



Revisão Bibliográfica Sobre Recursos Energéticos Distribuídos

Subproduto 1.1

Elaborado para a GIZ



Março de 2020



Por meio da:



Nº do Contrato: 83338036

Sumário

1 INTRODUÇÃO.....	6
2 CONCEITOS.....	8
2.1 Geração Distribuída	9
2.2 Armazenamento Distribuído	10
2.3 Veículos Elétricos.....	10
2.4 Resposta da Demanda.....	11
2.5 Usinas Virtuais	13
2.6 Microrredes	15
3 TECNOLOGIAS EM USO.....	18
3.1 Geração Distribuída	18
3.2 Armazenamento Distribuído	20
3.3 Veículos Elétricos.....	22
3.4 Resposta da Demanda.....	24
3.5 Usinas Virtuais	25
3.6 Microrredes	26
4 POTENCIAIS IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO	29
4.1 Geração Distribuída	29
4.2 Armazenamento Distribuído	31
4.3 Veículos Elétricos.....	34
4.4 Resposta da Demanda.....	37
5 AMBIENTES REGULATÓRIOS E MODELOS DE NEGÓCIOS PARA RED.....	40
5.1 Modelos de Negócios para RED	40
5.1.1 Geração Distribuída	41
5.1.2 Armazenamento Distribuído	49
5.1.3 Resposta da Demanda e Gestão de Energia	53
5.1.4 Veículos Elétricos	55
5.1.5 Usinas Virtuais	62
5.1.6 Microrredes.....	66
5.2 Modelos de Negócios para as Distribuidoras	75
5.3 Ambiente Regulatório para Convivência com os RED	84
5.3.1 Marco Regulatório para Integração dos RED	85
5.3.2 Modelos Regulatórios e de Remuneração	91
5.3.3 Modelos Tarifários.....	114
6 CONCLUSÃO	123
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	130

APÊNDICE I – <i>BLOCKCHAIN</i>	143
APÊNDICE II – DETALHAMENTO DA PROPOSTA DE JENKINS E PÉREZ-ARRIAGA (2015) PARA ABORDAGENS REGULATÓRIAS NO CASO DE ELEVADA PENETRAÇÃO DE RED	147

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Capacidade Instalada e Projeção de Capacidade Instalada de GD Solar no Mundo	20
Gráfico 2 – Emprego de Tecnologias de Armazenamento entre 2011 e 2016	22
Gráfico 3 – Número de Estações de Recarga de Veículos Leves no Mundo.....	24
Gráfico 4 – Projeções de Carga Líquida da Califórnia entre 2014 e 2020.....	31
Gráfico 5 – Capacidade Instalada de Armazenamento de Energia ao Redor do Mundo	34
Gráfico 6 - Número de Veículos Elétricos Empregados pelo Mundo.....	35
Gráfico 7 – Carga em kW de Circuito Alimentador que Atende a 150 Residências, com 2 veículos por domicílio, com 25% de Penetração de VE com Relação ao Total de Automóveis (kW)	36

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Principais Fontes e Tecnologias Aplicadas em Geração Distribuída....	18
Tabela 2 – Dados sobre a aplicação de Geração Distribuída no Brasil	19
Tabela 3 – Principais Tecnologias Utilizadas no Armazenamento de Energia	20
Tabela 4 – Tipos de Recarga de Veículos Elétricos	23
Tabela 5 – Aplicação de Tecnologias de Armazenamento por Tipo de Serviço Ancilar.....	32
Tabela 6 – Informações Técnicas dos Sistemas de Armazenamento de Acordo com o Serviço	33
Tabela 7 – Modelos de Negócios de Distribuidoras Identificados por RMI (2016) 79	

Tabela 8 – Propostas para Alteração das Funções das Distribuidoras e Estrutura Organizacional do Setor Elétrico.....	124
Tabela 9 - Pontos a Serem Considerados para Implementação de Marco Regulatório para Integração dos RED	125
Tabela 10 – Propostas para Aprimoramento dos Modelos Regulatórios.....	127
Tabela 11 – Alternativas Tarifárias Identificadas pelos Autores para os RED.....	129

Lista de Figuras

Figura 1 – Funcionamento de uma Usina Virtual.....	14
Figura 2 – Microrrede Operando em Estado Ilhado	15
Figura 3 – Arquitetura de Funcionamento de uma Microrrede	27
Figura 4 – Exemplos possíveis mudanças nas Curvas de Carga causadas por programas de Resposta da Demanda	38
Figura 5 – Arquiteturas dos Modelos de Negócio de Geração Distribuída.....	42
Figura 6 – Arquitetura de Modelos de Negócio de Fornecimento de Sistemas de Geração Distribuída	44
Figura 7 – Arquitetura de Modelo de Negócio de Fornecimento de Sistemas de Geração Distribuída de Grande Porte para Distribuidoras.....	45
Figura 8 – Arquitetura de Modelos de Negócio de Condomínios Solares	46
Figura 9 – Estrutura Geral de Modelos de Negócios de Geração e Armazenamento Distribuídos para Co-otimização da Carga de Usuários e Operação do Sistema.	47
Figura 10 – Estrutura Geral de Modelos de Negócios de Geração e Armazenamento Distribuídos para Otimização da Carga de Usuários.....	48
Figura 11 – Arquiteturas dos Modelos de Negócios para Armazenamento Distribuído.....	49
Figura 12 – Estrutura Geral de Modelo de Negócios de Armazenamento de Energia para Serviços de Rede	50
Figura 13 – Estrutura Geral do Modelo de Negócios de Armazenamento de Energia para Otimização da Carga de Usuários Finais.....	51

Figura 14 – Estrutura Geral do Modelo de Negócio de Armazenamento de Energia para Co-otimização da Carga de Usuários e da Operação do Sistema.....	52
Figura 15 – Estrutura Geral do Modelo de Negócios de Venda de Capacidade no Mercado e de Resposta da Demanda.....	54
Figura 16 – Fluxo de Pagamento entre os Agentes em um Modelo de Recarga Residencial	58
Figura 17 - Fluxo de Pagamento entre os Agentes no Modelo de Recarga em Locais Públicos	59
Figura 18 - Fluxo de Pagamento entre os Agentes no Modelo de Recarga em Locais Privados com Acesso Público	60
Figura 19 – Modelos de Negócios e Participação do Mercado das Usinas Virtuais	64
Figura 20 – Esquema Sintetizado de um Modelo de Negócios para Usina Virtual.....	65
Figura 21 – Modelo <i>Ownership</i> Esquematizado.....	69
Figura 22 – Modelo DBOOM Esquematizado.....	71
Figura 23 – Modelo de Contrato de O&M por Terceiros Esquematizado.....	71
Figura 24 – Estágios de Atuação da Distribuidora com o Aumento da Penetração de RED	76
Figura 25 – Atuação do Operador da Plataforma de Mercado	84
Figura 26 - Projeção Consumo e Demanda de Pico de Energia Elétrica no Estado de Nova Iorque.....	96
Figura 27 - Representação da Depreciação Acelerada e Linear.....	100
Figura 28 – Etapas da Construção do Modelo de Rede de Referência Espanhol	104
Figura 29 – Matriz IQI	110
Figura 30 - Uso Mensal de Energia e Demanda de Pico de uma Estação de Recarga de Acesso Público	121

1 Introdução

O setor elétrico mundial passa, atualmente, por profundas transformações que impactam a sua configuração tradicional, apoiada em um sistema centralizado de geração de energia com fluxos unidirecionais em direção aos consumidores finais. Estas mudanças estão sendo impulsionadas pela difusão dos recursos energéticos distribuídos (RED). O avanço tecnológico dos sistemas de comunicação e medição inteligente e a crescente penetração dos RED têm incentivado a descentralização dos sistemas elétricos e um comportamento mais ativo por parte dos usuários, que podem agora gerenciar suas demandas e injetar energia na rede em diferentes partes, tanto na baixa tensão como na média tensão.

Para acompanhar o ritmo da transformação do setor de energia elétrica e das necessidades dos clientes, as distribuidoras precisarão ajustar suas funções atuais e modificar seus procedimentos operacionais. Em seu novo papel, as distribuidoras poderão, caso permitido na regulamentação, operar os RED e fornecer serviços que busquem a integração eficiente e equitativa dos recursos energéticos distribuídos no setor elétrico. A utilização dos serviços de RED representa uma solução alternativa a novos investimentos em ativos de rede que poderão ser evitados ou adiados.

A difusão dos RED cria novos modelos de negócios com a participação de diversos agentes no setor elétrico, incluindo novos participantes, como os agregadores, que podem atuar nesses novos arranjos comerciais, caso a regulamentação permita. Logo, são necessários aperfeiçoamentos no ambiente regulatório vigente para propiciar a integração dos RED e o funcionamento dos modelos de negócios envolvendo esses recursos de modo a preservar a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de energia elétrica e, ao mesmo tempo, não onerar sobremaneira os consumidores e *prosumidores*.

Quando se trata de aprimoramentos do ambiente regulatório, devem ser avaliadas duas linhas de atuação. Uma primeira requer a revisão da política energética do país, com consequente revisão do marco legal e regulatório. Outra se refere ao âmbito regulatório, com revisão do regime regulatório, dos modelos de remuneração e dos modelos tarifários.

Diversas iniciativas de estudos e discussões sobre a modernização do setor elétrico vem sendo realizadas pelos agentes setoriais. Destacam-se a Consulta Pública nº 33/2017 do Ministério de Minas e Energia (MME) e o Grupo de Trabalho para Modernização do Setor Elétrico criado pelo MME através da Portaria nº 187/2019.

Este documento tem como objetivo geral buscar referenciais teóricos que embasem as propostas de aperfeiçoamento para o modelo regulatório brasileiro visando a integração dos RED. Ele encontra-se dividido em seis seções, incluindo esta introdução. A segunda seção define cada um dos Recursos Energéticos Distribuídos e outros sistemas que utilizam RED como microrredes e usinas virtuais. A terceira descreve as tecnologias utilizadas por esses recursos. Já a quarta seção apresenta os seus potenciais impactos no sistema elétrico. A quinta seção primeiramente apresenta os principais modelos de negócios para RED e para as distribuidoras e em seguida mostra as principais propostas ou aspectos a serem considerados para aprimoramento do modelo regulatório de modo a facilitar a integração dos RED. Por fim, a última seção traz as conclusões sobre as principais recomendações realizadas por referenciais teóricos para possibilitar a integração dos RED ao sistema elétrico.

