

Transição energética e a difusão dos recursos energéticos distribuídos: evolução e tendências futuras¹

Lorrane Câmara

Doutoranda do Programa de Planejamento Energético (PPE) da COPPE/UFRJ e Mestra em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento pela UFRJ. É pesquisadora sênior do GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ. E-mail:lorrane.camara@gesel.ie.ufrj.br

Rubens Rosental

Mestre em Engenharia de Produção na COPPE/UFRJ. É pesquisador sênior do GESEL/UFRJ. E-mail: rubens.rosental@gesel.ie.ufrj.br

Luiza Masseno Leal

Mestranda no Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético - PPE - COPPE/UFRJ. É pesquisadora associada no GESEL/UFRJ. E-mail: luizamassenoleal@gmail.com

Leonardo Gonçalves

É graduando em Ciências Econômicas pela UFRJ e pesquisador júnior do GESEL/UFRJ. E-mail: leonardo.goncalves@graduacao.ie.ufrj.br

1. Introdução

O processo de transição energética em direção à uma matriz de baixo carbono está impulsionando a introdução e difusão de inovações tecnológicas no setor elétrico, como os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). O barateamento de tecnologias digitais e renováveis, o empoderamento do consumidor e os novos modelos de negócio no setor constituem importantes fatores de aceleração desse processo. Nas próximas seções, analisa-se a evolução e tendências futuras dos REDs e busca-se sistematizar os desafios, assim como recomendações de ações para a integração desses recursos no sistema elétrico.

2. Evolução dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)

Os REDs, conceituados como aqueles de pequeno ou médio porte que apresentam o potencial de fornecer serviços ao sistema elétrico, diretamente conectados à rede de distribuição ou próximos ao usuário final, estabelecem uma mudança de paradigma no sistema elétrico, a partir de uma oferta de energia cada vez mais descentralizada associada a uma rede elétrica em franco processo de transformação digital.² Os principais elementos necessários à compreensão do panorama atual e perspectivas de evolução dos REDs, nomeadamente os Veículos Elétricos (VE), a Geração Distribuída (GD), o armazenamento de energia elétrica, e a Resposta da Demanda (RD), serão apresentados nas próximas seções.

2.1. Veículos Elétricos

¹ Este artigo está diretamente relacionado com o projeto de pesquisa “Desafios da Regulação na Era das Tecnologias Exponenciais”, vinculado ao Programa de P&D da ANEEL, que é coordenado pelo Prof. Nivalde de Castro do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico da UFRJ, em parceria com a EDP e Celesc.

² EUROPEAN COMMISSION, 2015.

Os veículos elétricos dispõem da eletricidade como fonte de energia ou utilizam esta eletricidade como método de partida do motor. Os diferentes tipos de veículos elétricos podem ser classificados da seguinte forma:³

- Veículos Elétricos a Bateria: são 100% movidos a energia elétrica e não possuem motor de combustão interna. Estes utilizam grandes pacotes de baterias para dar autonomia ao veículo;
- Veículos Elétricos Híbridos *Plug-In*: são movidos por um motor a combustão convencional e um motor elétrico carregado por uma fonte elétrica externa;
- Veículos Elétricos Híbridos: são movidos por uma combinação de um motor de combustão interna convencional e um motor elétrico. No entanto, este veículo não pode ser conectado à rede, ao contrário dos híbridos *plug-in*; e
- Veículos Elétricos de Célula de Combustível (FCEVs): apresentam um motor elétrico que usa uma mistura de hidrogênio comprimido e oxigênio obtido do ar, tendo água como único resíduo resultante desse processo. Esse tipo de veículo ainda se encontra em estágio inicial em comparação com as demais tecnologias.

O foco de estudo dos VE, nesta seção, está voltado para os veículos elétricos a bateria e híbridos *plug-in*, os quais se utilizam da conexão com a rede elétrica para a recarga.

Em um contexto de transição energética, a eletrificação do setor de transportes aliada à descarbonização do setor elétrico se torna cada vez mais relevante para a mitigação das mudanças climáticas. As externalidades positivas da eletrificação do setor de transportes englobam maior eficiência energética, redução das emissões de gases de efeito estufa, além da redução da poluição sonora e do ar, principalmente em grandes centros urbanos. Os VE ainda podem contribuir com o sistema elétrico através da injeção de eletricidade na rede, a partir do desenvolvimento da tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G).

Os VE se destacam pelo potencial de redução do custo de manutenção e abastecimento ao longo da vida do veículo. No entanto, seu preço ainda é consideravelmente superior ao dos veículos de combustão interna, o que se apresenta como o principal obstáculo para a maior difusão desta tecnologia. Comparativamente, o preço de entrada de um carro com motor de combustão interna no Brasil gira em torno de R\$ 62.000, enquanto o do veículo elétrico supera a faixa dos R\$ 139.000.⁴ Para reduzir este *gap*, políticas públicas de incentivo à demanda através de vantagens financeiras ou de facilidades de circulação em centros urbanos estão presentes em diversos países.

A facilidade de acesso e disponibilidade de pontos de recarga para os consumidores constituem a segunda principal barreira à adoção da tecnologia. Os postos públicos de recarga rápida de veículos elétricos, essenciais para viabilizar a difusão de veículos elétricos, podem alcançar o custo de USD 300.000, caso haja a necessidade de adaptação da rede.⁵ A Tabela 1 apresenta a quantidade de postos públicos de recarga disponível por habitante em três dos principais mercados da mobilidade elétrica (China, EUA e Alemanha) e em três países da América Latina, indicando um enorme abismo a ser superado para a alavancagem da tecnologia. Nesse sentido, as políticas de incentivo à expansão de infraestrutura de recarga também são verificadas na experiência internacional.

3SANGUESA et al., 2021

4Auto+, 2022; Autoesporte, 2022

5 Vieira et al., 2021

| País | Nº de pontos públicos de recarga | Nº de pontos públicos de recarga por habitante |
|----------|----------------------------------|--|
| China | 1.147.000 | 0,00008 |
| EUA | 113.527 | 0,0003 |
| Alemanha | 50.972 | 0,0006 |
| Brasil | 754 | 0,000003 |
| México | 684 | 0,000005 |
| Chile | 536 | 0,000003 |

Tabela 1 Número de postos de recarga disponíveis por habitante em países selecionados.

Fonte: Elaboração própria a partir de Statisa (2021)⁶ e Portal Movilidad (2021)⁷.

Atualmente, as baterias se apresentam como o principal fator para o elevado custo dos VE. No entanto, vale ressaltar que o esforço conjunto empreendido por agentes públicos e privados nos últimos anos resultou não apenas na melhoria de performance do segmento de baterias veiculares, mas também na redução exponencial de seu preço, tornando os veículos elétricos mais competitivos. De acordo com BNEF (2021)⁸, os preços das baterias de íons de lítio, que estavam acima de US\$ 1.200 por quilowatt-hora em 2010, caíram 89% em termos reais para US\$ 132/kWh em 2021. O Gráfico 1 apresenta a evolução do preço médio do módulo e da célula das baterias de íons de lítio por kWh. Esses preços são uma média para vários usos finais de bateria, incluindo diferentes tipos de veículos elétricos, ônibus e projetos de armazenamento estacionário.

