícios sistêmicos ao setor elétrico e financeiros para os donos de VEs, em termos de custos de recarga, possibilitando que a mobilidade elétrica se torne cada vez mais uma opção economicamente vantajosa em comparação com outras tecnologias, como VMCI.

O estudo *Facilitating Decarbonisation in Emerging Economies Through Smart Charging* da IEA (2023b) indica que os sinais econômicos, como tarifas diferenciadas por tempo e local, podem servir como recompensas ou fontes de valor para os utilizadores de VEs e para os prestadores de serviços de carregamento inteligente. Agregadores de flexibilidade e contratos de serviços ancilares também são outras formas (IEA, 2023b).

Atualmente, o Brasil apresenta predominantemente a tarifa volumétrica, sem sinal tarifário. A tarifa horária branca, foi regulamentada através da Resolução Normativa ANEEL nº 733/2016 e proposta para consumidores domésticos de energia elétrica, mas sua taxa de adesão é extremamente baixa. Diante disso, há um esforço por parte do órgão regulador para o estudo de casos de sucesso na implementação de novos desenhos de tarifas para o consumidor residencial, a partir do estabelecimento de *sandboxes* tarifários.

O Brasil possui diversas distribuidoras de energia elétrica, com diferentes mercados e realidades, incluindo fatores econômicos, tecnológicos e comportamentais. Assim, em 2018, a ANEEL iniciou a discussão da temática de modernização da tarifa, com o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 002/2018, para avaliar o modelo de tarifa binômica para o Grupo B (baixa tensão). No entanto, a partir da necessidade de cuidadosa análise de riscos e impactos de medidas tarifárias para o consumidor, a Agência evoluiu para a implementação de *sandboxes* tarifários, como projetos de P&D, de forma a testar as possibilidades e viabilidade, assim como os desdobramentos para a alteração do arcabouço regulatório (GESEL, 2023).

Neste sentido, a Resolução Normativa ANEEL nº 966/2021 estabeleceu os procedimentos para a apresentação de propostas de *sandboxes* tarifários pelas distribuidoras, em alinhamento com a Lei Complementar nº 182/2021, que instituiu o marco legal das *startups* e do empreendimento inovador (ANEEL, 2022).

A primeira chamada pública para *sandbox* tarifário recebeu 14 projetos de 14 distribuidoras de energia elétrica e, ao final das avaliações, seis projetos foram autorizados, apresentados por CPFL, ENEL, EDP, Neoenergia, Equatorial e Energisa, totalizando cerca de R\$ 77 milhões em investimentos e 60 mil consumidores como participantes. Os projetos irão testar tarifas de demanda, ToU, dinâmicas e pré-pagamento, se concentrando na região geográfica de São Paulo. Em próximos estudos, é importante uma maior diversidade de localização.

Tal processo busca atingir, ao final, um maior aprendizado para o órgão regulador no que se refere às alterações tecnológicas e regulatórias, em que: i) as distribuidoras poderão obter maior conhecimento sobre o seu consumidor, incluindo melhorias na prospecção de novos serviços e evolução tecnológica; ii) a Academia passa a ter a oportunidade de realizar maiores estudos sobre estruturas tarifárias; e iii) o consumidor passa a ser um cliente ativo na realização de suas escolhas (GESEL, 2023).

As inovações tarifárias estão presentes nas melhores práticas da experiência internacional e podem ser subsídios para a avaliação no Brasil. Na Europa, por exemplo, as tarifas ToU são indicadas como uma ferramenta útil para reduzir a carga de pico da rede, minimizando investimentos na rede e promovendo maior eficiência do sistema. Além disso, a maioria dos serviços de carregamento inteligente é baseada em preços

dinâmicos e em outros insumos dinâmicos, como a participação de renováveis na rede. Nota-se que, nos mercados com desenvolvimento mais avançado de medidores inteligentes, como na região nórdica, a precificação dinâmica de ToU é muito mais comum.

As tarifas horárias estáticas, de maneira geral, já são aplicações maduras nos dois casos analisados da experiência internacional e tarifas específicas para VEs se tornam cada vez mais presentes. Na Califórnia, vale ressaltar as inovações tarifárias para diferentes modalidades de veículos, como, por exemplo, uma tarifa específica para frotas de veículos pesados que incentiva o carregamento de VEs quando há excesso de capacidade da rede. As novas opções de tarifas para clientes comerciais e industriais de VEs são relevantes, pois estes estão sujeitos, normalmente, ao pagamento de uma taxa de demanda, que pode representar uma grande parcela da fatura.

Além das inovações em termos de tarifas baseadas no tempo, torna-se relevante a avaliação de possíveis programas de RD, incluindo os REDs. Os programas de RD aliados aos mecanismos tarifários são implementados na Califórnia de forma pioneira e apresentam forte relevância como recurso de confiabilidade em tempo real para responder a emergências.

Em suma, a digitalização, a inteligência e a gestão de dados trazem oportunidades de novas modalidades tarifárias e RD. Contudo, em todos os casos, a transparência, o fácil entendimento e o conhecimento do consumidor sobre o funcionamento das tarifas e da RD são requisitos essenciais para a sua participação ativa.

5.4. Comunicação e interoperabilidade

Como analisado em capítulos anteriores, as tecnologias habilitadoras do carregamento inteligente se colocam como importantes tendências tecnológicas nos mercados internacionais. Neste sentido, os fabricantes de VEs, infraestruturas de carregamento e sistemas inteligentes de comunicação de diferentes países competem pelo mercado.

Diante disso, os formuladores de políticas públicas arcam com a responsabilidade de determinar a normalização e a interoperabilidade, a fim de garantir que os utilizadores de VEs possam acessar a uma maior variedade de infraestruturas de carregamento e de

serviços do sistema de energia e a uma comunicação simplificada entre estes (IEA, 2023b). No Brasil, as contribuições da Nota Técnica nº 033/2022-SRD/ANEEL dividem opiniões sobre a competência e a oportunidade da Agência em estabelecer padrões técnicos para estações de recarga, frente às competências e atribuições do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) e da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A adoção de normas internacionais foi sugerida como forma de atender aos requisitos de segurança e interoperabilidade entre os diferentes fabricantes (ANEEL, 2022).

A definição de padrões é essencial para evitar posteriores custos de conformidade no Brasil. No entanto, a experiência internacional demonstra que, em algumas localidades, os padrões relacionados ao carregamento bidirecional e inteligente ainda estão sendo foco de discussão, avaliação e cooperação internacional.