2 Conceitos

Não há uma única definição para o termo Recursos Energéticos Distribuídos (RED). O MIT (2016), os definem como qualquer recurso localizado no sistema de distribuição com capacidade de fornecer serviços de eletricidade. Já a Comissão Federal de Regulação de Energia (*Federal Energy Regulatory – FERC*) considera RED quaisquer pequenos recursos de geração geograficamente dispersos localizados na rede de distribuição (FERC, 2018). O Operador Independente do Sistema de Eletricidade (*Independent System Electric Operator – IESO*) da província de Ontário no Canadá, por sua vez define os RED como recursos de geração de eletricidade ou cargas controláveis conectadas a um sistema de distribuição local ou a uma instalação localizada dentro do sistema de distribuição local (IESO, 2020). Por fim, a União de Redes de Energia (*Energy Networks Association – ENA*) do Reino Unido os classifica como pequenos recursos de geração, demanda, ou armazenamento conectados à rede de distribuição (ENA, 2020).

Essas diferentes definições derivam de não existir um consenso sobre que tecnologias e serviços compõem os RED (MIT, 2016; FERC, 2018). FERC (2018) considera que são recursos energéticos distribuídos os empreendimentos de geração de energia elétrica conectados à rede de distribuição, sistemas de armazenamento distribuído de energia e programas de eficiência energética e de resposta da demanda. A Agência Australiana de Energia Renovável (*Australian Renewable Energy Agency – ARENA*) e a Comissão Australiana de Mercados de Energia (*Australian Energy Market Commission – AEMC*) também consideram veículos elétricos e medidores inteligentes como RED (ARENA, 2018; AEMC, 2020).

MIT (2016) alerta para essas diferenças na classificação dos RED e considera geração distribuída, armazenamento distribuído, e resposta de demanda como RED. Esta última em particular, como aponta EPE (2019), costuma ser tratada juntamente com medidas de eficiência energética como um único subconjunto no grupos dos recursos energéticos distribuídos. Os veículos elétricos, por poderem ser enxergados como cargas flexíveis ligadas à rede de distribuição e por terem a

capacidade de ofertarem serviços de rede, também podem ser classificados como recursos energéticos distribuídos (MIT, 2016). Diante do exposto, serão definidos nas seções a seguir os conceitos de geração distribuída, armazenamento distribuído, veículos elétricos e resposta da demanda. Além disso, também serão definidos os conceitos de Usinas Virtuais e Microrredes, uma vez que as atividades e modelos de negócios desenvolvidos nesses sistemas são essencialmente dependentes da implementação de RED.

2.1 Geração Distribuída

Em geral, a geração distribuída (GD) pode ser definida como a geração de energia elétrica a partir de pequenas plantas produtoras instaladas em pontos próximos às unidades consumidoras e conectadas diretamente ou indiretamente aos sistemas de distribuição, através das instalações dos consumidores¹. Esses empreendimentos de geração podem utilizar combustíveis fósseis ou fontes renováveis, como plantas fotovoltaicas em maior escala e eólicas ou pequenas centrais hidrelétricas em menor escala (ANEEL, 2016; PICCIARIELLO et al., 2015a). A geração distribuída pode ser usada para o autoconsumo ou ser injetada pelo *prosumidor*² na rede de distribuição.

A energia excedente injetada pelo *prosumidor* geralmente é compensada por esquema *net metering* ou por tarifas *feed-in*. O *net metering* consiste em oferecer pagamentos ou créditos em casos que a injeção é maior que o consumo de energia. Por sua vez, as tarifas *feed-in*, são definidas por Dusonchet e Telaretti (2015) como a aplicação de um prêmio adicional em relação preço de mercado para cada kWh injetado na rede.

¹ A maior parte dos estudos mencionam a GD local, isto é, instalada dentro da unidade consumidora beneficiada pelo excedente da autogeração. Contudo, é possível também haver geração distribuída mais afastada da carga, como nos casos da geração compartilhada e do autoconsumo remoto.

² Com a difusão dos recursos energéticos distribuídos, muitos consumidores estão se tornando o que alguns autores chamam de “*prosumidores*” (termo derivado do inglês, “*prosumer*”), isto é, um usuário da rede de distribuição que pode tanto produzir como consumir energia elétrica.

A Geração Distribuída pode ser útil para atendimento à demanda de ponta ou para operação em períodos de blecaute. Os *prosumidores* também podem contribuir para aumentar a oferta de energia elétrica em regiões remotas, onde a geração por plantas convencionais, tipicamente centralizadas, incorrem em elevados custos de investimentos em redes de transmissão e distribuição.

2.2 Armazenamento Distribuído

Os sistemas de armazenamento distribuído são tecnologias e dispositivos que armazenam energia para sua utilização em um momento posterior, reduzindo o consumo da eletricidade proveniente da rede de distribuição. Esses sistemas podem aumentar a segurança energética e otimizar a operação dos sistemas de fornecimento de energia. Além disso, utilização de baterias, uma das maneiras de se armazenar de maneira distribuída a energia, permite a disponibilização do acesso à energia elétrica em regiões remotas ou não conectadas à rede.

O armazenamento distribuído possibilita a criação de novas formas de negócio entre consumidores e distribuidoras de energia elétrica. Algumas tecnologias de armazenamento já se encontram em estado avançado de aplicação e já são utilizadas comercialmente.

2.3 Veículos Elétricos

O conceito de veículos elétricos (VE) engloba toda a gama de veículos leves com a finalidade de transportar passageiros ou carga, movidos inteira ou parcialmente por energia elétrica armazenada em baterias internas recarregáveis. Podem ser considerados VE os automóveis puramente elétricos, também chamados de veículos elétricos a bateria (VEB) e os veículos híbridos plug-in (VEHP).

No que diz respeito ao processo de recarga, existem dois tipos de conexões: Carregamento Inteligente (*Smart Charging-V1G*) e Veículo para a Rede (*Vehicle to Grid - V2G*). O processo de recarga mais utilizado atualmente é o V1G, que consiste em realizar o carregamento das baterias dos veículos elétricos de maneira

controlável, com a possibilidade de ser realizada com quatro velocidades distintas: recarga lenta, recarga semirrápida, recarga rápida ou recarga ultrarrápida.

O desenvolvimento da tecnologia V2G pode permitir que a energia acumulada nas baterias dos veículos seja injetada de forma controlada em sistemas de energia elétrica, possibilitando a alimentação de uma residência ou da rede da distribuidora. Dessa forma, a tecnologia V2G estenderia os conceitos da tecnologia V1G para aplicações que lidam com fluxo bidirecional de energia, ou seja, seria capaz de controlar tanto o processo de injeção quanto o processo de recarga.

Ainda que o desenvolvimento da tecnologia V2G esteja em um estágio inicial (EPE, 2019), ela tem o potencial de intensificar a atuação de veículos elétricos como RED ao possibilitar a injeção na rede de energia proveniente das baterias dos VE em momentos de de grande demanda e congestionamento da infraestrutura de distribuição (RMI, 2016). Dessa forma, no futuro veículos elétricos podem vir a ter comportamento semelhante ao de uma fonte de geração e/ou armazenamento de energia.

2.4 Resposta da Demanda

A Resposta da Demanda consiste na aplicação de mecanismos de gerenciamento do consumo de energia elétrica de clientes em resposta às condições de oferta da energia e/ou da infraestrutura de rede. Através dela, usuários participam de maneira ativa da operação do sistema elétrico, reduzindo ou remanejando o consumo de energia elétrica durante o horário de pico ou em eventos críticos do sistema, e assim contribuindo na postergação de investimentos que poderiam encarecer o serviço.

Segundo Thomas et al. (2008), os programas de resposta da demanda podem ser definidos como programas baseados em incentivos³ ou em preços⁴. Os autores descrevem a primeira opção como programas em que o gerenciamento de demanda é feito por meio da aplicação de descontos ou penalidades em troca de

³ Ou Despacháveis.

⁴ Ou Não-Despacháveis.

redução da demanda dos consumidores quando solicitado pelo operador do sistema ou distribuidora. As seguintes práticas são citadas como pertencentes aos programas baseados em incentivos:

- **Controle Direto de Carga:** programa em que o operador desliga ou opera remotamente equipamentos elétricos (como aparelhos de ar condicionado ou aquecedores de água). Este programa é usualmente aplicado para o setor residencial e pequenos usuários comerciais;
- **Fornecimento contratual interrompível:** programa em que grandes clientes comerciais e industriais recebem descontos ou créditos por concordarem em reduzir a demanda quando solicitados pelo operador;
- **Mercados de capacidade:** programas em que consumidores oferecem reduções de carga aos mercados de capacidade como substituto da geração convencional;
- **Serviços Ancilares:** programas em que usuários oferecem redução de suas cargas no mercado atacadista através de reservas operacionais ou operação em modo de *stand-by*.
- **Programas de Emergência:** programas em que os usuários são pagos para reduzir voluntariamente a carga em casos de diminuição da oferta de energia.

No que concerne aos programas baseados em preços, estes são descritos por Thomas et al. (2008) como programas que aplicam tarifas variantes no tempo com o objetivo de induzir mudanças no perfil de carga de energia elétrica. Neste tipo de programa, o consumidor responde a sinais de preços sem participar ativamente do mercado de energia. Os seguintes tipos de tarifas e práticas são considerados por Thomas et al. (2008) como pertencentes ao programa baseados em preços:

- **Time of Use (TOU):** tarifas que aplicam preços distintos pré-estabelecidos durante diferentes períodos do dia (tipicamente divididos em períodos de ponta e fora-ponta). A divisão dos períodos é normalmente realizada em função da variação do preço de energia ao longo do dia;
- **Real Time Pricing (RTP):** tarifas em que os preços variam para refletir as condições enfrentadas em tempo real no mercado atacadista de energia. Os consumidores são usualmente informados sobre os valores das tarifas com

antecedência que variam de forma diária ou horária. Este modelo tarifário reflete para os consumidores o custo da energia e do sistema de maneira mais acurada e, assim, oferece maiores incentivos para redução e modulação da carga. No entanto, esta opção exige maior engajamento e monitoramento do consumidor;