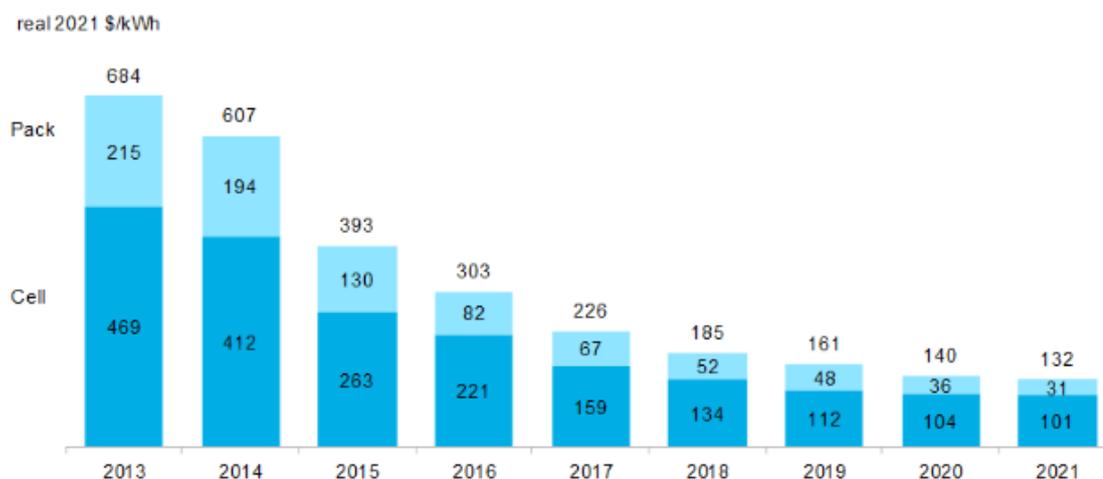


Gráfico 1: Preço médio do módulo e da célula das baterias de íons de lítio por kWh

Fonte: BNEF (2021).

6 Statisa (2021)

7 Portal Movilidad (2021)

8BNEF (2021)

Apesar da tendência de queda sustentada do preço médio das baterias, o impacto do aumento dos preços das *commodities* e do aumento dos custos de materiais críticos, como eletrólitos, pressionou a indústria no segundo semestre do ano de 2021. A despeito das tensões nas cadeias de suprimentos globais, as vendas de VE dobraram em 2021, atingindo um novo recorde, de 6,6 milhões, e continuaram subindo fortemente em 2022, com 2 milhões de carros elétricos vendidos em todo o mundo no primeiro trimestre, um aumento de três quartos em relação ao mesmo período do ano anterior.⁹ As regiões que se destacam como os maiores mercados da mobilidade elétrica são China, União Europeia e Estados Unidos.

2.2 Geração Distribuída

A Geração Distribuída é um dos REDs com maior difusão nos últimos anos, e do qual se espera maior impacto no curto e médio prazos. A GD consiste em toda geração, de pequena ou média escala, que ocorre nas proximidades do consumidor a quem é destinada, para o suprimento parcial ou integral da demanda. Algumas das principais tecnologias empregadas para a GD são:¹⁰

- Sistemas de cogeração ou sistemas combinados de calor e energia: estes produzem, simultaneamente, calor e eletricidade para uso em procedimentos industriais. Como fonte de energia, podem utilizar biomassa, combustíveis fósseis ou mesmo calor residual de outras atividades;
- Fontes renováveis de energia, como turbinas eólicas, sistemas solares fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas. Estas fontes dispensam o uso de combustíveis, mas não são controláveis; e
- Pequenas turbinas alternativas, de alta velocidade, que utilizam gás natural ou diesel.

De acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis¹¹ (IRENA), os sistemas de geração fotovoltaica distribuída instalados no mundo correspondiam a uma capacidade instalada total de aproximadamente 843 GW em 2021. Em 2011, a capacidade instalada era de apenas 72 GW. Embora não se saiba ao certo qual a capacidade instalada global de GD, considerando todas as fontes, é consenso que a GD fotovoltaica corresponde a maior parcela dessa capacidade.

A rápida introdução e difusão da GD a partir de fontes renováveis se deu principalmente a partir dos fortes incentivos regulatórios, maturidade dessas tecnologias, redução de preços e, no caso da fotovoltaica, a modularidade e a facilidade de instalação e manutenção.¹² O Gráfico 2 apresenta a evolução dos custos de diferentes fontes entre 2010 e 2019, além das projeções para o horizonte 2023. É possível observar a redução expressiva de custos da energia solar fotovoltaica.

9 IEA, 2022.

10 SALLAM e MALIK, 2011; MELHEM, 2013.

11 IRENA, 2022.

12 IEA, 2019; EIA, 2019; IRENA, 2019a.

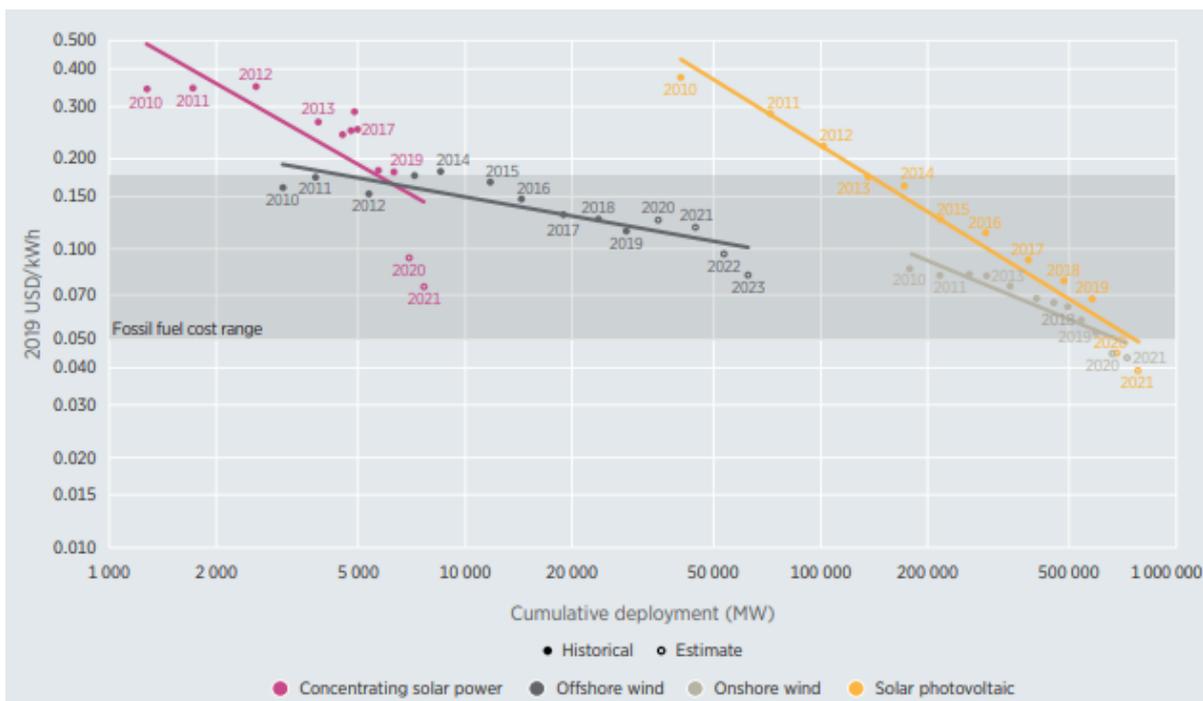


Gráfico 2: Evolução da média de custo do desenvolvimento da capacidade instalada por KWh de fontes eólica e solar e comparação com o custo de fontes fósseis

Fonte: IRENA (2019b).