A experiência da UE indica ainda propostas regulatórias, como o estabelecimento de prazos ou metas para a conexão digital dos pontos de carregamento acessíveis ao público e capazes de efetuar recarga inteligente e a realização de avaliações econômicas para a implantação de medidores inteligentes regularmente ou, pelo menos, a cada quatro anos. A facilidade para o usuário também é fundamental, incluindo diferentes opções de pagamento, transparência de preços e informações ao consumidor usuário do VE. Assim, a recarga de VEs em pontos de carregamento acessíveis ao público deve, se for tecnicamente viável e economicamente razoável, recorrer a sistemas de medidores inteligentes. Os consumidores podem ter acesso aos seus dados de medição e dar permissão para que os dados sobre o seu consumo ou geração de energia sejam utilizados por terceiros de maneiras que os beneficiem. O apoio financeiro à PD&I e o estímulo à adoção de tecnologias digitais também são relevantes. Tais medidas são alguns exemplos de avaliações e ações que poderiam ser impulsionadas no Brasil.

A mudança nos modelos de remuneração e estimativa de custos foi reafirmada nas contribuições da Nota Técnica nº 033/2022-SRD/ANEEL. Indicou-se a necessidade de revisão desses modelos, a fim de considerar, entre outros pontos, os custos com adoção de novas ferramentas digitais e o percentual de compartilhamento de outras receitas com os consumidores, de forma a incentivar a participação das distribuidoras na oferta de novos serviços e na implantação de novas tecnologias relacionadas aos REDs (ANEEL, 2022). O mercado de medidores inteligentes no Brasil para consumidores residenciais na

baixa tensão era de cerca de 901 mil unidades em 2022. Atualmente, as iniciativas se concentram especialmente no estado de São Paulo e na Região Sul do Brasil (Benintende, 2023).

Uma estratégia para a ampliação dos medidores inteligentes consiste em iniciar a implantação de modo seletivo (por área geográfica ou por tipo de consumidor), priorizando, por exemplo, os centros de carga ou consumidores com maior consumo, que instalam geração distribuída ou outro RED, que migram para o ambiente de contratação livre ou que optam por modalidade tarifária horária (ANEEL, 2022). A análise de custo-benefício, também verificada na experiência internacional, mostra-se importante para a eficiência econômica do processo.

Por fim, outra medida regulatória verificada no caso da Califórnia se refere às tecnologias com capacidade de submedição para carregadores de VEs residenciais. Dessa forma, os proprietários de VEs podem evitar a instalação de um medidor adicional e utilizar submedidores já embutidos no carregador do veículo, o que é mais econômico.

5.5. Segurança dos dados

A Resolução nº 24/2021 do Conselho Nacional de Política Energética estabeleceu que cabe à ANEEL coordenar as ações cuja finalidade é estabelecer estruturas de coordenação setorial para atuação em incidentes cibernéticos no setor elétrico. Diante disso, a Agência elaborou um relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre segurança cibernética no SEB e publicou a Resolução Normativa ANEEL nº 964/2021, que estabelece as diretrizes gerais e os requisitos para a política de segurança cibernética a ser adotada pelos agentes do setor de energia elétrica, incluindo questões como notificação de incidentes cibernéticos e compartilhamento de informações.

Todavia, a falta de definição de protocolos e padrões de comunicação no Brasil interfere em possíveis certificações e sistemas robustos de segurança cibernética. Nos dois casos analisados na experiência internacional, verifica-se a presença de normas ou regulamentos voltados especificamente para questões de privacidade de dados e segurança cibernética em infraestrutura de VEs.

Além disso, um plano de ação voltado para a digitalização do setor, como realizado no caso europeu, poderá ser fundamental, com a inclusão de questões como interoperabilidade, segurança e privacidade de dados, consumo energético, dentre outras.

No caso europeu, a *ENTSO-E* e a *EU DSO Entity* são obrigadas a promover a segurança cibernética e a proteção de dados em cooperação com as autoridades relevantes e entidades regulamentadas. Além disso, existe uma forte separação entre dados pessoais e não pessoais dos consumidores. No caso dos dados não pessoais, é assegurado o acesso não discriminatório e transparente aos mesmos pelas partes elegíveis e independentemente do modelo de gestão de dados utilizado.

Como avaliado no Capítulo 3, a segurança cibernética envolve a garantia de que os serviços de controle de dispositivos inteligentes não sejam violados por usuários não autorizados e as concessionárias e operadoras precisam buscar soluções para corrigir ameaças e riscos. É crucial projetar sistemas de integração de VEs na rede que sejam resistentes a esses ataques, mediante a utilização de técnicas ciberresilientes, protocolos de autenticação, técnicas de tolerância a atrasos e soluções em níveis de software e hardware para identificar e mitigar ataques cibernéticos. Assim, os projetos de P&D no setor elétrico voltados para essa temática são importantes para o avanço no conhecimento técnico e regulatório, a garantia da segurança do sistema elétrico e usuários, assim como o aprimoramento do *know-how* operacional e planejamento estratégico das empresas do setor.

O Quadro 13 sintetiza as principais contribuições do estudo, de forma a subsidiar medidas e propostas regulatórias no Brasil para a implantação bem-sucedida do carregamento inteligente e integração com a mobilidade elétrica.

Quadro 13. Síntese das medidas e propostas regulatórias no Brasil para a implantação bem-sucedida do carregamento inteligente e integração com a mobilidade elétrica