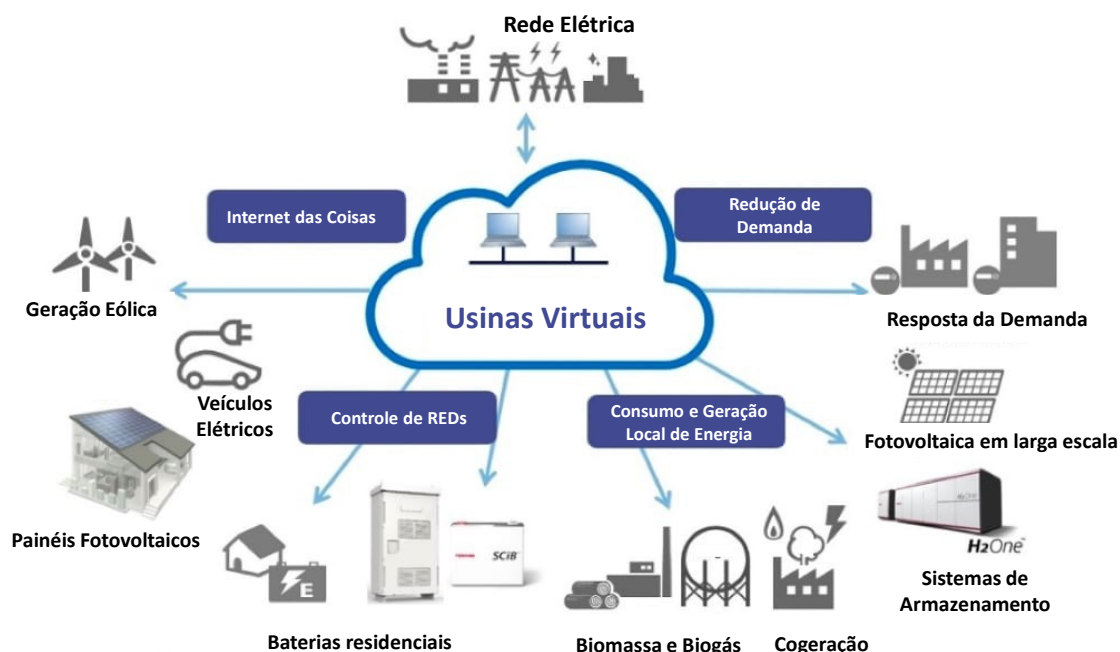
- **Critical Peak Pricing (CPP):** consiste na aplicação de tarifas que aumentam o preço significativamente durante eventos críticos. Tipicamente, o número de horas por ano em que as tarifas são mais elevadas é limitado. Além disso, os participantes de programas de CPP são informados geralmente com um dia de antecedência da ocorrência de um evento crítico;
- **Peak Time Rebate (PTR):** os consumidores são beneficiados por meio da aplicação de créditos ou descontos para reduzirem o consumo durante um evento crítico. Se os clientes não reduzirem a demanda, nesses períodos, simplesmente pagam a tarifa sem o desconto, que também é aplicada nas horas do dia que não são de período crítico;

2.5 USINAS VIRTUAIS

Usinas Virtuais podem ser definidas como conjuntos de recursos energéticos – em particular unidades de geração, consumidores com carga flexível e, eventualmente, sistemas de armazenamento de energia – localizados em diferentes pontos da rede de distribuição e operados conjuntamente por um operador ou agregador (Ropuszyńska-Surma e Węglarz, 2019; Basterra e Ozamiaz, 2020). Trata-se, portanto, de um sistema que ajusta a geração e a carga segundo as flutuações de demanda e os sinais de preços. Em outra definição, Usinas Virtuais são sistemas que agregam *software* e redes inteligentes⁵ para despachar remotamente diversos recursos energéticos distribuídos (Tejera, 2019).

A Figura 1 ilustra o funcionamento de uma Usina Virtual.

⁵ Tratam-se de redes elétricas dotadas de sensoriamento e medição e integradas a sistemas de informação, telecomunicação e automação de forma a aumentar sua capacidade de atender a recursos energéticos distribuídos com alta confiabilidade, baixo impacto ambiental e de maneira compatível com novos mercados de energia.



Fonte: Adaptado de Powerpulse.net (2019).

Figura 1 – Funcionamento de uma Usina Virtual

A primeira definição enfatiza a necessidade de existir um operador ou agregador que pode oferecer os seguintes serviços à rede e aos demais participantes da usina virtual:

1. Comercializar a energia ou potência disponibilizada, usando para isso previsões do tempo, projeções de carga e dados em tempo real para ajustar as ofertas;
2. Controlar oferta e demanda de energia e de potência em resposta aos sinais de preço; e
3. Prover capacidade ao operador do sistema durante períodos de pico.

A segunda definição destaca a existência de uma central de controle do operador ou agregador que, através de *softwares* e sistemas de telecomunicação, deve monitorar e operar de forma coordenada as redes inteligentes e os demais RED de propriedade dos outros participantes da Usina Virtual. De acordo com Asmus (2010), as Usinas Virtuais podem ser enxergadas como uma “Internet de energia”, que “utiliza as redes existentes para personalizar serviços de oferta e demanda de energia elétrica para um consumidor, maximizando o valor tanto para o usuário final quanto para a distribuidora por meio de inovações de *software*”.

2.6 MICRORREDES

Microrredes são sistemas de distribuição com cargas e recursos energéticos distribuídos que operam de maneira autônoma e funcionam de maneira isolada ou em paralelo à rede da distribuidora (Asmus, 2010; Falcão, 2018). A possibilidade de se desconectar da rede da distribuidora e operar de forma “ilhada” da rede principal, talvez seja a principal característica de uma microrrede. Por sua autonomia e capacidade, uma microrrede é enxergada pelo sistema de distribuição como um único agente, independentemente da quantidade de cargas e RED que existam nela. A Figura 2 mostra o processo de ilhamento de uma microrrede.



Fonte: Drizard et al (2017).

Figura 2 – Microrrede Operando em Estado Ilhado

Segundo Drizard et al (2017) o processo de ilhamento de uma microrrede pode ser realizado de duas formas:

- i. O ilhamento programado é determinado pelo agente responsável pelo gerenciamento da rede de distribuição para manter o equilíbrio entre cargas e a geração ou para fins de manutenção. Este tipo de ilhamento possui geralmente duração de algumas horas e a preparação para sua realização é iniciada no dia anterior. A microrrede é desconectada da rede de distribuição local de forma a não gerar interrupções ou perturbações para os consumidores.
- ii. O ilhamento imprevisto consiste em fornecer energia em caso de queda de energia. A duração neste tipo de ilhamento depende da duração da falha,

das características da geração existente na microrrede e da carga do sistema de armazenamento.

A reconexão e sincronização com a rede de distribuição sempre ocorrem de maneira planejada a fim de não gerar novas interrupções ou problemas na rede. A possibilidade de realizar ilhamentos e reconexões seguras e praticamente imperceptíveis aos consumidores é consequência dos avanços nas tecnologias de armazenamento de energia – que permite o rápido acionamento de baterias durante o acionamento dos geradores (Lopes, 2017) – e em inversores, que possibilitam que os RED continuem operando quando a rede principal apresenta falhas (Asmus, 2010). Philippe et al (2017) classificam as microrredes segundo o tipo de conexão com a rede principal (ou seja, conectada ou desconectada da rede principal) e pelo tipo de propriedade (ou seja, comunitárias ou de propriedade de uma distribuidora). Da conjunção dessas classificações surgem quatro tipos principais de microrredes, quais sejam:

- Microrredes de propriedade de distribuidora não conectadas à rede principal: é o tipo mais comum de microrrede, geralmente localizadas em regiões sem acesso à rede de distribuição (Borghese et al, 2017).
- Microrredes comunitárias não conectadas à rede: encontradas em ilhas e comunidades remotas sem acesso a rede principal (Cohn, 2020).
- Microrredes de propriedade de distribuidora e conectadas à rede de distribuição: usadas por grandes usuários que demandam maior confiabilidade do sistema, como hospitais (Maloney, 2017).
- Microrredes comunitárias conectadas à rede de distribuição: construídas para dar maior segurança no fornecimento de energia elétrica a consumidores individuais, como bases militares (Wood, 2019), ou pequenas municipalidades. Podem também prestar serviços ancilares à rede de distribuição (Wood, 2019).

Ainda que com a evolução da tecnologia a confiabilidade do serviço de microrredes tenha melhorado significativamente, ocorrências que interrompam o fornecimento de energia são inevitáveis. Portanto, além de ilhamentos, o desenvolvimento de tecnologias para que microrredes forneçam serviços de *black start* – e assim reduzam o tempo de reestabelecimento da energia – vem ganhando importância.

Para que o *black start*⁶ seja realizado pela microrrede, os controles locais e da microrrede devem ser acionados pelo *software* de controle para despachar recursos energéticos distribuídos (geradores e baterias) que possam acionar geradores maiores⁷. A Imperial Irrigation District (IID), distribuidora localizada no sul da Califórnia, foi a primeira *utility* a utilizar um sistema de armazenamento de energia formado por baterias para realizar um processo de *black start* ao acionar uma turbina a gás de um de seus empreendimentos de geração (IID,2017).

De forma geral, as microrredes se diferenciam das usinas virtuais pela capacidade de ilhamento. Nosratabadi et al. (2017) afirmam que as usinas virtuais são normalmente projetadas para operar permanentemente conectadas à rede não sendo recomendado o processo de ilhamento. Navigant Research (2017) acrescenta que usinas virtuais não podem atuar desconectadas da rede, uma vez que a capacidade de ilhamento é uma característica exclusiva de microrredes.

Além da capacidade de ilhamento, Asmus (2010) acrescenta que outra diferença entre microrredes e usinas virtuais é que a atuação e operação de uma usina virtual não é delimitada geograficamente e há menor dependência de ativos que estão localizados em uma área específica.

Por outro lado, Cohn (2016) afirma que uma microrrede pode ser considerada uma usina virtual a partir do momento em que ela começa a oferecer serviços como, por exemplo, resposta da demanda. Por sua vez, Saliba et al. (2016) entendem que as microrredes podem ser participantes de uma usina virtual no momento em que seus ativos de geração são utilizados em casos de mau tempo ou alta demanda de energia.

⁶ Procedimento de reestabelecimento da energia após um “apagão”. Neste processo, plantas geradoras são ativadas individualmente, sem o apoio de fontes externas de energia, de modo a gradualmente se reconectarem ao sistema e reestabelecer o fornecimento (OFGEM, 2019).

⁷ Geradores de grande potência que seriam efetivamente utilizados para restaurar o fornecimento da energia do sistema.

3 Tecnologias em Uso

As mudanças implementadas pela utilização dos RED no setor elétrico são fruto do avanço tecnológico ocorrido nas últimas décadas. Como exemplo de tecnologias utilizadas é possível citar de maneira geral: os medidores inteligentes, as tecnologias de informação, baterias, os veículos elétricos e tecnologias para segurança de transações entre os agentes, como o *blockchain*⁸. Esta seção descreve as tecnologias utilizadas para cada RED, usinas virtuais e microrredes.

3.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

São várias as tecnologias utilizadas na geração distribuída. Sua escolha está relacionada às condições geográficas locais, ao tipo de fonte e ao propósito da GD. A Tabela 1 mostra as fontes utilizadas na geração distribuída e exemplos das tecnologias utilizadas nesses projetos.