Os custos dos projetos fotovoltaicos já se situam abaixo dos custos marginais dos combustíveis fósseis em termos globais, devendo diminuir ainda mais nas próximas décadas¹³ (IRENA, 2019a). Os países que apresentam maior geração solar são China, Japão, Estados Unidos, Alemanha e Itália, conforme Tabela 2, que também apresenta a capacidade instalada no Brasil, a título de comparação.

| País | Capacidade instalada 2021 (MW) |
|----------|--------------------------------|
| China | 306.403 |
| EUA | 93.713 |
| Japão | 74.191 |
| EUA | 93.713 |
| Alemanha | 58.459 |
| Itália | 22.692 |
| Brasil | 13.055 |

Tabela 2. Capacidade instalada de geração fotovoltaica.

Fonte: Elaboração própria a partir de IRENA (2022).

2.3 Armazenamento de energia elétrica

A urgência no combate às mudanças climáticas pressupõe a necessidade de acomodar os desafios e alavancar as potencialidades associadas à geração renovável distribuída, o que está fortemente associado à introdução de sistemas de armazenamento. A concepção de uma rede elétrica que opere de forma estável, neste cenário, dependerá de sistemas capazes de prover serviços auxiliares, como:

- Reservas de energia para emergências;
- Controle e regulação de tensão e frequência;
- Armazenamento de energia com integração à geração de energias renováveis; e
- Controle da demanda de energia da rede durante horários de pico.

Esses requisitos, por sua vez, apontam justamente na direção do estabelecimento dos sistemas de armazenamento de energia elétrica. De acordo com a IRENA,¹⁴ o armazenamento será um dos principais pilares da transição energética, garantindo a provisão de serviços ao longo da cadeia de valor da energia elétrica e ao nível do consumidor final.

Em síntese, o armazenamento de energia pode ocorrer de forma distribuída ou centralizada, em pequena ou grande escala. Os sistemas distribuídos, também denominados atrás do medidor (BTM, da sigla em inglês *behind-the-meter*), são aqueles capazes de fornecer energia localmente e frequentemente associados a sistemas de geração distribuída, como painéis fotovoltaicos residenciais, turbinas eólicas de pequeno porte e geradores industriais.¹⁵

Os sistemas centralizados (FTM, do termo em inglês *front-of-the-meter*), por sua vez, são conectados às redes de distribuição ou transmissão, de modo que a energia deve passar por um medidor antes de chegar ao consumidor final. Estes sistemas podem contribuir fortemente para as atividades dos operadores da rede elétrica, incluindo a estabilização de tensão e frequência de subestações, linhas de transmissão e distribuição, centrais elétricas etc. Articulado com as usinas de geração de energias renováveis, caracterizadas pela alta intermitência e variabilidade, os sistemas de armazenamento FTM podem vir a desempenhar um papel relevante.

Atualmente, existem diversas tecnologias de armazenamento de energia, cada uma delas com uma série de vantagens e desvantagens. A Figura 1 apresenta as principais categorias tecnológicas de armazenamento de energia – mecânica, eletroquímica, térmica, elétrica e química – e suas respectivas inovações potenciais.

14 IRENA (2017).

15 IRENA, 2019a.

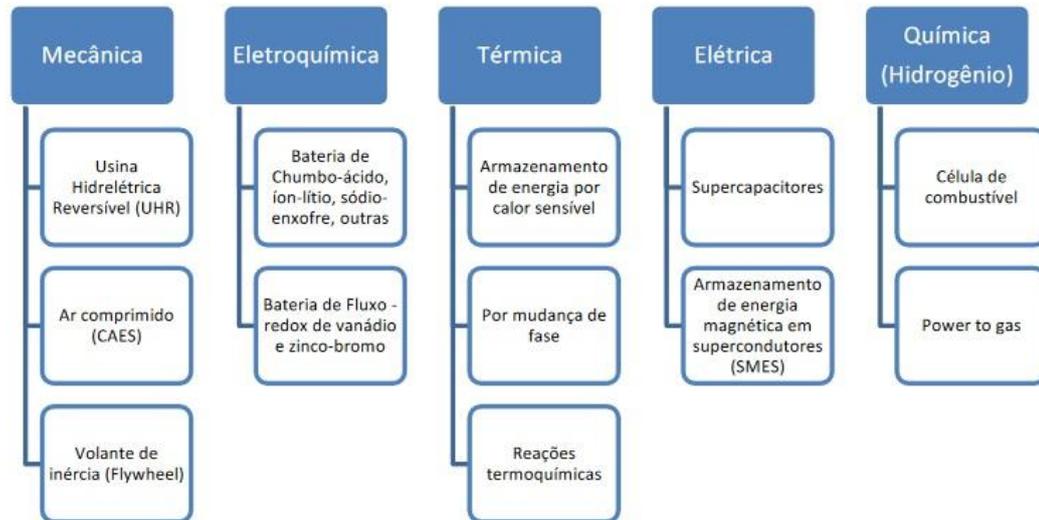


Figura 1: Principais tecnologias e inovações para o armazenamento de energia.

Fonte: EPE (2019).

A aplicabilidade de cada tecnologia, porém, está diretamente relacionada às suas características técnicas e econômicas, como: custo, vida útil, densidade energética, eficiência, potência, relação energia-potência (relação entre capacidade energética e capacidade de potência), duração dos ciclos de carga/descarga e taxa de autodescarga.

Neste contexto, o armazenamento por baterias surge como um dos mecanismos de maior potencial para o setor elétrico. Este é caracterizado pela alta densidade de energia e eficiência, baixo tempo de resposta, aplicabilidade versátil, rápida instalação e pela expectativa de queda contínua de custos. O sistema por baterias é, atualmente, foco de projetos e planos de governos e empresas que identificam no segmento uma oportunidade de impulsionar o desenvolvimento do processo produtivo e inovativo dos países e mercados.

As baterias de íon-lítio, por exemplo, representam o segmento em maior expansão. Em 2020, a tecnologia de armazenamento de baterias de íon-lítio representou 93% da participação no mercado de baterias.¹⁶ No mesmo ano, a capacidade global de armazenamento em baterias atingiu cerca de 17 GW. Da mesma forma, o investimento geral em armazenamento de baterias aumentou quase 40% em 2020, para US\$ 5,5 bilhões. Os gastos com baterias de grande porte aumentaram mais de 60%, impulsionados pelos investimentos em energias renováveis pela crescente presença em leilões híbridos com sistemas de armazenamento. Entretanto, os investimentos em sistemas BTM caíram 12%, uma vez que estes ativos são geralmente financiados por famílias e pequenas e médias empresas, que foram proporcionalmente mais afetadas pela pandemia de COVID-19.¹⁷ Os países que mais se destacaram na expansão recente dos sistemas de armazenamento – Coreia do Sul, China, Estados Unidos e Alemanha – responderam pela maior de toda capacidade instalada no ano de 2020, como é possível observar na Figura 2. Esquemas de subsídios federais, projetos de integração de energia renovável, comissionamento de projetos atrasados e necessidade de garantia da resiliência da rede são alguns dos fatores explicativos para esse aumento no último ano.