Eixos de Análise	Medidas e Propostas Regulatórias
Atores e responsabilidades	Projetos pilotos voltados para a inserção de agregadores, microrredes e comunidades de energia, de modo a se preparar para a construção de um marco regulatório.
	Atualização e revisão da inserção de REDs no sistema de distribuição, incluindo VEs, e avaliação de seus impactos e novos requisitos para o sistema.
	O planejamento de médio e longo prazo das distribuidoras deve considerar novos requisitos de flexibilidade, assim como investimentos relacionados.
	Reavaliação da remuneração das distribuidoras para incentivar mecanismos de flexibilidade e digitalização, como medição e carregamento inteligente. Exemplo: TOTEX.
	Projetos-piloto acerca do V2X para avaliar os impactos desta alternativa (técnicos e econômicos) antes de regular a matéria.
Recursos de flexibilidade	Priorização no curto e médio prazo para a implementação do carregamento unidirecional (VIG) associado a novas modalidades tarifárias e RD. Revisão acerca da definição de armazenamento de energia no âmbito da distribuição a fim de avaliar a inclusão dos VEs.
	Serviços de flexibilidade a partir de plataformas de mercado e modelos tarifários são propostas identificadas como preferidas na experiência internacional e podem ser foco de projetos-piloto e <i>sandboxes</i> regulatórios/tarifários. Chamadas públicas ou a criação de mercados de flexibilidade, restritos inicialmente a uma localidade, são grandes potencialidades.
	Abertura do mercado livre de energia, o que implica no desenvolvimento de novos produtos e serviços ao consumidor, incluindo os usuários de VEs.
	Diversidade de localização nos próximos projetos de <i>sandboxes</i> tarifários.
	Oportunidade de futuros projetos de <i>sandboxes</i> no âmbito da recarga inteligente em áreas com alta densidade de VEs, de forma a melhor aproveitar os benefícios econômicos e operacionais para o consumidor e o sistema elétrico.
	Avaliação de tarifas por tempo de uso estáticas e específicas para frotas de VEs, considerando a sua menor complexidade em relação às tarifas dinâmicas, por exemplo.

Comunicação e interoperabilidade	Adoção de normas internacionais já estabelecidas para atender aos requisitos de segurança e interoperabilidade entre os diferentes fabricantes, de modo a evitar posteriores custos de conformidade no país.
	Apoio financeiro à PD&I e estímulo à adoção de tecnologias digitais, incluindo carregamento inteligente.
	Estabelecimento de prazos ou metas para a conexão digital dos pontos de carregamento acessíveis ao público e capazes de efetuar recargas inteligentes. Inclusão de diferentes opções de pagamento, transparência de preços e informações ao consumidor.
	Avaliações econômicas para a implantação de medidores inteligentes em períodos regulares.
	Avaliação técnica de tecnologias com capacidade de submedição para carregadores de VEs residenciais.
Segurança dos dados	Definição de protocolos e padrões de comunicação para possibilitar certificações e sistemas robustos de segurança cibernética.
	Normas ou regulamentos voltados especificamente para questões de privacidade de dados pessoais e não pessoais, assim como segurança cibernética em infraestrutura de VEs.
	Projetos de P&D visando o avanço no conhecimento técnico e regulatório, a garantia da segurança do sistema elétrico e usuários e o aprimoramento do <i>know-how</i> operacional e planejamento estratégico das empresas do setor elétrico.
	Cooperação entre OST e OSD para a promoção da segurança cibernética e proteção de dados.
	Elaboração de plano de ação direcionados para a digitalização do setor, incluindo questões como interoperabilidade, segurança e privacidade de dados, consumo energético, dentre outras.

Fonte: Elaboração própria.

6. CONCLUSÕES

A difusão do carregamento inteligente no médio e longo prazo desempenha um papel crucial na minimização dos impactos negativos no funcionamento do sistema elétrico diante de um cenário de difusão de VEs. Além disso, a introdução do carregamento inteligente tem o potencial de gerar benefícios econômicos para os consumidores e promover a sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões do setor elétrico durante os picos de demanda.

Diante disso, o objetivo geral do presente estudo consistiu em avaliar e propor as medidas regulatórias necessárias para a implementação bem-sucedida do carregamento inteligente e a integração dos VEs na rede elétrica brasileira. Os resultados foram sistematizados em quatro principais eixos de análise: i) atores e responsabilidades; ii) serviços de flexibilidade; iii) comunicação e interoperabilidade; e iv) segurança dos dados.

A partir do avanço dos REDs e das tecnologias de carregamento inteligente e bidirecional, verifica-se que novos agentes, como provedores ou agregadores de VEs, terão responsabilidades primordiais no âmbito dessa nova arquitetura da rede. Esses agentes devem almejar o fornecimento de uma operação bem-sucedida no segmento de distribuição de energia elétrica, integrar uma coordenação eficiente com os OST e prestar um serviço de fácil acesso e alta qualidade para os usuários dos VEs.

Diante disso, entende-se que a definição clara dos atores envolvidos e de suas responsabilidades e a implementação de uma arquitetura de integração são elementos fundamentais na operação de serviços de flexibilidade no Brasil. Ressalta-se, também, a importância de projetos-piloto direcionados à inserção dos novos atores do sistema de distribuição de energia elétrica do futuro, como agregadores, microrredes e comunidades de energia, que proverão as bases para a construção do marco regulatório posteriormente.

A elaboração de um plano de ação de REDs pode se mostrar valioso para o caso brasileiro, uma vez que auxiliaria o planejamento de infraestrutura de serviços públicos e a integração desses recursos no sistema elétrico. Ademais, esse plano de ação incluiria a proposição de critérios para as distribuidoras incorporarem em seu planejamento anual a avaliação de alternativas que utilizem REDs como soluções para questões técnicas e compará-las com os investimentos tradicionais de expansão de rede.

Diante do papel fundamental das OSDs na coordenação e integração dos REDs, o planejamento de médio e longo prazo desses agentes deverá considerar novos requisitos de flexibilidade e os investimentos relacionados. Além disso, a atualização e revisão da inserção dos REDs no sistema de distribuição, incluindo VEs, e a avaliação de seus impactos e novos requisitos para o sistema são fundamentais. Por fim, os projetos-piloto no âmbito da recarga bidirecional devem avaliar os impactos dessa alternativa (técnicos e econômicos) antes de regular a matéria.

Observa-se que, com a finalidade de incentivar a implementação de tecnologias digitais e serviços de flexibilidade, como medição e carregamento inteligente, novas formas de remuneração das distribuidoras são necessárias. Um dos exemplos destacados é a adoção do TOTEX. Novos tipos de receitas podem ser oferecidos às empresas de energia como as receitas vinculadas à implementação de novas alternativas (não relacionadas ao fio) e pelo oferecimento de novas plataformas ao consumidor, por exemplo.