Tabela 1 - Principais Fontes e Tecnologias Aplicadas em Geração Distribuída

Fonte	Descrição	Tecnologias
Centrais Geradoras Hidrelétricas	Usinas hidrelétricas de pequeno porte, destinadas à autoprodução ou à produção independente, com potência instalada entre 3MW e 5MW, conectadas à rede de distribuição ⁹ .	Geradores; turbinas Pelton ou Kaplan; válvulas de bloqueio; e tecnologias de controle e regulação.
Solar Fotovoltaica	Sistemas de conversão da radiação solar em energia elétrica com potência instalada até 5 MW, conectados à rede de distribuição.	Painéis de Silício: Monocristalinos, Concentrados, ou Policristalinos; e Inversores.
Cogeração Qualificada	Processo de produção combinada de energia térmica e mecânica (posteriormente convertida em elétrica) em instalação termelétrica específica e que atenda aos requisitos mínimos de	Geradores a base de: gás natural, biomassa, carvão ou derivados de petróleo.

⁸ O Apêndice I descreve o uso da tecnologia *blockchain* no setor elétrico, que apresenta um modelo de negócios próprio, podendo ser utilizado nas transações entre os agentes envolvendo os RED.

⁹ Ainda que segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 673/2015 PCHs possam ter potência até 30 MW, para ser classificada como minigeração distribuída estas estão limitadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 à capacidade de 5MW.

	racionalidade energética definidos pela regulação ¹⁰ .	
Eólica	Turbinas para conversão da força do vento em energia elétrica com potência instalada até 5 MW, conectadas à rede de distribuição.	Aerogeradores de rotor: horizontal, Savonius, Darrieus ou H-Darrieus; Inversores; Baterias; e Controladores de Carga.

Fonte: Elaboração Própria com base em VOITH (2020), ANEEL (2002), ANEEL (2006) e IDEAL (2014).

Entre as fontes e tecnologias existentes, a geração distribuída solar fotovoltaica é a mais empregada no Brasil, como mostra a Tabela 2.

Tabela 2 – Dados sobre a aplicação de Geração Distribuída no Brasil

Fontes	Quantidade de Unidades Consumidoras (UCs)	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (MW)
Pequenas Centrais Hidrelétricas	101	8.473	97,68
Eólicas	61	105	10,41
Solar Fotovoltaicas	190.257	239.141	2.247,62
Cogeração	216	4.531	67,41

Fonte: Adaptado de ANEEL (2020).

Segundo IEA (2019a), entre todas as tecnologias de energias renováveis, fotovoltaica distribuída é a de maior potencial de crescimento. O Gráfico 1 mostra a capacidade instalada de GD no mundo entre 2007 e 2018 e as projeções para o período entre 2019-2024. Os sistemas comerciais/industriais possuem maior participação devido ao menor custo de implementação e ao perfil de carga relativamente estável das instalações (IEA, 2019a).

¹⁰ Dados pela Resolução Normativa ANEEL nº 235/2006.



Fonte: IEA (2019a).

Gráfico 1 - Capacidade Instalada e Projeção de Capacidade Instalada de GD Solar no Mundo

3.2 ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDO

A Tabela 3 mostra as tecnologias utilizadas no armazenamento distribuído de energia. O armazenamento de energia potencial por bombeamento de água e térmica em sal fundido são as tecnologias com maior capacidade de armazenamento, porém geralmente aplicadas em empreendimentos não conectados à rede de distribuição (Sandia National Laboratories, 2020).

Tabela 3 – Principais Tecnologias Utilizadas no Armazenamento de Energia

Tipo	Descrição	Exemplos
Eletroquímica	Sistemas de armazenamento de energia sob a forma de reações químicas.	Tecnologias de hidrogênio, baterias, supercapacitores.
Térmica	Sistemas de armazenamento de energia através de aquecimento ou resfriamento.	Armazenamento criogênico e sal fundido.
Mecânica	Sistemas que armazenam através de energia cinética ou ação gravitacional.	Volantes de inércia ¹¹ , armazenamento através de bombeamento de água, ar comprimido.

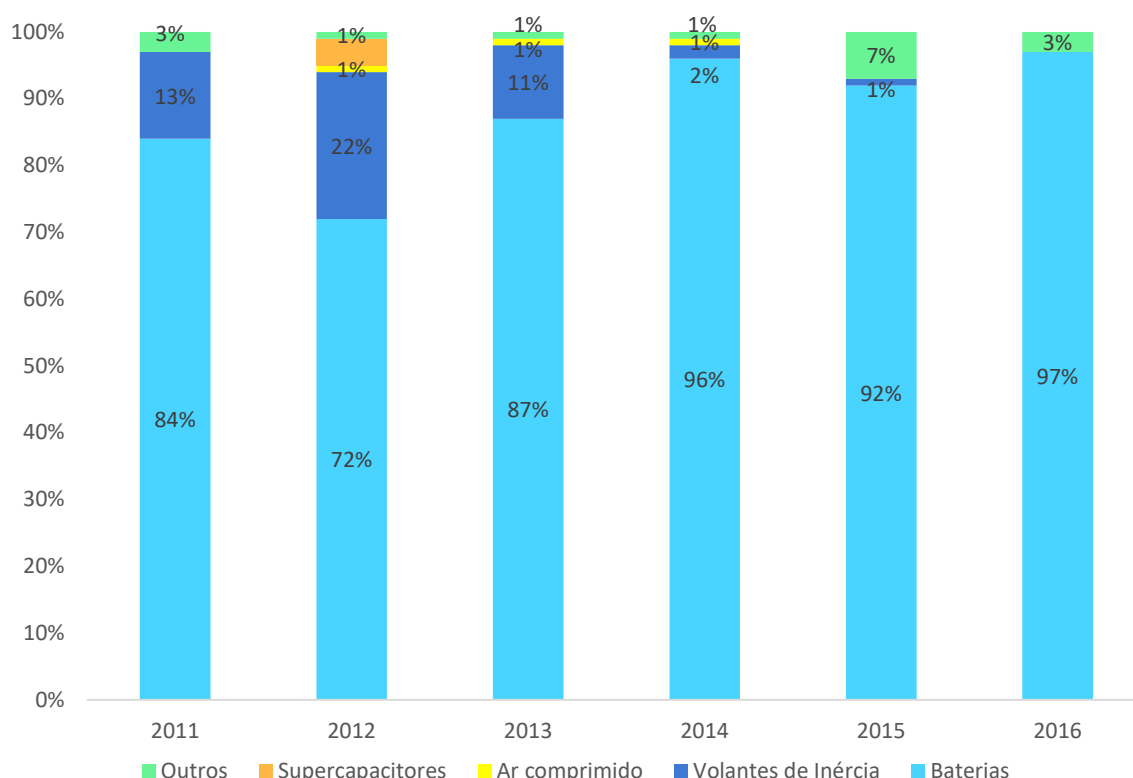
Fonte: Adaptado de Energy Storage Association (2020).

¹¹ Os “volantes de inércia” (*flywheels*) são dispositivos rotativos que armazenam energia elétrica sob a forma de energia mecânica. Os *flywheels* apresentam tempo de resposta muito rápido e armazenam grandes quantidades de energia, com alto número de ciclos de carga e descarga, mas

No que tange às tecnologias de armazenamento de energia mais empregadas, Burger e Luke (2016) apontam que o armazenamento por bombeamento hidráulico e sal fundido correspondem à vasta maioria da capacidade instalada de armazenamento. De acordo com Silva e Bortoni (2016), o armazenamento por bombeamento hidráulico corresponde a 99% do total de armazenamento de energia utilizado. No entanto, essas tecnologias não são adequadas para aplicações distribuídas (Burger e Luke, 2016).

Se desconsideradas as tecnologias mencionadas anteriormente, baterias de chumbo-ácido são a forma de armazenamento mais utilizada (IEA, 2019b; Burger e Luke, 2016). Ressalta-se, contudo, a tendência de crescimento da utilização de baterias de íon-lítio (Burger e Luke, 2016). O Gráfico 2 mostra a evolução do percentual de utilização de tecnologias de armazenamento durante o período compreendido entre 2011 e 2016.

não podem armazenar energia por grandes períodos de tempo devido às perdas por atrito (BUENO; BRANDÃO, 2018).



Fonte: Adaptado de IEA (2019b).

Gráfico 2 – Emprego de Tecnologias de Armazenamento¹² entre 2011 e 2016

3.3 VEÍCULOS ELÉTRICOS

Os veículos elétricos (VE) podem ser inteiramente movidos a bateria ou híbridos *plug-in*. Os primeiros, chamados de veículos elétricos a bateria (VEB), não possuem motores de combustão interna e se utilizam apenas da energia armazenada em baterias, que são carregadas por meio de fontes externas de energia elétrica. Já os veículos híbridos *plug-in* (VEHP) possuem motores a combustão interna, porém podem ser movidos a bateria que são recarregadas por meio de fontes externas de energia.

Em adição à recarga por meio de conexão a fontes externas de energia, os veículos elétricos também podem recarregar parcialmente a bateria durante o processo de

¹² Excetuando-se o bombeamento de água.

frenagem. Denominado frenagem regenerativa, esse processo é capaz de aproveitar a energia cinética liberada durante a frenagem para recarregar as baterias elétricas do veículo ou de um capacitor específico, aumentando a eficiência do VE (CPQD, 2019).

O carregamento de veículos elétricos pode ser classificado de acordo com o tempo necessário e o local da realização da recarga. No que concerne aos processos de recarga lenta e semirrápida, estas são caracterizadas por serem realizadas em algumas horas e também em domicílios. Na maioria dos casos, estas recargas empregam carregadores em corrente alternada (CA).

Os processos de recarga rápida e ultrarrápida, por sua vez, são caracterizados pelos altos picos de demanda (McKinsey, 2018a), por poderem durar menos que uma hora e por empregar carregadores de corrente contínua (CC). Além disso, estes são realizados em estações de recarga.

HITECH ELECTRIC (2019) alerta que é preciso verificar qual tipo de recarga pode ser aplicado ao veículo e que é necessário atentar aos possíveis danos que podem ser causados à bateria devido ao uso frequente de recargas rápidas. A Tabela 4 mostra os tipos de recarga e seus respectivos atributos técnicos, além de apresentar exemplos de aplicação e modelos disponíveis no mercado.