¹⁶ IEA, 2021b.

¹⁷ IEA, 2021b.

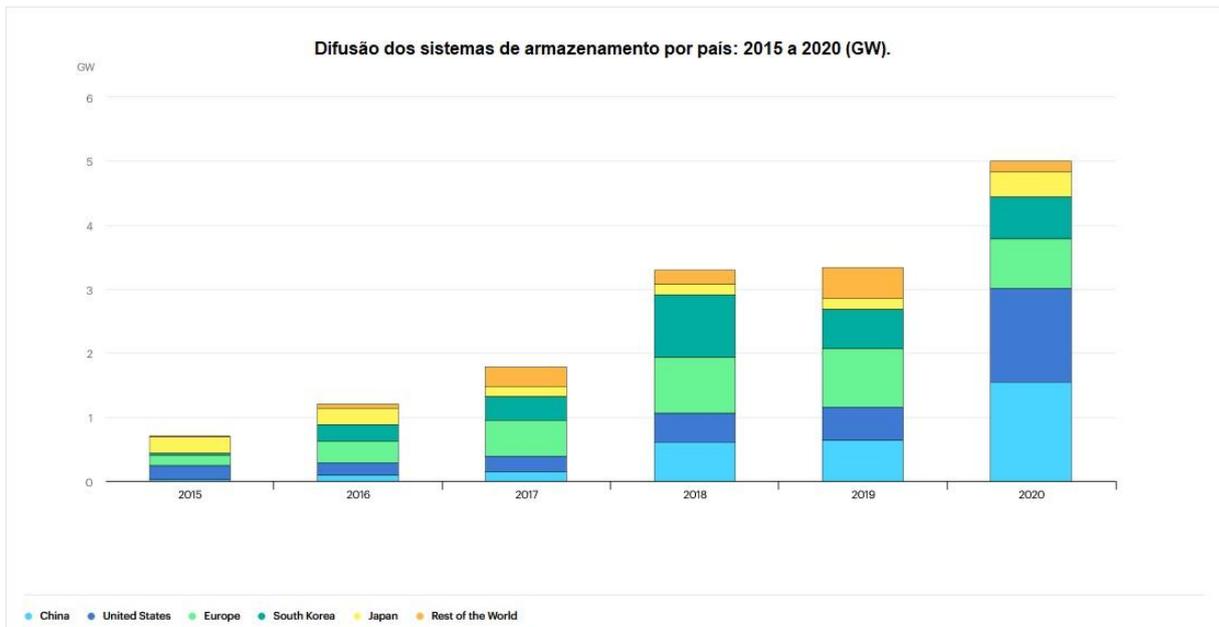


Figura 2: Difusão dos sistemas de armazenamento por país: 2015 a 2020 (GW).

Fonte: IEA (2021a).

2.4 Resposta da Demanda

O desenvolvimento das redes inteligentes e as inovações no campo da comunicação, sensoriamento, monitoramento, geração renovável intermitente e armazenamento distribuído estão prestes a converter a atual rede elétrica estacionária em um organismo flexível e integrado ao consumidor, capaz de fornecer serviços de maneira eficiente, confiável, segura e a um menor custo. Nesse contexto, a Resposta da Demanda constitui uma das ferramentas para se fazer frente a crescente complexidade de operação das redes elétricas e intensificar o processo de descentralização e digitalização do setor.

A RD, pautada na otimização do consumo de eletricidade, pode ser definida como um mecanismo através do qual os consumidores são motivados a alterar seu padrão de consumo de energia elétrica em resposta a mudanças no preço da eletricidade.¹⁸ No contexto de reestruturação do paradigma do setor elétrico, a RD oferece diversos benefícios, entre os quais:

- Redução ou deslocamento da demanda de ponta;
- Balanceamento da oferta e demanda de energia em momentos de aumento repentino da carga;
- Reserva de contingência, evitando blecautes;
- Participação de diversos agentes no mercado de capacidade, aumentando a confiabilidade do sistema;
- Reserva de rampa, fornecendo maior flexibilidade em sistemas com maior participação de fontes renováveis não controláveis; e
- Armazenamento virtual de energia, deslocando a carga do período de ponta para momentos de pico da geração renovável, por exemplo.

De modo geral, a RD pode ser dividida em duas categorias: programas baseados em preços (também referenciada como RD não despachável) e programas baseados em incentivos financeiros (RD despachável). No primeiro caso, utiliza-se a tarifa de eletricidade para criar um

¹⁸ DOE, 2006.

incentivo que promova a mudança no perfil de consumo, através do deslocamento da carga para períodos em que a tarifa é mais baixa. De modo geral, há quatro tipos de RD baseadas em preços (ordenadas do menor para o maior nível de dinamicidade temporal): tarifa por período de uso (*Time-of-Use* – ToU), tarifa de pico crítico (*Critical Peak Pricing* - CPP), desconto de tarifa de pico (*Peak Time Rebate* - PTR) e tarifa em tempo real (*Real Time Pricing* - RTP).

A tarifa ToU pressupõe a aplicação de diferentes preços em períodos pré-estabelecidos (horas do dia – ponta, intermediário, fora-ponta; dias da semana – dias úteis e fins de semana; etc.), refletindo o custo médio de geração e transmissão durante esses períodos.¹⁹ Sob uma tarifa do tipo CPP, o preço da eletricidade é maior quando o sistema se encontra sob elevado nível de estresse ou contingência, e menor nos demais períodos do ano. Alternativamente, o PTR é uma variação do CPP, no qual os consumidores são incentivados a reduzir a demanda de energia em troca de uma compensação financeira, não havendo penalização prevista. A tarifa em tempo real (RTP), por fim, apresenta a maior dinamicidade, refletindo os custos reais de geração e transmissão de energia ao longo do dia.

A RD despachável, por sua vez, é caracterizada pela oferta de incentivos financeiros que visam a redução da demanda por eletricidade em momentos críticos. O consumidor, por um lado, oferta uma contenção programada de sua demanda em troca de uma compensação financeira e o operador do sistema, por outro, emite ordens de despacho que penaliza ou beneficia o consumidor, dependendo do contrato previamente estabelecido. Algumas das principais modalidades de RD baseadas em incentivos são: controle direto de carga, cargas interruptíveis, participação nos mercados de energia, serviços ancilares e capacidade.²⁰

No controle direto de carga, é possível reduzir ou desligar de forma remota a carga da unidade consumidora em momentos pré-determinados. Em geral, é uma modalidade oferecida a consumidores residenciais ou pequenos consumidores comerciais, sendo necessária a utilização de medidores inteligentes. Os programas interruptíveis, por sua vez, são normalmente direcionados a grandes consumidores industriais e comerciais, sendo pautados na concessão de descontos atrelada a redução do consumo. Para receber os créditos os consumidores devem reduzir a demanda quando solicitados pelo operador, e a não correspondência estabelecida em contrato pode implicar em penalidades.