No que tange aos serviços de flexibilidade, avalia-se a necessidade de priorização no curto e médio prazo do carregamento unidirecional associado a novas modalidades tarifárias e de RD, uma vez que o V1G pode fornecer serviços por meio de agendamento ou modulação do processo de recarga de maneira simplificada, sem afetar negativamente a capacidade da bateria ou o estado de carga do veículo. No médio e longo prazo, as tecnologias V2B e V2H têm a capacidade de reduzir os picos de carga elétrica, resultando em menores investimentos necessários para reforçar a rede, além de fornecer suporte em situações de queda de energia, aumentando a resiliência do sistema e reduzindo os custos para os consumidores. Entretanto, essas tecnologias podem apresentar desafios, como questões de arquitetura e coordenação, custos mais elevados de infraestrutura de recarga bidirecional e o risco de degradação da bateria.

A partir da análise das melhores práticas internacionais, percebe-se que os serviços de flexibilidade a partir de plataformas de mercado e modelos tarifários são propostas identificadas como preferidas pelos reguladores e podem ser foco de projetos-piloto e de *sandboxes* regulatórios/tarifários no Brasil. Nota-se que as áreas com alta densidade de VEs podem se beneficiar mais facilmente de vantagens econômicas e operacionais. Estes poderiam ser foco de projetos piloto, ou *sandboxes* regulatórios, no Brasil. No entanto, como atualmente, o Brasil não apresenta um mercado físico de curto

prazo, mecanismos como chamadas públicas ou a criação de mercados de flexibilidade, restritos inicialmente a uma localidade, são grandes potencialidades. Ademais, a partir de novos projetos pilotos para a avaliação e acompanhamento da utilização da aplicação V2G, deverá ser realizada uma revisão acerca da definição de armazenamento de energia no âmbito da distribuição a fim de avaliar a inclusão dos VEs.

A abertura para o mercado livre de energia é uma inovação regulatória em andamento no Brasil e implica no desenvolvimento de novos produtos e serviços ao consumidor, incluindo os usuários de VEs. Dentre esses novos produtos e serviços, destacam-se as novas modalidades tarifárias, como as tarifas por tempo de uso estáticas e específicas para frotas de VEs, considerando a sua menor complexidade em relação às tarifas dinâmicas, por exemplo.

No médio e longo prazo, as localidades com maior número de VEs poderão sofrer maiores desafios para a operação no sistema elétrico, especialmente no caso do carregamento de VEs não-gerenciado. Assim, a implementação de medidores inteligentes nessas áreas pode ser mais benéfica e facilitar a aplicação de tarifas ToU em conjunto com a recarga inteligente, proporcionando benefícios sistêmicos e financeiros tanto para o setor elétrico quanto para os usuários de VEs. Deste modo, essas regiões são propícias para futuros projetos de *sandbox* regulatório no âmbito da recarga inteligente.

No eixo sobre comunicação e interoperabilidade, atualmente, esforços estão sendo realizados para a harmonização global desses protocolos. A definição de padrões pode evitar posteriores custos de conformidade no Brasil. Além disso, é vital garantir a segurança cibernética através da autenticação e criptografia nos protocolos de comunicação padronizados. No entanto, a experiência internacional demonstra que, em algumas localidades, os padrões relacionados ao carregamento bidirecional e inteligente ainda estão sendo foco de discussão, avaliação e cooperação internacional.

De forma a prover maiores serviços, eficiência e facilidade para os usuários, o estabelecimento de prazos ou metas para a conexão digital dos pontos de carregamento acessíveis ao público e capazes de efetuar recargas inteligentes serão importantes em um cenário de difusão de VEs no médio e longo prazo. Soma-se a isso a inclusão de diferentes opções de pagamento, transparência de preços e informações ao consumidor.

Destaca-se que os medidores inteligentes desempenham um papel-chave, fornecendo recursos como limitação e balanceamento de carga, operação de comando remoto, detecção de falta de energia, preços baseados no tempo e monitoramento da qualidade da energia. Assim, o apoio financeiro à PD&I e o estímulo à adoção de tecnologias digitais, incluindo carregamento inteligente, é um ponto estratégico.

As avaliações econômicas para a implantação de medidores inteligentes em períodos regulares e técnicas de submedição para carregadores de VEs residenciais buscam propor um melhor custo-benefício no processo. No primeiro caso, para as distribuidoras e, no segundo, para os usuários de VEs.

No âmbito da segurança dos dados, destaca-se a importância de normas ou regulamentos voltados especificamente para questões de privacidade de dados e segurança cibernética em infraestrutura de VEs. Medidas devem ser tomadas para proteger informações pessoais, como padrões de consumo, estilo de vida, situação financeira e hábitos de uso de energia, a fim de garantir a integridade, a confidencialidade e a disponibilidade dos dados dos consumidores.

Além disso, a gestão eficaz de dados e o acesso aos dados são fundamentais para a implantação de novos serviços. Para que o carregamento inteligente e a prestação de serviços de flexibilidade sejam bem-sucedidos, é essencial que haja uma circulação adequada de dados entre os diversos participantes envolvidos. A cooperação entre OST e OSD para a promoção da segurança cibernética e proteção de dados se coloca como ponto essencial.

Observa-se que um plano de ação voltado para a digitalização do setor, como realizado na UE, poderá ser fundamental no caso brasileiro, diante da inclusão de questões como interoperabilidade, segurança e privacidade de dados, consumo energético, dentre outras. Ademais, os projetos de P&D direcionados à temática de segurança cibernética podem contribuir para o avanço no conhecimento técnico e regulatório, a garantia da segurança do sistema elétrico e usuários e o aprimoramento do *know-how* operacional e planejamento estratégico das empresas do setor.

Por fim, a experiência internacional indica que os VEs participam, cada vez mais, de mecanismos de flexibilidade e programas de resposta da demanda. Assim, o avanço tecnológico mundial em direção a essas novas soluções e serviços poderá tornar

necessárias novas práticas regulatórias em direção a uma integração bem-sucedida de VEs na rede e sua aplicação como recurso de flexibilidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACER, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2021). Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe. Disponível em: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf. Acesso em: 09 jul. 2023.
- ACER, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2023). Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe. Disponível em: https://www.acer.europa.eu/Publications/ACER_electricity_network_tariff_report.pdf. Acesso em: 09 jul. 2023.
- Alotaibi, I., Abido, M. A., Khalid, M., Savkin, A. V. (2020). A Comprehensive Review of Recent Advances in Smart Grids: A Sustainable Future with Renewable Energy Resources. *Energies* 2020, Vol. 13, Page 6269, 13(23), 6269. <https://doi.org/10.3390/EN13236269>.
- Alsharif, A., Tan, C. W., Ayop, R., Dobi, A., Lau, K. Y. (2021). A comprehensive review of energy management strategy in Vehicle-to-Grid technology integrated with renewable energy sources. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 47. <https://doi.org/10.1016/J.SETA.2021.101439>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2022). Nota Técnica nº 0033/2022-SRD/ANEEL. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=46758&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 04 set. 2023.
- Arif, S. M., Lie, T. T., Seet, B. C., Ayyadi, S., Jensen, K. (2021). Review of electric vehicle technologies, charging methods, standards and optimization techniques. *Electronics (Switzerland)*, 10(16). <https://doi.org/10.3390/electronics10161910>.
- Banol Arias, N., Hashemi, S., Andersen, P. B., Traeholt, C., Romero, R. (2019). Distribution System Services Provided by Electric Vehicles: Recent Status, Challenges, and Future