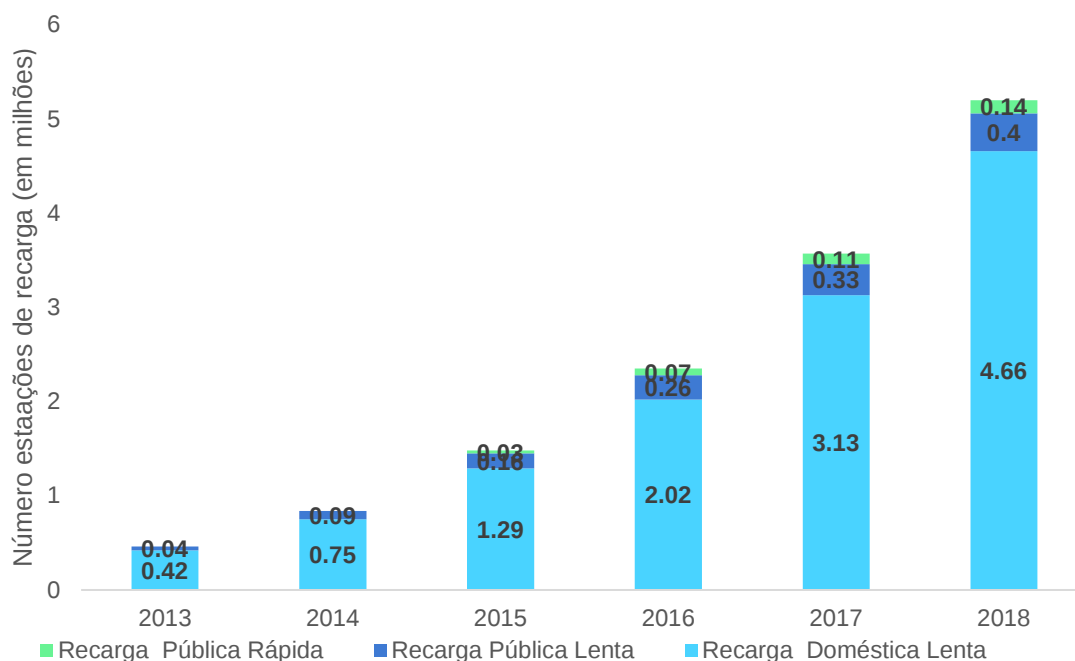
Tabela 4 – Tipos de Recarga de Veículos Elétricos

Tipo	Descrição	Exemplos
Lenta	Recarga realizada em CA entre potências de 3,7 e 7,4 kVA, com duração de carregamento estimada entre 4 e 8 horas.	Carregadores Públicos, Homer Chargers e Pole Mounts.
Semirrápida	Recarga realiza em CA com potência de 22kVA ou em CC com potências de 25kW com duração de carregamento estimada entre 1,5 horas.	Carregadores Públicos, Home Chargers, Wallboxes, Pole Mounts e Estação de Recarga QC 20.
Rápida	Recarga realizada em CA com potência de 43kVA ou CC com potência de 50kW com duração de carregamento estimada em 40 minutos.	Carregadores Públicos, Estação de Recarga QC45.
Ultra Rápida	Recarga realizada em CC entre potências de 175 e 350 kW com duração de carregamento estimada entre 25 e 30 minutos.	Tesla Supercharger, Estações de Recarga HV 175 e HV 350.

Fonte: Elaborado com base em Electric Mobility Brasil (2017) e EDP (2019).

Em relação aos tipos de carregadores mais utilizados, IEA (2019c) indica que no caso dos veículos leves, as estações domésticas de recarga lenta são as mais

utilizadas no mundo, contando com mais de 4,5 milhões de unidades em 2018. O Gráfico 3 mostra os tipos de estações de recarga mais empregados em veículos leves ao redor do mundo ao longo do período compreendido entre 2013 e 2018.



Fonte: Adaptado de IEA (2019b).

Gráfico 3 – Número de Estações de Recarga de Veículos Leves no Mundo

3.4 RESPOSTA DA DEMANDA

O impacto causado pela implementação de programas de resposta da demanda depende de tecnologias capazes de recolher dados detalhados sobre o consumo e a demanda dos usuários (DOE, 2020a). Além disso, a tecnologia de comunicação utilizada entre os agentes participantes também é um aspecto que deve ser levado em conta para garantir a efetividade e o funcionamento do programa (Park, 2015; DOE, 2020a).

A utilização de medidores inteligentes (*smart meters*) permite que grandezas, como tensão e demanda, registradas durante um determinado período sejam analisadas com precisão. *Smart meters* também tornam possível, em alguns casos, estabelecer alguma forma de comunicação entre usuários e distribuidoras ou varejistas.

Park (2015) afirma que Monitores de Energia (*In-Home Displays*) são tecnologias que podem ser aplicadas em programas de resposta da demanda. Estes dispositivos são capazes de fornecer por meio de telas as indicações visuais sobre a quantidade de energia elétrica que o usuário está consumindo. Em dispositivos mais modernos, é possível que a distribuidora ou varejista se comunique com o consumidor e disponibilize informações em tempo real sobre o preço vigente de energia elétrica.

Programas de respostas da demanda também contam com a utilização de sistemas de gestão de energia (SGE) e controladores de carga. Os SGE são usualmente ferramentas ou *softwares* usados para monitorar, controlar e otimizar o desempenho energético de determinada carga consumidora. Além disso, os SGE também podem ser utilizados para disponibilizar os dados aos usuários através de gráficos ou relatórios (Smart Electric Power Alliance, 2019a).

Os controladores de carga são dispositivos capazes de modificar a quantidade de energia consumida por um equipamento elétrico. No caso do ar-condicionado, por exemplo, é possível utilizar um *switch* para desligar o aparelho ou um termostato inteligente para controlar remotamente a temperatura do equipamento, alterando o consumo e demanda de energia durante um intervalo específico de tempo (Smart Electric Power Alliance, 2019a).

Estima-se que os programas que empregaram *switches* em aparelhos de ar-condicionado nos Estados Unidos correspondiam a 21,8% do mercado norte-americano de resposta da demanda em 2018. O uso de termostatos inteligentes naquele ano registrou 1.042,7 MW de capacidade, ou cerca de 50% do mercado de resposta da demanda (Smart Electric Power Alliance, 2019a).

3.5 USINAS VIRTUAIS

As usinas virtuais são caracterizadas pela aplicação de diversos tipos de RED, em particular fontes de geração distribuída, dispersos geograficamente e sempre conectados à rede. Qualquer tecnologia de geração pode ser inserida em uma usina virtual, incluindo biogás, biomassa, cogeração, energia eólica, solar,

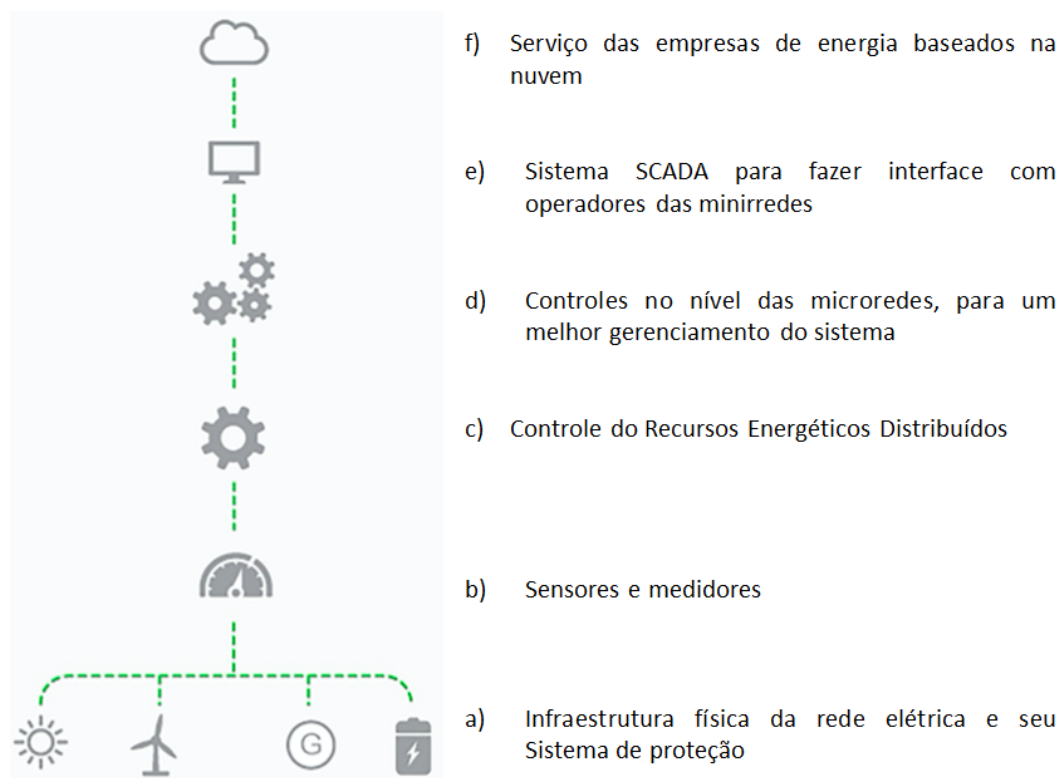
hidroeletricidade, geradores diesel e etc. Além disso, tecnologias de armazenamento de energia também podem ser incorporadas à usina virtual, incluindo baterias, armazenamento térmico e armazenamento de ar comprimido.

Devido à grande quantidade de agentes dispersos em uma área geográfica, usinas virtuais contam com sistemas centrais de controle com o objetivo de conectar, controlar e visualizar o funcionamento dos agentes envolvidos. Dessa forma, também são empregadas em usinas virtuais tecnologias de comunicação e informação, medição inteligente, *softwares* de previsão climática e processamento de dados, que só se tornaram possíveis graças a avanços nos sistemas de informação e telecomunicação nos últimos anos (Ropuszyńska-Surma; Węglarz, 2019).

3.6 MICRORREDES

Tal qual ocorre nas usinas virtuais, as microrredes combinam diversos dispositivos de RED que agem de maneira combinada. Segundo Philippe et al (2017) as microrredes são geralmente compostas das seguintes estruturas, também apresentadas na Figura 3:

- a. Uma infraestrutura de rede de distribuição conectada a geradores, geralmente múltiplos RED, e cargas com diferentes perfis;
- b. Sensores e medidores;
- c. Controles ao nível dos recursos energéticos distribuídos;
- d. Controles ao nível da microrrede;
- e. Sistema SCADA (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados);
- f. Serviços baseados na nuvem como gestão de tarifas, otimização da demanda, resposta da demanda, gerenciamento do consumo, gerenciamento durante *blackout*, entre outros.



Fonte: Adaptado de Philippe et al (2017).

Figura 3 – Arquitetura de Funcionamento de uma Microrrede

As tecnologias associadas aos recursos energéticos distribuídos foram abordadas anteriormente. Destacam-se na geração distribuída as turbinas eólicas, os módulos fotovoltaicos, os geradores a diesel e os sistemas de cogeração. Nos sistemas de armazenamento de energia são mais comuns a presença de células de combustível e de baterias (Azevedo, 2011).