Na categoria de participação nos mercados de energia, os consumidores ofertam redução de carga, substituindo o despacho de geradores mais caros e, assim, reduzindo o custo de operação do sistema. No mercado de serviços ancilares, a RD se traduz em ofertas de redução de carga, para operar como reserva ou regulação de frequência. Por fim, a participação no mercado de capacidade refere-se a oferta de redução de carga a fim de substituir a geração convencional, contribuindo para equalizar oferta e demanda e aumentar a confiabilidade do sistema.²¹

Nos anos de 2020 e 2021, houve um desenvolvimento significativo na promoção da RD a nível global. Políticas foram implementadas em diversos países como Estados Unidos, Reino Unido, Austrália, China e França, visando tornar a demanda uma fonte efetiva de flexibilidade. O Reino Unido, por exemplo, garantiu 239 MW de capacidade de RD por meio de um leilão no mercado atacadista em 2021 (um aumento considerável em relação aos 84 MW contratados em 2020). Na França, o mercado de resposta da demanda cresceu 600 MW em 2021, atingindo um total de 1,5 GW.

19EPE, 2019

20 EPE, 2019.

21 EPE, 2019.

Nos Estados Unidos, os apagões contínuos causados por incêndios florestais na Califórnia durante o verão de 2020, e as fortes nevascas causadas pelo inverno rigoroso no Texas em 2021 levaram as autoridades a reavaliar as diretrizes regulatórias e a adequação dos atuais projetos do setor energético. Neste sentido, a RD é admitida como uma importante ferramenta capaz de contribuir para a confiabilidade e resiliência do sistema de energia em caso de eventos climáticos extremos cada vez mais prováveis. Além disso, a pandemia de COVID-19 apresentou uma oportunidade de reavaliar maneiras de melhorar a participação do consumidor no mercado de energia.

3. Difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos

3.1. Cenários de difusão internacionais

3.1.1. Veículos Elétricos

Apesar da demonstração de resiliência dos veículos elétricos frente a crise provocada pela pandemia de COVID-19, existem incertezas associadas ao ritmo de eletrificação do setor de transportes, sendo as principais relacionadas a fatores como: (i) tarifas de eletricidade; (ii) custo do combustível; (iii) custo dos veículos elétricos; (iv) custo de manutenção; (v) vida útil dos veículos; (vi) preferência dos agentes; (vii) impostos e tributação; e (viii) políticas públicas.

Diversos estudos buscam projetar cenários a respeito da difusão dos veículos elétricos no médio e longo prazo. A Tabela 3 apresenta a sistematização dos principais cenários internacionais acerca da difusão de VE, nomeadamente:²² IEA, Bloomberg New Energy Finance, Deloitte e Wood Mackenzie.

| Entidade | Cenários | Frota global: em 2030 ou 2040 | Market share: em 2030/2040 |
|----------------|--|----------------------------------|-------------------------------|
| IEA | States Policies Scenario (STEPS) | +140 milhões (2030) | 16% (2030) |
| | Sustainable Development Scenario (SDS) | +245 milhões (2030) | 30% (2030) |
| BNEF | Economic Transition Scenario | +150 milhões (2030) | 28% (2030) |
| Deloitte | - | - | 32% (2030) |
| Wood Mackenzie | - | 323 milhões (2040) | 38% (2040) |

Tabela 3: Cenários de difusão dos veículos elétricos até 2030 ou 2040.

Fonte: Elaboração própria.

²² IEA (2020a), Bloomberg New Energy Finance (BNEF, 2020), Deloitte (2020) e Wood Mackenzie (2020).

A IEA projetou dois cenários diferentes para participação dos VE no mercado automotivo. No cenário de referência, denominado *Stated Policies Scenario* (STEPS), são logrados os objetivos definidos em políticas públicas e regulatórias e as metas e estratégias estabelecidas pelo setor público e privado. De acordo com a agência, a frota global de VE excede 140 milhões em 2030, com uma taxa média de crescimento de 30% a.a. A venda anual de VE atinge aproximadamente 25 milhões em 2030, o que representaria 16% de todos os automóveis vendidos.

Já no segundo cenário, intitulado *Sustainable Development Scenario* (SDS), considera-se a universalização do acesso à energia elétrica até 2030, a redução proeminente das emissões de gases de efeito estufa e o cumprimento das resoluções climáticas globais firmadas no Acordo de Paris. Neste caso, as projeções globais de estoque de VE quase dobram, alcançando mais de 245 milhões de veículos em 2030 e vendas anuais superiores a 45 milhões. O *market share* de VE supera 30%.

A BNEF, por sua vez, sublinha que a redução de custos e os avanços tecnológicos previstos superam os impactos conjunturais recentes, mantendo a perspectiva de longo prazo positiva para os VE. Segundo a entidade, a frota global deve superar a marca de 150 milhões de VE. Além disso, as vendas atingirão 26 milhões de unidades em 2030, representando 28% das vendas globais de veículos de passageiros. Em 2040, esta participação deve aumentar para 58% (54 milhões de unidades). Os veículos híbridos *plug-in* representarão a maior parcela do mercado no curto prazo. No entanto, sua participação cairá rapidamente após 2030, à medida que os preços dos veículos movidos a bateria seguirão uma tendência de redução sustentada.

A Deloitte estima que as vendas totais de VE passarão de 2,5 milhões em 2020 para 11,2 milhões em 2025, chegando, então, a 31,1 milhões em 2030, o que equivale a uma taxa composta de crescimento anual de 29%. A empresa projeta que os VE terão uma participação de 48% no mercado interno da China, quase o dobro da participação projetadas para os Estados Unidos (27%), e levemente superior ao desempenho esperado do mercado europeu, com participação de 42%.

Já a consultoria Wood Mackenzie estima que as vendas de VE devem chegar a 45 milhões de unidades por ano até 2040 (o que equivale a 38% das vendas de automóveis), com um estoque global de 323 milhões de veículos.

3.1.2. Geração Distribuída

O potencial de difusão das tecnologias de GD tem sido objeto de estudo de diversas entidades internacionais, nomeadamente:²³ IRENA, IEA, BNEF e WEC, como mostra a Tabela 4.

| Entidade | Cenários | Participação da GD fotovoltaica na geração de energia mundial 2040/2050 |
|----------|----------------------------------|---|
| IRENA | Cenário de referência | 10% (2050) |
| IEA | States Policies Scenario (STEPS) | 6% (2040) |

²³ IRENA (2019), IEA (2020b), BNEF (2019) e WEC (2013)

| | | |
|------|---------------------------------|-------------|
| BNEF | Economic Transition Scenario | 7% (2050) |
| WEC | Symphony | 7,3% (2050) |

Tabela 4: Cenários de difusão da geração fotovoltaica distribuída até 2050.

Fonte: Elaboração própria.

Segundo projeções da IRENA,²⁴ a energia solar fotovoltaica totalizará 25% do mix de geração de energia global em 2050. Deste montante, aproximadamente 40% serão de geração distribuída, o que implica que cerca de 10% de toda geração de eletricidade será proveniente de sistemas de GD fotovoltaica.