Prospects. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, 20(12), pp. 4277–4296. <https://doi.org/10.1109/TITS.2018.2889439>.

Barone, G., Brusco, G., Menniti, D., Pinnarelli, A., Polizzi, G., Sorrentino, N., Vizza, P., Burgio, A. (2020). How smart metering and smart charging may help a local energy community in collective self-consumption in presence of electric vehicles. *Energies*, 13(6). <https://doi.org/10.3390/EN13164163>.

Benintende, M. (2023). **Boas perspectivas para IoT e medição inteligente no Brasil**. Disponível em: <https://tiinside.com.br/01/02/2023/boas-perspectivas-para-iot-e-medicao-inteligente-no-brasil/#:~:text=Segundo%20os%20dados%20da%20Frost,composto%20de%2020%2C1%25>. Acesso em 20 dez. 2023.

Bharathidasan, M., Indragandhi, V., Suresh, V., Jasiński, M., Leonowicz, Z. (2022). A review on electric vehicle: Technologies, energy trading, and cyber security. *Energy Reports*, 8, 9662–9685. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2022.07.145>.

Blumberg, G., Broll, R., Weber, C. (2022). The impact of electric vehicles on the future European electricity system – A scenario analysis. *Energy Policy*, 161. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2021.112751>.

BP (2021). Statistical Review of World Energy. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html>. Acesso em: 15 mar. 2022.

BRASIL (2022). Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: 20 out. 2023.

Burger, K., Hildermeier, J., Jahn, A., Rosenow, J. (2022). The time is now: Smart charging of electric vehicles. Disponível em: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2022/04/rap-jb-jh-smart-charging-europe-2022-april-26.pdf>. Acesso em: 28 fev. 2023.

Butt, O. M. *et al.* (2021). Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network. *Ain Shams Engineering Journal*, v. 12, pp. 687-695.

- CAISO, California Independent System Operator (2016). Distributed Energy Resource Provider: Participation Guide with Checklist. Disponível em: <http://www.caiso.com/Documents/DistributedEnergyResourceProviderParticipationGuideandChecklist.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2023.
- Casella, V., Fernandez Valderrama, D., Ferro, G., Minciardi, R., Paolucci, M., Parodi, L., Robba, M. (2022). Towards the Integration of Sustainable Transportation and Smart Grids: A Review on Electric Vehicles' Management. *Energies*, 15(11), 4020. <https://doi.org/10.3390/EN15114020>.
- Castro, N., Câmara, L. (2023). Agenda de modernização do Setor Elétrico Brasileiro: Flexibilidade descentralizada. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/04/Castro_2023_04_03.pdf. Acesso em: 25 out. 2023.
- Castro, N. *et al.* (2020). Perspectivas para o desenvolvimento da Mobilidade Elétrica no Brasil. Disponível em: https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDSE%2098.pdf. Acesso em: 23 out. 2023.
- Castro, N., Brandão, R. (org.) (2019). Mercado Elétrico e Risco Financeiro. Publitt. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/27_LIVRO_Gesel_Mercado_Eletrico_e_Risco_Financeiro.pdf. Acesso em: 12 ago. 2023.
- California Energy Commission; ElaadNL (2023). Grid Codes in California and Existing Gaps for Vehicle-to-Grid. Disponível em: https://elaad.nl/wp-content/uploads/2023/02/2023.02.01_ElaadNLCEC_V2G_R21.pdf. Acesso em: 29 jul. 2023.
- CONGRESS (2022). H.R.5376 - Inflation Reduction Act of 2022. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>. Acesso em: 19 fev. 2023.
- CPUC, California Public Utilities Commission (2023a). Electricity Vehicles Rates and Cost of Fueling. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/transportation-electrification/electricity-rates-and-cost-of-fueling>. Acesso em: 13 ago. 2023.

- CPUC, California Public Utilities Commission (2023b). Demand Response (DR). Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-costs/demand-response-dr>. Acesso em: 19 ago. 2023.
- CPUC, California Public Utilities Commission (2022a). Attachment A: Plug-in Electric Vehicle Submetering Protocol (EVSMP). Disponível em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M496/K420/496420292.PDF>. Acesso em: 13 ago. 2023.
- CPUC, California Public Utilities Commission (2022b). Distributed energy resources action plan 2.0. Disponível em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M467/K470/467470758.PDF>. Acesso em: 20 ago. 2023.
- CPUC, California Public Utilities Commission (2021). EVs and DR: VGI-DR Workshop Report. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/transportation-electrification/vgi-dr-workshop-report--51021.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2023.
- CPUC, California Public Utilities Commission (2017). Decision adopting demand response activities and budgets for 2018 through 2022. Disponível em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M202/K275/202275258.PDF>. Acesso em :19 ago. 2023.
- Dik, A., Omer, S., Boukhanouf, R. (2022). Electric Vehicles: V2G for Rapid, Safe, and Green EV Penetration. *Energies*, 15(3). <https://doi.org/10.3390/EN15030803>.
- Dileep, G. (2020). A survey on smart grid technologies and applications. *Renewable Energy*, v. 146, pp. 2589-2625.
- DOE, United States Department of Energy (2022). Department of Energy Announces First of Its Kind Collaboration to Accelerate "Vehicle-to-Everything" Technologies. Disponível em: <https://www.energy.gov/technologytransitions/articles/department-energy-announces-first-its-kind-collaboration-accelerate>. Acesso em: 29 jul. 2023.
- DOE, United States Department of Energy (2023). Electricity Laws and Incentives in California. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/fuels/laws/ELEC?state=CA>. Acesso em: 13 ago. 2023.