Para a operação das microrredes podem ser utilizados sistemas SCADA, tais quais os usados nas redes de distribuição. Segundo Chen e Wei (2013) o SCADA é utilizado para monitorar e controlar os equipamentos e cargas localizados em uma microrrede. O sistema, acrescenta os autores, empregam módulos de processamento *front-end*¹³ para obter os dados significativos da geração distribuída, armazenamento distribuído e as cargas conectadas à microrrede.

¹³ Um módulo de processamento *front-end* é um pequeno computador utilizado para realizar a interface entre o computador anfitrião (*host*) e as redes.

A capacidade de medição de uma microrrede pode ser expandida por meio do emprego de sensores. Dessa forma, sistemas SCADA também podem utilizar outras variáveis de interesse como a irradiação solar, a temperatura e a velocidade do vento para, assim, garantir maior controle e previsibilidade sobre a geração da microrrede.

Sistemas SCADA também contam com a utilização de um Módulo de Controle Supervisório (*Supervisory Control Module*), que recebe os dados coletados pelo módulo de processamento *front-end* e realiza as análises necessárias para tomar decisões de controle de sistema (Chen e Wei, 2013). O fluxo de informação entre o módulo de controle e o módulo de processamento *front-end* é realizada através de um módulo de *gateway* de comunicação (*Communication Gateway Module*).

De acordo com Kroposki et al. (2008) as *switches* são os dispositivos responsáveis por realizar a conexão entre a microrrede e a rede do sistema de distribuição. Além de realizar a conexão com a rede, as *switches* também podem realizar as funções de alimentação, proteção, medição e comunicação através do uso conjunto de relés, *hardwares* e Processadores de Sinais Digitais (DSP-Digital Signal Processor).

Martin e Kolek (2011), adicionam que a escolha do tipo de *switch* será influenciado de acordo com tempo de abertura/fechamento necessário, dos tipos de RED, características de carga atendida e dos custos envolvidos com a aquisição do equipamento. Dessa forma, é possível usar *switches*, tais como disjuntores, contadoras ou estáticas.

4 POTENCIAIS IMPACTOS NO SISTEMA ELÉTRICO

Esta seção aborda os impactos no curto e longo prazo causados no sistema elétrico pela difusão dos RED e os desafios que serão enfrentados pelos diversos agentes do setor. De maneira geral, a natureza distribuída dos RED pode causar ao sistema impactos diferenciados segundo a localização, o momento em que ocorre, conforme será detalhado a seguir. Nesta seção não serão tratados potenciais impactos de usinas virtuais e microrredes ao sistema elétrico, uma vez que os seus impactos são derivados dos RED utilizados nestes sistemas.

4.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A dimensão dos impactos no sistema elétrico causados pela utilização de geração distribuída dependerá da difusão, da potência instalada e do tipo do sistema instalado. Além disso, os efeitos da geração distribuída sobre a rede podem ter características diferentes entre áreas rurais e urbanas e em relação ao ponto de conexão da GD com os alimentadores.

Entre os potenciais benefícios da instalação da GD destacam-se a diminuição do impacto ambiental das atividades de geração e transporte de energia, a postergação de investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão, a redução das perdas de energia e a melhoria do perfil de tensão em algumas áreas (ANEEL, 2016; MIT, 2016; PSR e Julião Coelho, 2019). Concomitantemente, por serem descentralizadas, as unidades de GD podem também contribuir para o aumento da oferta de energia elétrica em regiões remotas.

Contudo, a difusão da geração distribuída também traz desafios técnico-operacionais. No que tange à manutenção de sistemas de distribuição, a GD altera os parâmetros existentes de operação e manutenção da rede, além de também tornar a atuação do sistema de proteção mais complexa. Uma alta concentração de geração distribuída em um ponto da rede também pode aumentar perdas de energia e causar sobretensão (Naruto, 2017; PSR e Julião Coelho, 2019).

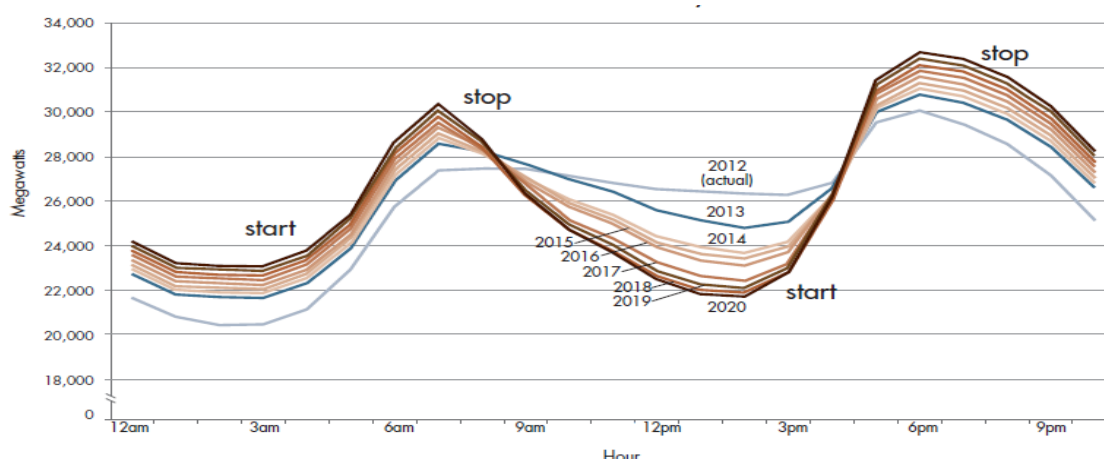
Naruto (2017) acrescenta que o uso de inversores na geração distribuída fotovoltaica e eólica pode resultar em um aumento no conteúdo harmônico injetado

no sistema elétrico. A injeção de harmônicos na rede pode provocar perda na qualidade de energia e também desgaste, superaquecimento, perda de rendimento e redução de vida útil de equipamentos da rede de distribuição de energia. Harmônicos também aumentam a propensão da ocorrência de erros de medição das grandezas elétricas e dos problemas no sistema de proteção.

A natureza intermitente da GD solar e eólica pode fazer com que a curva de carga do sistema sofra variações significativas. No caso particular da geração fotovoltaica, é comum que o pico da geração distribuída seja atingido durante a tarde, em horário que muitas vezes não coincide com o pico da carga. Com o anoitecer, a redução na geração fotovoltaica é brusca, o que torna necessário o despacho de fontes com capacidade de rápido acionamento, como termelétricas, para atender ao aumento de carga que costuma acontecer nesse período. Esse comportamento da carga e da geração implica na necessidade de realização de investimentos adicionais no sistema.

O Gráfico 4 mostra as projeções de curva de carga líquida¹⁴ do sistema elétrico da Califórnia realizadas pelo Operador Independente do Sistema da Califórnia (California Independent System Operator – CAISO). A projeção indica que a necessidade do despacho imediato de fontes térmicas durante a noite irá se intensificar à medida que a difusão de sistemas de geração fotovoltaica aumenta na Califórnia.

¹⁴ Diferença entre a carga consumida e a geração fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de CAISO (2016).

Gráfico 4 – Projeções de Carga Líquida da Califórnia entre 2014 e 2020

4.2 ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDO

Com o desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia elétrica baseados em ar comprimido, “volantes de inércia” (*flywheels*) e baterias termossolares ou elétricas, e a respectiva trajetória de redução dos custos dessas tecnologias, o armazenamento de energia elétrica começa a ser considerado como uma alternativa economicamente viável. Esses sistemas têm aplicações em: (i) reservas operacionais de sistemas de geração; (ii) mecanismos de compensação das oscilações de potência causadas por fontes renováveis como solar e eólica; (iii) redução de carga na ponta com o uso da energia armazenada; (iv) *black start* e fornecimento de energia a microrredes durante um *black-out*; (v) regulação de tensão por sistemas estrategicamente distribuídos na rede; e (vi) serviços ancilares de regulação de frequência da rede e de reserva sincronizada, em particular por sistemas de Armazenamento Distribuído (AD) de resposta rápida¹⁵ (SCHWARTZ, 2016; DOE, 2020b).

A Tabela 5 mostra as tecnologias mais adequadas de armazenamento para prestação de serviços ancilares.

¹⁵ Como volantes de inércia, capacitores e baterias de íon-lítio.

Tabela 5 – Aplicação de Tecnologias de Armazenamento por Tipo de Serviço Ancilar

Serviço Ancilares	Tecnologias de Armazenamento								
	Baterias				Bombeamento de água	Ar Comprimido	Volantes de Inércia	Capacitores	Térmico
	Íon-Lítio	Estado Sólido	Chumbo ácido	Fluxo					
Regulação de Frequência	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	×
Reservas girantes	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	×
Regulação de Tensão	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	×	×
Black start	✓	✓	✓	✓	✓	-	×	×	×
Redução da carga na ponta	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	×	×
Resposta da Frequência	✓	-	-	-	-	-	✓	-	×

Aplicável	✓
Uso Limitado	-
Não Aplicável	×

Fonte: Adaptado de DOE (2020b).

A Tabela 6 mostra da esquerda para a direita os atributos técnicos de dimensionamento do sistema, duração necessária e número mínimo de ciclos necessários em sistemas de armazenamento de energia elétrica para prestação de cada tipo de serviço ancilar.

Tabela 6 – Informações Técnicas dos Sistemas de Armazenamento de Acordo com o Serviço

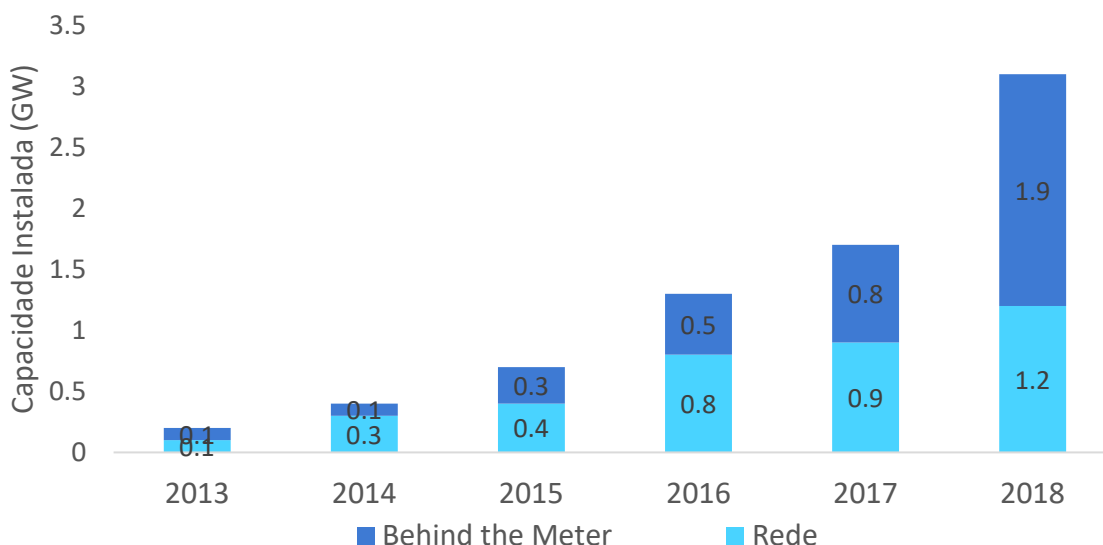
Serviço Ancilares	Tamanho Típico do Sistema	Duração Necessária	Número Mínimo de Ciclos/Ano
Regulação de Frequência	10-40 MW	15 minutos a 1 hora	Entre 250 e 10000
Reservas operacionais	10-100 MW	15 minutos a 1 hora	Entre 20 e 50
Regulação de Tensão	1-10 MVAR	Não Aplicável	Não Aplicável
Black start	5-50 MW	15 minutos a 1 hora	Entre 10 e 20
Load Following/Ramping Support for Renewables	1-100 MW	15 minutos a 1 hora	Ampla variação
Resposta da Frequência	> 20 MW	Menos de 1 minuto	Ampla variação

Fonte: Adaptado de DOE (2020b).