A IEA, por outro lado, considerou, no *World Energy Outlook 2020* os impactos da pandemia de COVID-19 sobre as projeções futuras de penetração da geração fotovoltaica distribuída. Nos três cenários, que consideram a gestão das políticas de energia e sustentabilidade e o ritmo de recuperação econômica pós-pandemia dos países, a geração a partir de fontes renováveis se mantém muito resiliente, com destaque para a energia solar fotovoltaica, que lidera a expansão da capacidade de geração em todos os cenários. No cenário de referência (*States Policies Scenario*), baseado na manutenção das políticas energéticas e ambientais vigentes, em 2040 a GD fotovoltaica responderia por 6% da geração global de eletricidade.

Em outro levantamento, a BNEF²⁵ estimou que a geração solar fotovoltaica representará 22% de toda a geração elétrica mundial em 2050. Desses 22%, a instituição espera que 33% sejam oriundos de sistemas de geração distribuída. Com base nesses dados, aproximadamente 7% de toda a geração elétrica em 2050 seria de geração fotovoltaica distribuída.

Por fim, o Conselho Mundial de Energia (WEC, na sigla em inglês) estimou dois panoramas de geração de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos distribuídos. O cenário *Symphony*, mais otimista, e que vem se mantendo mais aderente a trajetória real de evolução da fonte, prevê que a geração solar fotovoltaica represente 16,2% de toda a geração elétrica mundial em 2050.²⁶ Caso se mantenha a proporção atual de 45% de geração distribuída, em 2050 aproximadamente 7,3% de toda geração elétrica global seria oriunda de sistemas fotovoltaicos distribuídos.

3.1.3. Armazenamento de Energia

As intensas transformações que o setor elétrico vem experimentando apontam na direção de consolidar o armazenamento de energia como um importante mecanismo de flexibilidade do sistema. Neste sentido, a Tabela 5 sistematiza os dados das projeções a respeito da difusão do armazenamento das principais instituições especializadas, como:²⁷ IRENA, IEA e BNEF.

| Entidade | Cenários | Capacidade global de armazenamento (2030) |
|----------|----------|--|
|----------|----------|--|

²⁴ IRENA, 2019.

²⁵ BNEF 2019.

²⁶ WEC, 2013.

²⁷ IRENA, 2017; IEA, 2020b; BNEF, 2019.

| | | | |
|-------|-------------------------|----------|---------|
| IRENA | Cenário de referência | de | 89 GW |
| | Doubling | | 224 GW |
| IEA | States Scenario (STEPS) | Policies | 130 GW |
| BNEF | Cenário de referência | de | +300 GW |

Tabela 5: Cenários de difusão dos sistemas de armazenamento de energia até 2030.

Fonte: Elaboração própria.

A IRENA²⁸ apresenta dois cenários de difusão dos sistemas de armazenamento: o cenário de referência e o cenário alternativo (denominado *Doubling*), no qual a participação das fontes renováveis na matriz elétrica global dobra em relação aos níveis de 2014. Impulsionada pela redução nos custos das baterias e pela difusão dos sistemas de armazenamento em baterias (BES, na sigla em inglês) e da geração fotovoltaica, a capacidade global de armazenamento pode chegar a 89 GW em 2030 (no cenário de referência), e no cenário que pressupõem que a participação das fontes renováveis na matriz elétrica dobre até 2030, a capacidade pode chegar a 224 GW.

No relatório *World Energy Outlook 2020* da IEA,²⁹ as baterias são consideradas uma importante fonte de flexibilidade, capazes de garantir resposta rápida e segurança do fornecimento. A agência estima que a expansão da capacidade global de armazenamento será da ordem de 20 vezes até 2030, alcançando a marca de 130 GW. Os maiores mercados serão, respectivamente, Índia (34 GW), China (26 GW) e Estados Unidos (23 GW).

A BNEF, por sua vez, prevê que a capacidade global de armazenamento estacionário, excluindo a capacidade referente aos sistemas de bombeamento hidráulico, saltará de 17 GWh em 2018 para 2.850 GWh em 2040, o que representa um aumento de 122 vezes.³⁰ Os investimentos deverão alcançar a cifra de US\$ 662 bilhões no período, sendo propagados por toda cadeia produtiva, mas em especial nos projetos distribuídos de grande porte, combinados a geração fotovoltaica. No horizonte 2050 essa capacidade deve atingir 2,5 TW, mantendo a predominância dos sistemas centralizados.

3.1.4. Resposta da Demanda

A Resposta da Demanda enquanto recurso de flexibilidade terá grande importância para a arquitetura das redes elétricas do futuro. No entanto, as projeções globais de participação da RD ainda são escassas, dado o elevado grau de complexidade associado à sua formulação. Nos relatórios produzidos pela IEA,³¹ a RD é apresentada como uma importante fonte de flexibilidade, como mostra a Figura 6.

28 IRENA, 2017.

29 IEA, 2020b.

30 BNEF, 2019.

31 IEA (2019)

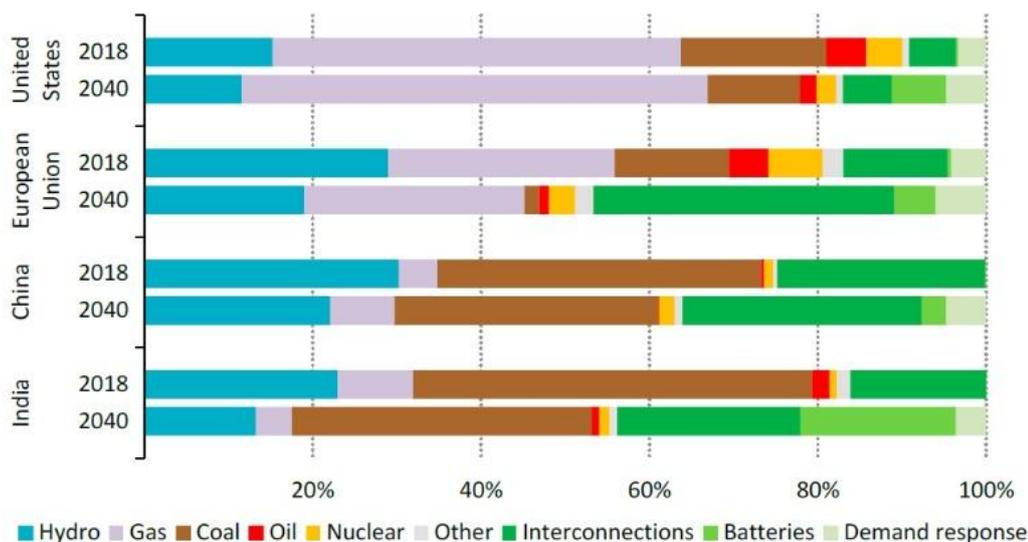


Figura 3: Fontes de flexibilidade por região global.

Fonte: IEA (2019).

Apesar das oscilações conjunturais – como consequência dos impactos da pandemia de COVID-19 – nos setores industrial (oscilação negativa) e residencial (oscilação positiva), a IEA estima que a RD irá alcançar uma potência global de 1.500 TWh em 2030. Somente os edifícios residenciais responderiam por 40% deste valor. A entidade também afirma que, apesar de usufruir de uma participação baixa na potência global da RD (cerca de 600 TWh), o setor de transportes poderá desempenhar um papel importante para o recurso a partir do carregamento de VE nas residências, locais de trabalho, estacionamentos, depósitos etc. Para isso, serão necessários investimentos e evolução nos campos da digitalização e automação. Além disso, a implementação da RD perpassa a instalação e utilização de medidores inteligentes, a fim de viabilizar o monitoramento, gerenciamento e digitalização do consumo, além de permitir a comunicação entre consumidores e operadores da rede.