E-bus radar (2023). América Latina: Brasil. Disponível em: <https://www.ebusradar.org/>. Acesso em: 01 nov. 2023.

EPBR (2023). Mercado de carros elétricos no Brasil cresceu 58% no primeiro semestre. Disponível em: <https://epbr.com.br/emplacamento-de-carros-eletricos-no-brasil-cresceu-58-no-primeiro-semester/>. Acesso em: 30 out. 2023.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2022). Balanço energético nacional 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 16 set. 2022.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2020). Plano Nacional de Energia 2050. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 10 out. 2023.

Ennis, S., Collangelo, G. (2022). Energy Data sharing and the case of EV smart charging. Disponível em: https://cerre.eu/wp-content/uploads/2022/10/221019_EVData_FinalReport.pdf. Acesso em: 18 jun. 2023.

ENTSOE-E (2021). Electric Vehicle Integration into Power Grids. Disponível em: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/210331_Electric_Vehicles_integration.pdf. Acesso em: 20 jun. 2023.

EUR-Lex (2022). REPowerEU Plan. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>. Acesso em: 19 fev. 2023.

EUR-Lex (2016). A European Strategy for Low-Emission Mobility. Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:e44d3c21-531e-11e6-89bd-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF. Acesso em: 04 jul. 2023.

EUR-Lex (2018). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=ES>. Acesso em: 04 jul. 2023.

EUR-Lex (2019a). Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending

Directive 2012/27/EU. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32019L0944>. Acesso em: 15 jun. 2023.

EUR-Lex (2019b). Regulation (EU) 2019/942 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0942>. Acesso em: 15 jun. 2023.

EUR-Lex (2021). Regulation of the European parliament and of the council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0559>. Acesso em: 03 jun. 2023.

European Commission (2023). Digitalização do sistema energético. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/digitalisation-energy-system_en. Acesso em: 16 jul. 2023.

European Parliament. Electric road vehicles in the European Union: Trends, impacts and policies. 2019 Disponível em: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2019/637895/EPRS_BRI\(2019\)637895_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2019/637895/EPRS_BRI(2019)637895_EN.pdf). Acesso em: 21 jan. 2020.

Fantoni, R., Fava, F., Nadalin, D., Blas, F. (2023). O futuro da mobilidade no Brasil: Uma rota para eletrificação. Disponível em: <https://www.mckinsey.com.br/our-insights/all-insights/o-futuro-da-mobilidade-no-brasil>. Acesso em: 20 out. 2023.

Fernández, D. H., Delgado, S. V., Queralt, H. B., Rivera, A. F., Rodríguez, D. P. (2022). Report on flexibility and local market potential, opportunities for V2G in local distributed markets. Disponível em: https://v2market-project.eu/wp-content/uploads/2022/07/D3.2-Flexibility-local-market-potential_M9_v1.0_OMIE.pdf. Acesso em: 20 jun. 2023.

FHWA (2023). National Electric Vehicle Infrastructure Standards and Requirements. Disponível em: <https://www.federalregister.gov/documents/2023/02/28/2023-03500/national-electric-vehicle-infrastructure-standards-and-requirements>. Acesso em; 14 ago. 2023.

Freitas Gomes, I. S., Perez, Y., Suomalainen, E. (2021). Rate design with distributed energy resources and electric vehicles: A Californian case study. *Energy Economics*, 102, 105501. <https://doi.org/10.1016/J.ENERCO.2021.105501>.

- GESEL; CPFL; USP; GEPEA (2014). Características dos sistemas elétricos e do setor elétrico de países e/ou estados selecionados. Projeto de P&D Panorama e análise comparativa da tarifa de energia elétrica do Brasil com tarifas praticadas em países selecionados, considerando a influência do modelo institucional vigente.
- GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico (2023). Webinar “Sandboxes tarifários como mecanismos de modernização regulatória”. 10 de agosto de 2023. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=MI6vDGjJ9Q8>. Acesso em: 19 ago. 2023.
- Grangeia, C. *et al.* (2023). Energy transition scenarios in the transportation sector in Brazil: Contributions from the electrical mobility. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113434>.
- Gonzalez Venegas, F., Petit, M., Perez, Y. (2021). Active integration of electric vehicles into distribution grids: Barriers and frameworks for flexibility services. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 145. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2021.111060>.
- Gschwendtner, C. *et al.* (2021). Vehicle-to-X (V2X) implementation: An overview of predominate trial configurations and technical, social and regulatory challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 145, 1110997.
- Habib, S. *et al.* (2018). Assessment of electric vehicles concerning impacts, charging infrastructure with unidirectional and bidirectional chargers, and power flow comparisons. *International Journal of Energy Research*, v. 42, pp. 3416-3441.
- Hardy, K., Scholz, H. (2023). Transatlantic Technical Recommendations for Government Funded Implementation of Electric Vehicle Infrastructure. Disponível em: <https://futurium.ec.europa.eu/en/EU-US-TTC/wg2/news/transatlantic-technical-recommendations-government-funded-implementation-electric-vehicle-charging>. Acesso em: 04 jul. 2023.
- Hussain, A., Musilek, P. (2022). Resilience Enhancement Strategies for and through Electric Vehicles. *Sustainable Cities and Society*, 80, 103788. <https://doi.org/10.1016/J.SCS.2022.103788>
- IEA, International Energy Agency (2023a). Global EV Outlook 2023: Catching up with climate ambitions. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/dacf14d2-eabc-498a-8263-9f97fd5dc327/GEVO2023.pdf>. Acesso em 02 jul. 2023.