DOE (2020b) afirma que o uso de sistemas de armazenamento distribuído pode trazer grande confiabilidade às fontes de geração intermitentes como a solar e a eólica. Dessa forma, o uso de sistemas de armazenamento pode incentivar a difusão da geração distribuída e intensificar seus impactos.

No que concerne à capacidade instalada ao redor do mundo¹⁶, estima-se que em 2018 existiam 3,1 GW instalados em sistemas de armazenamento, sendo 1,9 GW usados em aplicações *behind the meter* e o restante em aplicações conectadas diretamente à rede (IEA, 2019b). O Gráfico 5 mostra que a capacidade instalada de sistemas de armazenamento ao redor do mundo aumentou 1450% entre 2013 e 2018.

¹⁶ Em países como Coréia do Sul, China, Estados Unidos, Alemanha e outros países do Sudeste Asiático e da África (IEA, 2019b).



Fonte: IEA (2019b).

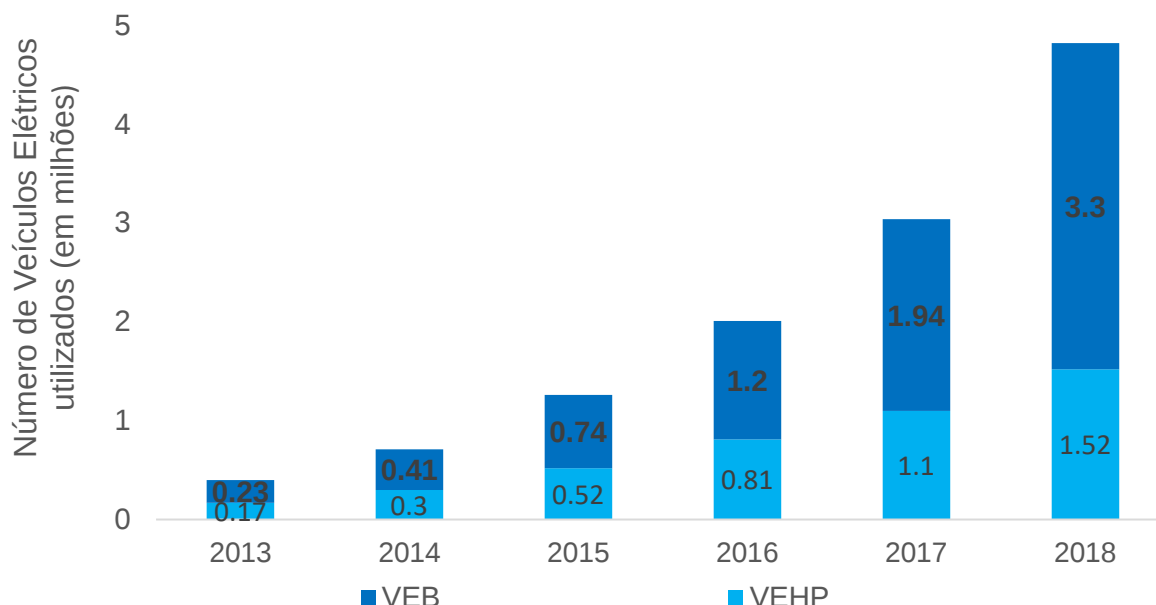
Gráfico 5 – Capacidade Instalada de Armazenamento de Energia ao Redor do Mundo

DOE (2020b) afirma que o uso de sistemas de armazenamento distribuído pode trazer grande confiabilidade às fontes de geração intermitentes como a solar e a eólica. Dessa forma, o uso de sistemas de armazenamento pode incentivar a difusão da geração distribuída e intensificar seus impactos.

4.3 VEÍCULOS ELÉTRICOS

A magnitude de impacto de veículos elétricos no sistema de distribuição irá depender da velocidade de difusão dos diferentes tipos de veículos elétricos e da forma como esses VE serão recarregados. Além disso, também é necessário considerar que os impactos poderão ter um aspecto locacional relevante, a depender do perfil das recargas realizadas em diferentes pontos das redes.

Segundo IEA (2019c), 45% da frota de veículos elétricos existente em 2018 estava na China, 24% na Europa e 22% nos Estados Unidos. Em relação à tecnologia, 31,54% dos VE eram híbridos e o restante movidos a bateria. O Gráfico 6 mostra que a frota mundial de veículos elétricos aumentou pouco mais de 11 vezes no período entre 2013 e 2018.



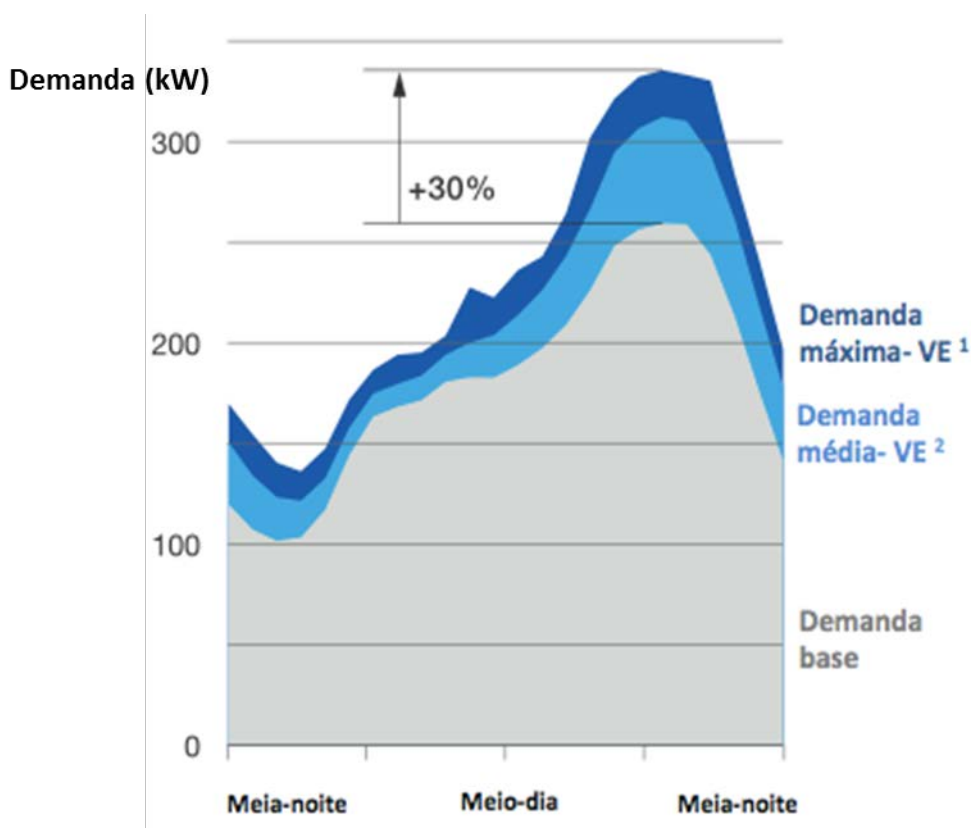
Fonte: Adaptado de IEA (2019c).

Gráfico 6 - Número de Veículos Elétricos Empregados pelo Mundo

McKinsey & Company (2018a) aponta que a infraestrutura de distribuição que atende a locais de recarga públicas ou privadas, usados para carregamentos rápidos de VE, deveria ser reforçada devido ao perfil altamente volátil da carga destas estações. Segundo a consultoria, a carga máxima de uma estação de carregamento de VE poderia ser até 17,5 vezes maior do que sua carga média¹⁷.

Já alimentadores que atendem a regiões predominantemente residenciais e com concentração de VE maior do que a média podem experimentar mudanças significativas nas curvas de carga, em particular à noite, à medida que os veículos elétricos retornem às residências após o uso e sejam conectados ao sistema (McKinsey, 2018a). O Gráfico 7 mostra a distribuição estimada do impacto na carga de um alimentador numa região residencial ao longo de um dia, considerando que ¼ dos automóveis sejam elétricos a bateria ou híbridos *plug-in*. Essa mudança no perfil local da carga exigiria reforços em alimentadores mesmo que o grau de difusão dos VE em nível nacional seja baixo (McKinsey, 2018a).

¹⁷ Em um cenário de ocupação da estação de carga de 5%.



Fonte: Adaptado de McKinsey & Company (2018a). Notas: ¹Demanda máxima do VE prevista estatisticamente em dia de pico. ²Demanda média do VE prevista estatisticamente em um dia típico.

Gráfico 7 – Carga em kW de Circuito Alimentador¹⁸ que Atende a 150 Residências, com 2 veículos por domicílio¹⁹, com 25% de Penetração de VE com Relação ao Total de Automóveis (kW)

Bass e Zimmerman (2013) afirmam que recargas lentas de veículos elétricos realizadas por meio de conexões monofásicas podem causar desequilíbrios de tensão entre as fases do sistema de distribuição de energia elétrica e assim danificar equipamentos que necessitam de tensões trifásicas equilibradas. Outro possível efeito é o aumento da corrente de neutro que causa aquecimento e reduz a vida útil de condutores. Para evitar esses problemas, investimentos adicionais na substituição de redes monofásicas por trifásicas pode ser necessário.

¹⁸ Curva de carga de um alimentador característico do Meio-Oeste dos EUA, em um dia típico de setembro, que fornece 8 MWh por ano a 150 casas.

¹⁹ O lar médio americano possui 2,1 veículos.