4. Desdobramentos

A crescente integração dos REDs no sistema elétrico implica em maiores desafios para o planejamento e operação do setor. Ao mesmo tempo, suscitam novas possibilidades de modelos de negócios e serviços. Os REDs podem ser integrados à rede e fornecer serviços de flexibilidade localmente para resolver questões relacionadas à regulação de tensão, qualidade de energia e congestionamento da rede de distribuição. No entanto, a implementação de um desenho de mercado e o estabelecimento de uma estrutura regulatória transparente e robusta são requisitos primordiais.

Alinhadas à necessidade de estabelecer uma rede elétrica flexível, resiliente, eficiente, econômica e confiável, as redes elétricas inteligentes encontram-se em intenso desenvolvimento, contribuindo para a integração e gerenciamento dos REDs. Além disso, a resiliência do sistema é ampliada pelas redes inteligentes, a partir da identificação de problemas, rápida resposta e recuperação do sistema, minimizando o tempo de inatividade, assim como as perdas financeiras associadas.

A integração dos REDs ao sistema elétrico constitui objeto de estudo e de projetos pilotos. Estes visam analisar os diferentes desenhos de mercado, modelos de negócios e impactos na operação do sistema. Dentre os desenhos de mercado, os REDs apresentam o

potencial de participação em mercados atacadistas de eletricidade, mercados de serviços ancilares e mercados de capacidade. Os modelos de negócios que permitem a agregação dos REDs tornam possível coordenar o comportamento de muitos dispositivos distribuídos, que podem se comportar como usinas de energia virtuais. A exposição de REDs a sinais de preços de mercado, por sua vez, aumentaria a flexibilidade do lado da demanda e aumentaria os fluxos de receita para os proprietários de ativos. A implementação de novos modelos tarifários com a integração dos recursos energéticos distribuídos a partir da liberalização do mercado também passa a ser outro desafio.

Os sistemas digitais apoiarão esse processo, melhorando o monitoramento dos dispositivos finais e a integração de dados entre os sistemas das concessionárias. A cooperação e coordenação entre os operadores do sistema de transmissão e distribuição no sistema elétrico torna-se fundamental para aproveitar as crescentes opções de flexibilidade disponíveis em um sistema descentralizado.³² Essa integração de tecnologias, soluções para o consumidor e direcionadores de políticas e regulações constituem pontos chave para uma maior integração dos REDs ao sistema, como mostra a Figura 7.

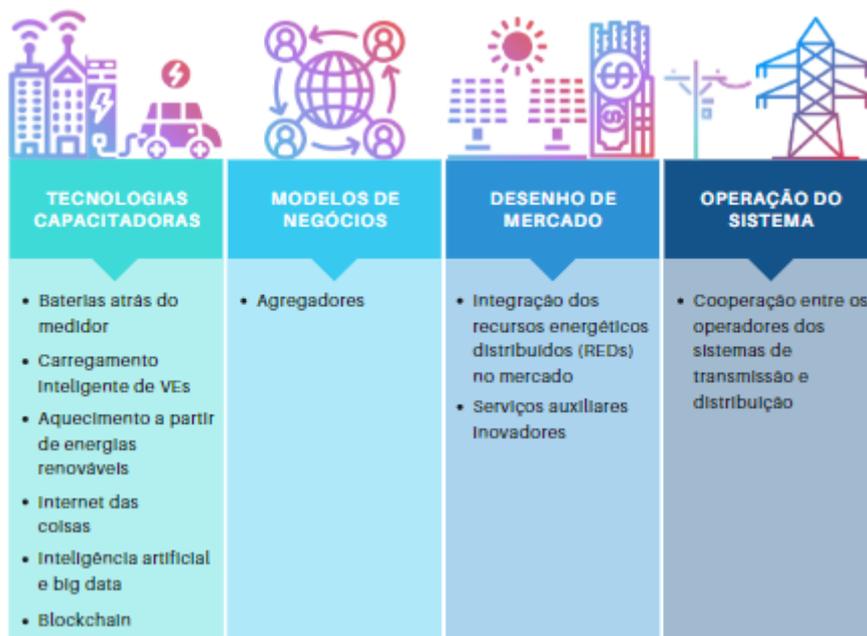


Figura 7: Eixos de atuação para a integração dos recursos energéticos distribuídos na rede.

Fonte: Adaptado de IRENA (2019c).

A recarga de veículos elétricos em baixas concentrações não apresenta sérios desafios para a rede. No entanto, o agrupamento de carregamento de VEs, como frotas elétricas concentrados em uma determinada área, ou em casos de existência de carregamentos de alta potência pode-se resultar em congestionamento local da rede elétrica. O carregamento simultâneo em horário de pico, por exemplo, implicaria em novos investimentos na infraestrutura da concessionária.³³ Diante disso, o carregamento inteligente e a integração dos veículos à rede se configura como ferramenta importante. O V2G ao possibilitar o fornecimento da energia do veículo para a rede auxilia em um aumento da confiabilidade do sistema, no fornecimento de serviços ancilares, na redução do custo geral do sistema e maior

³² IRENA, 2019c.

³³ LEAL *et al.*, 2022.

sustentabilidade ambiental. Apesar desse potencial, a recarga bidirecional ainda está em fase de testes, com um número crescente de projetos pilotos. Outras tecnologias de fluxos bidirecionais como *Vehicle-to-home* (V2H) e *Vehicle-to-Business* (V2B) também são foco de projetos pilotos.

A inserção em larga escala de GD pode gerar perturbações técnicas na rede de distribuição. Dessa forma, são necessários estudos de planejamento e investimentos em novas tecnologias para gerenciar, monitorar e garantir a qualidade de serviços ancilares.³⁴

No caso do armazenamento de energia, os sistemas de baterias têm o potencial de contribuir enormemente para a integração das energias renováveis ao mix de geração dos países, auxiliando a reduzir as emissões de carbono. No entanto, ainda que o avanço tecnológico e uma redução nos custos seja uma tendência verificada, é necessário planejar de forma estratégica a implantação destes novos sistemas, já que se trata de uma solução que depende fortemente das características e necessidades de cada sistema elétrico considerado.

A resposta da demanda, por sua vez, está atrelada a uma série de produtos, modelos de negócio e tipologias de consumidores distintas. A flexibilidade e versatilidade possibilitados por este recurso é capaz de gerar benefícios sistêmicos e vantagens econômicas a partir de diferentes configurações de oferta (por parte dos operadores) e demanda (a partir do perfil de uso dos consumidores). Trata-se, portanto, de um importante recurso para melhoria da eficiência técnico-econômica dos sistemas elétricos. No entanto, a resposta da demanda está atrelada aos estudos de implementação de diferentes incentivos e modelos tarifários.