- IEA, International Energy Agency (2023b). Facilitating Decarbonization in Emerging Economies Through Smart Charging. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/facilitating-decarbonisation-in-emerging-economies-through-smart-charging>. Acesso em: 03 set. 2023.
- IEA, International Energy Agency (2022a). Global EV Outlook 2022. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>. Acesso em: 15 set. 2022.
- IEA, International Energy Agency (2022b). By 2030 EVs represent more than 60% of vehicles sold globally and require an adequate surge in chargers installed in buildings. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/by-2030-evs-represent-more-than-60-of-vehicles-sold-globally-and-require-an-adequate-surge-in-chargers-installed-in-buildings>. Acesso em: 27 set. 2022.
- IEA, International Energy Agency (2022c). Smart Grids. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/smart-grids>. Acesso em: 20 set. 2022.
- IEA, International Energy Agency (2022d). Grid Integration of Electric Vehicles: A manual for policy makers. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/21fe1dcb-c7ca-4e32-91d4-928715c9d14b/GridIntegrationofElectricVehicles.pdf>. Acesso em: 01 abr. 2023.
- IEA, International Energy Agency (2021a). Tracking Transport 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2021>. Acesso em: 13 set. 2022.
- IEA, International Energy Agency (2020a). Share of oil final consumption by sector, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-oil-final-consumption-by-sector-2019>. Acesso em: 20 set. 2022.
- IEA, International Energy Agency (2020b). Global EV Outlook 2020. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/af46e012-18c2-44d6-becd-bad21fa844fd/Global_EV_Outlook_2020.pdf. Acesso em: 13 set. 2022.
- IEA, International Energy Agency (2019). Global EV Outlook 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/>. Acesso em: 04 set. 2022.
- İnci, M., Savrun, M. M., Çelik, Ö. (2022). Integrating electric vehicles as virtual power plants: A comprehensive review on vehicle-to-grid (V2G) concepts, interface topologies,

marketing and future prospects. *Journal of Energy Storage*, 55. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2022.105579>.

IRENA, International Renewable Energy Agency (2019). Innovation Outlook Smart Charging for electric vehicles. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2019/May/Innovation-Outlook-Smart-Charging>. Acesso em: 02 set. 2022

Islam, S., Iqbal, A., Marzband, M., Khan, I., Al-Wahedi, A. M. A. B. (2022). State-of-the-art vehicle-to-everything mode of operation of electric vehicles and its future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 166. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.112574>.

Ji-Otto, L. H., Kostas, S. R., Leiva, A. M (2023). Privacy and Cybersecurity Standards for NEVI Funded EV Charging Station Projects. Disponível em: <https://www.bakerdonelson.com/privacy-and-cybersecurity-standards-for-nevi-funded-ev-charging-station-projects>. Acesso em: 13 ago. 2023.

Johnsen, D., Ostendorf, L., Bechberger, M., Strommenger, D. (2023). Review on Smart Charging of Electric Vehicles via Market-Based Incentives, Grid-Friendly and Grid-Compatible Measures. *World Electric Vehicle Journal 2023, Vol. 14, Page 25, 14(1), 25*. <https://doi.org/10.3390/WEVJ14010025>.

Kerscher, S., Arboleya, P. (2022). The key role of aggregators in the energy transition under the latest European regulatory framework. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 134. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2021.107361>.

Khalid, M. R., Alam, M. S., Sarwar, A., Jamil Asghar, M. S. (2019). A Comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid. *ETransportation*, 1. <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100006>.

Kong, Q., Fowler, M., Entchev, E., Ribberink, H., McCallum, R. (2018). The role of charging infrastructure in electric vehicle implementation within smart grids. *Energies*, 11(12). <https://doi.org/10.3390/EN11123362>.

Kumar, N. M., Chand, A. A., Malvoni, M., Prasad, K. A., Mamun, K. A., Islam, F. R., Chopra, S. S. (2020). Distributed energy resources and the application of AI, IoT, and blockchain in smart grids. *Energies*, 13(21). <https://doi.org/10.3390/EN13215739>.

- Leal, L. M. P. S., Castro, N., Aquino, T., Costa, V. J., Gonçalves, L. (2022). Implementação da tecnologia Vehicle-to-grid (V2G) em aplicações de frotas comerciais: avaliação de desafios econômicos, operacionais e regulatórios. *VI Encontro Nacional de Economia Industrial e Inovação*, v. 9 n. 1. DOI: 10.5151/vi-enei-828.
- McKinsey & Company (2022). Europe's EV opportunity—and the charging infrastructure needed to meet it. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/europes-ev-opportunity-and-the-charging-infrastructure-needed-to-meet-it>. Acesso em: 03 jul. 2023.
- McKinsey & Company (2021). Why the automotive future is electric. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/why-the-automotive-future-is-electric>. Acesso em: 06. out. 2022.
- Meisel, S., Merfeld, T. (2018). Economic incentives for the adoption of electric vehicles: A classification and review of e-vehicle services. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 65, pp. 264–287. <https://doi.org/10.1016/J.TRD.2018.08.014>.
- Meliani, M., Barkany, A. El, Abbassi, I. El, Darcherif, A. M., Mahmoudi, M. (2021). Energy management in the smart grid: State-of-the-art and future trends. *International Journal of Engineering Business Management*, 13. <https://doi.org/10.1177/18479790211032920>.
- Momen, H., Abessi, A., Jadid, S. (2020). Using EVs as distributed energy resources for critical load restoration in resilient power distribution systems. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 14(18), pp. 3750–3761. <https://doi.org/10.1049/IET-GTD.2019.1561>.
- Mondor Intelligence (2023). Big data analytics market in the energy sector size & share analysis – Growth trends & forecasts (2023-2028). Disponível em: <https://www.mondorintelligence.com/industry-reports/big-data-in-energy-sector-industry>. Acesso em: 29 jul. 2023.
- Murray, C. (2022). PG&E launches vehicle-to-everything pilot programs in California. Disponível: <https://www.energy-storage.news/pg-e-launches-vehicle-to-everything-pilot-programmes-in-california-v2x/>. Acesso em: 29 jul. 2023.
- Neaimeh, M., Andersen, P. B. (2020). Mind the gap- open communication protocols for vehicle grid integration. *Energy Informatics*, 3(1), pp. 1–17. <https://doi.org/10.1186/S42162-020-0103-1/FIGURES/3>.

- Neocharge (2023). Número de carros elétricos no Brasil. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/carros-eletricos-brasil>. Acesso em: 04 nov. 2023.
- OMS, Organização Mundial da Saúde (2021). Ambient (outdoor) air pollution. Disponível em: [https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-\(outdoor\)-air-quality-and-health](https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-(outdoor)-air-quality-and-health). Acesso em: 27 set. 2022.
- Pearre, N. S., Ribberink, H. (2019). Review of research on V2X technologies, strategies, and operations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, pp. 61–70. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.047>.
- Powell, M. J. D. (1964). An efficient method for finding the minimum of a function of several variables without calculating derivatives. *The Computer Journal* 7, pp. 155-162.
- Press, W., Teukolsky, S. A., Vetterling, W. T., Flannery, B. P. (2007). *Numerical Recipes* (any edition), Cambridge University Press.
- Prutus, G., Kotter, R., Wang, Y., Das, R., Bentley, E., Dai, X., O'Brien, G. (2020). Summary of State-of-the-Art Assessment of Smart Charging and Vehicle 2 Grid Services. Disponível em: <https://www.seev4-city.eu/wp-content/uploads/2020/08/Summary-of-State-of-the-Art-Assessment-of-Smart-Charging-and-V2G-services.pdf>. Acesso em: 27 set. 2022.
- Rajendran, G., Vaithilingam, C. A., Misron, N., Naidu, K., Ahmed, M. R. (2021). A comprehensive review on system architecture and international standards for electric vehicle charging stations. *Journal of Energy Storage*, 42. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103099>.
- Rathor, S. K., Saxena, D. (2020). Energy management system for smart grid: An overview and key issues. *International Journal of Energy Research*, 44(6), pp. 4067–4109. <https://doi.org/10.1002/ER.4883>.
- Romero Agüero, J., Takayasu, E., Novosel, D., Masiello, R. (2017). Grid modernization: challenges and opportunities. *The Electricity Journal*, 30(4), pp. 1–6. <https://doi.org/10.1016/J.TEJ.2017.03.008>.
- Roncero-Sanchez, P., Nguyen, V., Villafafila-Robles, R., Raahemifar, K., Paulo, J., Lustosa Da Costa, C., Hildermeier, J., Burger, J., Jahn, A., Rosenow, J. (2022). A Review of

Tariffs and Services for Smart Charging of Electric Vehicles in Europe. *Energies* 2023, v. 16, 16(1), p. 88. <https://doi.org/10.3390/EN16010088>.

Sadeghian, O., Oshnoei, A., Mohammadi-ivatloo, B., Vahidinasab, V., Anvari-Moghaddam, A. (2022). A comprehensive review on electric vehicles smart charging: Solutions, strategies, technologies, and challenges. *Journal of Energy Storage*, 54, 105241. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2022.105241>.

SAFE (2022). Advancing Vehicle to Grid Technology Adoption: Policy Recommendations for Improved Energy Security and Resilience. Disponível em: <https://electrificationcoalition.org/wp-content/uploads/2022/06/Advancing-V2G-Technology-Adoption.pdf>. Acesso em: 29 jul. 2023.

SEEG, Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (2021). Análise das emissões brasileiras de gases do efeito estufa e suas implicações para as metas climáticas do Brasil 1970-2020. Disponível em: https://seeg-br.s3.amazonaws.com/Documentos%20Analiticos/SEEG_9/OC_03_relatorio_2021_FINAL.pdf. Acesso em: 09 out. 2022.

SEPA, Smart Electric Power Alliance (2022). Customer-centric pathways to V2X adoption. Disponível em: <https://sepapower.org/resource/customer-centric-pathways-to-v2x-adoption/>. Acesso em: 05 jan. 2023.

Sevdari, K., Calearo, L., Andersen, P. B., Marinelli, M. (2022). Ancillary services and electric vehicles: An overview from charging clusters and chargers technology perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.112666>.

Shen, J.; Jiang C.; Li, B. (2015). Controllable Load Management Approaches in Smart Grids. *Energies*, v. 8, pp. 11187-11202.

Stanford (2022). Translation: 14th Five-Year Plan for National Informatization – Dec. 2021. Disponível em: <https://digichina.stanford.edu/work/translation-14th-five-year-plan-for-national-informatization-dec-2021/#:~:text=The%20E2%80%9C14th%20Five%20Year%20Plan%E2%80%9D%20period%20is%20an%20important,of%20industry%20chains%2C%20promote%20the>. Acesso em: 19 fev. 2023.

- Skouras, T. A., Gkonis, P. K., Ilias, C. N., Trakadas, P. T., Tsampasis, E. G., Zahariadis, T. V. (2020). Electrical Vehicles: Current State of the Art, Future Challenges, and Perspectives. *Clean Technologies*, 2(1). <https://doi.org/10.3390/CLEANTECHNOL2010001>.
- Thompson, A. W., Perez, Y. (2020). Vehicle-to-Everything (V2X) energy services, value streams, and regulatory policy implications. *Energy Policy*, 137. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2019.111136>.
- Tounquet, F., Alaton, C. (2020). Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 – Final Report. European Commission. Disponível em: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en?WT_mc_id=Searchresult&WT_ria_c=37085&WT_ria_f=3608&WT_ria_ev=search. Acesso em: 16 jul. 2023.
- Umoren, I. A., Shakir, M. Z. (2022). Electric Vehicle as a Service (EVaaS): Applications, Challenges and Enablers. *Energies*, 15(19). <https://doi.org/10.3390/EN15197207>.
- Vadi, S., Bayindir, R., Colak, A. M., Hossain, E. (2019). A Review on Communication Standards and Charging Topologies of V2G and V2H Operation Strategies. *Energies* 2019, v. 12, p. 3748, 12(19). <https://doi.org/10.3390/EN12193748>.
- Villar, J., Bessa, R., Matos, M. (2018). Flexibility products and markets: Literature review. *Electric Power Systems Research*, 154, pp. 329–340. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2017.09.005>.
- WRI, World Resources Institute (2022). Smart Charging and Consumer Behavior in the United States. Disponível em: <https://files.wri.org/d8/s3fs-public/2022-11/smart-charging-consumer-behavior-united-states.pdf?VersionId=UzeTO2U7i4PHJmSDFjRFg5qfGinxVf2f>. Acesso em: 29 jul. 2023.
- Yang, X., Zhang, Y. (2021). A comprehensive review on electric vehicles integrated in virtual power plants. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 48, 101678. <https://doi.org/10.1016/J.SETA.2021.101678>.
- Yu, H., Niu, S., Shang, Y., Shao, Z., Jia, Y., Jian, L. (2022). Electric vehicles integration and vehicle-to-grid operation in active distribution grids: A comprehensive review on power architectures, grid connection standards and typical applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 168, 112812. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2022.112812>.

Zayer, E., Martin, L., Murphey, T., Stroncek, M., Stein, I. EV Charging Shifts into High Gear.
Disponível em: <https://www.bain.com/insights/electric-vehicle-charging-shifts-into-high-gear/>. Acesso em: 02 abr. 2023.