É possível identificar que a sinergia entre os diversos agentes do setor elétrico e as diferentes esferas do governo no processo de integração dos REDS na rede torna-se relevante. Os modelos financeiros devem analisar os impactos técnicos e econômicos da difusão de RED, considerando as distribuidoras, os consumidores, o governo (impostos e tributos), principalmente nos aspectos sociais (aumento do nível de emprego e renda) e ambientais (redução de emissões de gases de efeito estufa).³⁵

Em suma, as inovações tecnológicas no setor elétrico apresentam a potencialidade de construção de uma economia de baixo carbono, desenvolvimento de novas cadeias produtivas, redução da dependência da importação de combustíveis fósseis e empoderamento do consumidor. No entanto, implicarão em novos desafios operacionais, de desenho de mercado e novos modelos de negócio. Estes desafios e suas soluções devem ser foco de estudo e experiências dos agentes envolvidos no setor, nomeadamente, os formuladores de políticas públicas, empresas de energia e academia, de modo a construir um setor elétrico cada vez mais eficiente, sustentável e resiliente.

5. Considerações Finais

Os REDs terão papel fundamental na modernização dos setores elétricos ao redor do mundo e no processo de transição energética. Os veículos elétricos, a geração distribuída, os sistemas de armazenamento de energia e a resposta da demanda constituem tecnologias disruptivas, as quais irão promover uma maior participação dos consumidores no setor de energia, revolucionar a relação com os operadores do sistema e exigir um novo tipo de planejamento estratégico por parte dos agentes do setor. Os impactos destas tendências podem ser mais positivos (ou negativos) para agentes e consumidores, dependendo dos incentivos oferecidos pela regulação.

34 GOUVÊA, 2019.

35 GOUVÊA, 2019.

Apesar dos impactos e incertezas provocados pela pandemia de COVID-19, as perspectivas de longo prazo para os recursos energéticos distribuídos se mantêm promissoras. A tendência é que a difusão ocorra em maior ou menor escala a depender do nível de maturidade das tecnologias e do suporte oferecido por políticas de incentivo. Nesse cenário, as empresas de distribuição de energia elétrica precisam realizar planejamento para o médio e longo prazo, dado que os RED estão conectados nas redes de distribuição ou nas instalações dos consumidores.

A integração dos REDs no sistema elétrico poderá proporcionar uma operação eficiente e otimização dos ativos, a partir da menor necessidade de infraestrutura nova, maiores reduções de custos, mitigação de impactos ambientais do sistema elétrico e mitigação de riscos de desabastecimento de energia elétrica. As entidades públicas e privadas vinculadas ao setor possuem como desafio o emprego de esforços para garantir a integração dos REDs de forma a garantir um sistema elétrico confiável, resiliente e sustentável, promovendo concomitantemente, a geração de novos empregos ao longo da cadeia produtiva e o desenvolvimento econômico sustentável.

Referências

BRIGATO, J. Quais são os 10 carros mais baratos do Brasil. *Auto+*, 11 mai. 2022. Disponível em: <https://www.automaistv.com.br/quais-sao-os-carros-mais-baratos-do-brasil/>. Acesso em: 11 jul. 2022.

NERY, E. Quais são os carros elétricos mais baratos do Brasil? *Autoesporte*, 17 jun. 2022. Disponível em: <https://autoesporte.globo.com/eletricos-e-hibridos/noticia/2022/06/quais-sao-os-carros-eletricos-mais-baratos-do-brasil.ghtml>. Acesso em: 11 jul. 2022.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE – BNEF. *Battery Pack Prices Fall to an Average of \$132/kWh, But Rising Commodity Prices Start to Bite*. 2021. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-to-an-average-of-132-kwh-but-rising-commodity-prices-start-to-bite/>

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE – BNEF. *Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade*. 2019. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>.

DELOITTE. *New market. New entrants. New challenges. Battery Electric Vehicles*. 2017.

DOE. *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*, U.S. Department of Energy, n. February, p. 122, 2006.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA. *World Energy Outlook Annual Energy Outlook 2020: with projections to 2050*. Washington: Office Of Energy Analysis, 2019. 81 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. *Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético, No EPE-DEE-NT-022/2019-r0*, p. 51, 2019.

EUROPEAN COMMISSION. *Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system*. 2015. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5469759000%20Effective%20integration%20of%20DER%20Final%20ver%202_6%20April%202015.pdf.

FERC. *Assessment of Demand Response and Advanced Metering*, 2019.

FERC. *A National Assessment of Demand Response Potential*, 2009.

GOUVÊA, A. R. *Uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil*. Dissertação (Mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *World Energy Outlook 2019*. Paris: IEA, 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Global EV Outlook 2020. Entering the decade of electric drive?* Paris: IEA, 2020a. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/af46e012-18c2-44d6-becd-bad21fa844fd/Global_EV_Outlook_2020.pdf

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *World Energy Outlook 2020*. Paris: IEA, 2020b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Annual energy storage additions by country, 2015-2020*. Paris: IEA, 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-energy-storage-additions-by-country-2015-2020>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *Energy Storage*. Paris: IEA, 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energy-storage>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. *World Energy Outlook 2022*. Paris: IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. *Renewable Capacity Statistics 2022*. 2022. Disponível em: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf. Acesso em: 11 de jul. 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. *Innovation Landscape Brief: Behind-the-meter batteries*. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos: IRENA, 2019a.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. *Solar Costs*. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos: IRENA, 2019b. Disponível em: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Solar-Costs>.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*. Abu Dhabi: IRENA, 2019c.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. *Solar Energy Data*. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos: IRENA, 2022. Disponível em: <https://www.irena.org/solar>.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos: IRENA, 2017.

LEAL, L. M. et al. 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, mai. 2022.

PORTALUPPI, A. *País por país, los números del 2021 en infraestructura de carga para vehículos eléctricos en Latinoamérica*. Portal Movilidad, 2021. Disponível em: <https://portalmovilidad.com/pais-por-pais-los-numeros-del-2021-en-infraestructura-de-carga-para-vehiculos-electricos-en-latinoamerica/>. Acesso em: 11 jul. 2022.

SANGUESA, J. A. et al. A Review on Electric Vehicles: Technologies and Challenges. *Smart Cities 2021*, v. 4, p. 372–404.

STATISA. *Number of publicly available electric vehicle chargers (EVSE) in 2021, by major country and type*. 2021. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/571564/publicly-available-electric-vehicle-chargers-by-country-type/>. Acesso em: 11 jul. 2022.

TRACTEBEL. *European smart metering benchmark - Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28*, n. June, p. 1-128, 2019. Disponível em: [https://www.vert.lt/SiteAssets/teises-aktai/EU28 Smart Metering Benchmark Revised Final Report.pdf](https://www.vert.lt/SiteAssets/teises-aktai/EU28_Smart_Metering_Benchmark_Revised_Final_Report.pdf).

VIEIRA, M. et al. *Análise de Políticas Públicas para Veículos Elétricos*. Texto de Discussão do Setor Elétrico n° 101. 2021. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/50_vieira_2021_05_10.pdf . Acesso em: 11 jul. 2022.

WORLD ENERGY COUNCIL – WEC. *World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050*. Switzerland: WEC, 2013.

WOOD MACKENZIE. *Electric car forecast 2040*. Disponível em: <https://www.woodmac.com/our-expertise/capabilities/electric-vehicles/2040-forecast/>.