Outro impacto no sistema elétrico levantado por Sepahi e Saadati (2016) refere-se à conversão de corrente alternada para contínua feita pelos carregadores. Os autores afirmam que o processo de conversão pode propagar distorções harmônicas. Isso contribui para elevar as perdas de energia em alimentadores, causar superaquecimento de equipamentos de distribuição, reduzir a vida útil de ativos e prejudicar sistemas de proteção e controle.

Ainda que a tecnologia V2G seja incipiente (EPE, 2019), segundo RMI (2016), o desenvolvimento desta poderá possibilitar a injeção de energia elétrica durante momentos com grande demanda na rede. Dessa forma, o Instituto enxerga a possibilidade de atuação de VE em serviços ancilares por meio da prestação de serviços de regulação de frequência e de tensão, fornecimento de reativos para correção do fator de potência e reserva de capacidade.

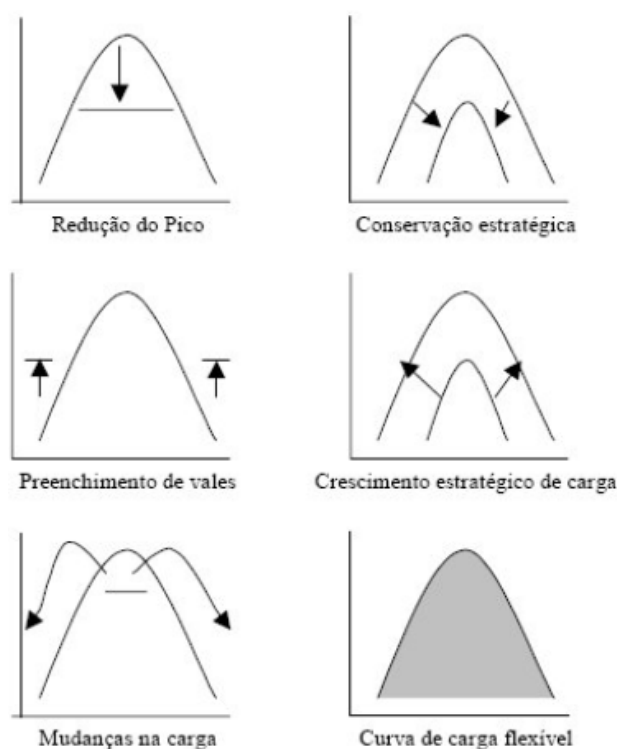
RMI (2016) ressalta, no entanto, que a aplicação da tecnologia V2G em escala comercial deverá superar os seguintes obstáculos:

- (i) Ausência de capacidade V2G na maioria dos modelos de VE fabricados;
- (ii) Utilização de V2G pode resultar em possibilidade de perda de garantia dos veículos e da bateria que utilizam a tecnologia V2G;
- (iii) Falta de um arcabouço regulatório que contemple a injeção na rede de energia por veículos elétricos;
- (iv) Ausência de infraestrutura apropriada para permitir o emprego de tecnologia V2G;
- (v) Desconhecimento acerca da existência da tecnologia V2G por parte dos clientes.

4.4 RESPOSTA DA DEMANDA

A resposta da demanda, ao objetivar reduzir o consumo em momentos de maior demanda do sistema ou deslocá-lo para fora da ponta, é capaz de aumentar a confiabilidade e a estabilidade do sistema elétrico e de reduzir substancialmente a necessidade de investimentos para atendimento às cargas do sistema (EPE, 2019).

A depender do desenho do programa de Resposta da Demanda, os impactos na curva de carga podem ser diferentes. A Figura 4 exemplifica possíveis efeitos que diferentes programas podem ter na demanda. De maneira geral, as curvas à esquerda apresentam mudanças que resultam na melhoria do fator de carga da rede, o que pode resultar no uso mais eficiente de redes próximas a sua capacidade. Já as curvas à direita podem contribuir com a utilização eficiente da infraestrutura em outras situações, como em casos em que a rede está ociosa ou quando há pouca oferta de energia.



Fonte: Godoy (2006).

Figura 4 – Exemplos possíveis mudanças nas Curvas de Carga causadas por programas de Resposta da Demanda

Badtke-Berkow et al. (2015) e Faruqi et al. (2012) acrescentam que a utilização de programas baseados em preços pode incentivar a utilização de outros RED em momentos em que não há pico do sistema. Como exemplos, os autores citam o carregamento de sistemas de armazenamento de energia e de veículos elétricos

durante os períodos de menor preço e a injeção da energia da geração e do armazenamento distribuído em horários em que os preços são mais elevados.

Segundo EPE (2019), os programas de resposta da demanda baseados em incentivos possuem a capacidade de causar grandes reduções de carga em um curto intervalo de tempo. Esse efeito, no entanto, não é permanente uma vez que os usuários tendem a reestabelecer seus níveis de carga verificados antes da interrupção. Como exemplo, EPE (2019) mostra a experiência de aplicação de tarifas interrompíveis na Califórnia. Neste caso, o programa americano consegue em 30 minutos reduzir 2,5 MW de seis usuários, mas no ano de 2017 esta ação foi realizada apenas uma vez.

5 Ambientes Regulatórios e Modelos de Negócios para RED

Esta seção apresenta, primeiramente, os principais modelos de negócios existentes para cada recurso energético distribuído, usinas virtuais e microrredes. A subseção seguinte mostra como o papel das distribuidoras de energia elétrica deverá ser modificado em função da difusão dos RED e as propostas de referenciais teóricos para reestruturar a organização do setor elétrico. Na sequência, são apresentados os principais aprimoramentos no ambiente regulatório para permitir a maior integração dos RED ao sistema elétrico de maneira eficiente e equitativa.

5.1 Modelos de Negócios para RED

A introdução dos recursos energéticos distribuídos (RED) no setor elétrico trouxe consigo alterações nos modelos de negócios utilizados pelas distribuidoras. Por isso, ter um bom entendimento dos modelos de negócios atualmente utilizados e o que esperar nos anos vindouros é crucial para entender o futuro dos agentes do setor e auxiliar no mapeamento das modificações que serão necessárias no ambiente regulatório.

As arquiteturas de modelos de negócios aplicadas à geração distribuída, à resposta da demanda e ao armazenamento distribuído foram analisadas em estudo publicado em 2016 por Burger e Luke, intitulado “*Business model for distributed energy resources: a review and empirical analysis*”. Essa análise foi realizada a partir de uma amostra de 144 empresas selecionadas aleatoriamente, cujo foco de negócio fosse direcionado a pelo menos um dos RED mencionados. Para isso, tais empresas foram agrupadas (ou clusterizadas) por meio de abordagem ontológica para conceituar e definir as arquiteturas de modelos de negócios associados a RED.

Para a identificação destes modelos, o estudo considerou o tipo de serviço elétrico prestado, as fontes de receita, o público alvo e o(s) principal (ou principais) RED associado(s).

Alguns aspectos adicionais não detalhados por Burger e Luke (2016) foram coletados em Basterra e Ozamiz (2020) que, com base em um levantamento bibliográfico e na análise de negócios tocados por 59 empresas de 14 países, também mapearam os modelos de negócios associados a RED.

Antes de fazer uma análise detalhada dos agrupamentos (ou arquiteturas) dos modelos de negócio, é importante pontuar algumas informações obtidas a partir da análise:

- Serviço de Energia: independente do RED considerado, a vasta maioria das empresas fornecem como serviço um misto de capacidade firme e reserva operacional ou energia. Somente as empresas que utilizam energia solar fotovoltaica fornecem um misto de capacidade firme e energia;
- Público-Alvo: em sua maioria, o público-alvo são os usuários finais, como grandes consumidores industriais e comerciais, no caso de serviços de resposta da demanda e de gerenciamento de energia, e consumidores de todas as classes para os serviços associados a energia fotovoltaica e armazenamento distribuído.
- Fluxos de Receita: a maioria dos serviços de resposta da demanda tem o fluxo de receita associados ao recebimento de taxas de assinatura ou de corretagem. As taxas de corretagem usualmente são concebidas de forma que economias de energia sejam compartilhadas ou como taxas sobre pagamentos auferidos no mercado. As receitas no caso do armazenamento de energia estão essencialmente associadas ao financiamento e/ou às vendas de ativos.

Os modelos de negócios aplicados a Veículos Elétricos, Usinas Virtuais e Microrredes foram coletados de outros autores conforme será apresentado em suas subseções. A seguir são apresentadas as arquiteturas dos modelos de negócio mapeadas para todos os RED, Usinas Virtuais e Microrredes.

5.1.1 Geração Distribuída

Para a geração distribuída, em particular a fotovoltaica, foram identificados cinco arquiteturas de modelos de negócio. Observa-se que dois dos cinco modelos associam geração distribuída solar e armazenamento distribuído.

A Figura 5 apresenta esquematicamente os modelos de negócio. Nota-se que ainda que estas arquiteturas estejam associadas aos mesmos recursos energéticos distribuídos, tanto o público-alvo quanto os fluxos de receita divergem bastante entre si.



Fonte: Elaboração própria a partir de Burger e Luke (2016).

Figura 5 – Arquiteturas dos Modelos de Negócio de Geração Distribuída

Modelos de Negócio para Geração Distribuída

Foram identificadas três arquiteturas distintas, todas concebidas com o objetivo de fornecer energia. Poucos modelos de negócios na atualidade permitem que esses sistemas também forneçam serviços de suporte de tensão, ainda que os inversores associados a painéis fotovoltaicos possibilitem a prestação desse tipo de serviço (Burger e Luke, 2016).

- *Fornecimento de Sistemas de Geração Distribuída*

A arquitetura de fornecimento de sistemas de geração distribuída é a que abarca a maior quantidade de fornecedores. Dentro deste agrupamento de modelos, foram identificadas duas vertentes diferentes de negócios dominantes: a instalação de sistemas de GD de propriedade do *prosumidor* e de propriedade de um terceiro.

O primeiro caso é bastante comum no Brasil e na Europa (Burger e Luke, 2016). Nele, o fornecedor vende sistemas de geração distribuída a *prosumidores*, que por

sua vez se beneficiam dos mecanismos de incentivo à GD²⁰ e assumem os riscos da geração própria.

O segundo caso é mais comum nos Estados Unidos, onde entre 60% e 90% das instalações nos maiores mercados de painéis fotovoltaicos são de propriedade de terceiros, isto é, não pertencem aos *prosumidores* ou às distribuidoras (Burger e Luke, 2016). Há diversas possibilidades de remuneração dos serviços oferecidos por estes terceiros.

No modelo *Rent-the-space*, o desenvolvedor (ou terceiro) paga uma compensação ao *prosumidor* pela ocupação de parte de sua propriedade. Por sua vez, o cliente (ou *prosumidor*) não tem nenhum tipo de obrigação (Basterra e Ozamiz, 2020).

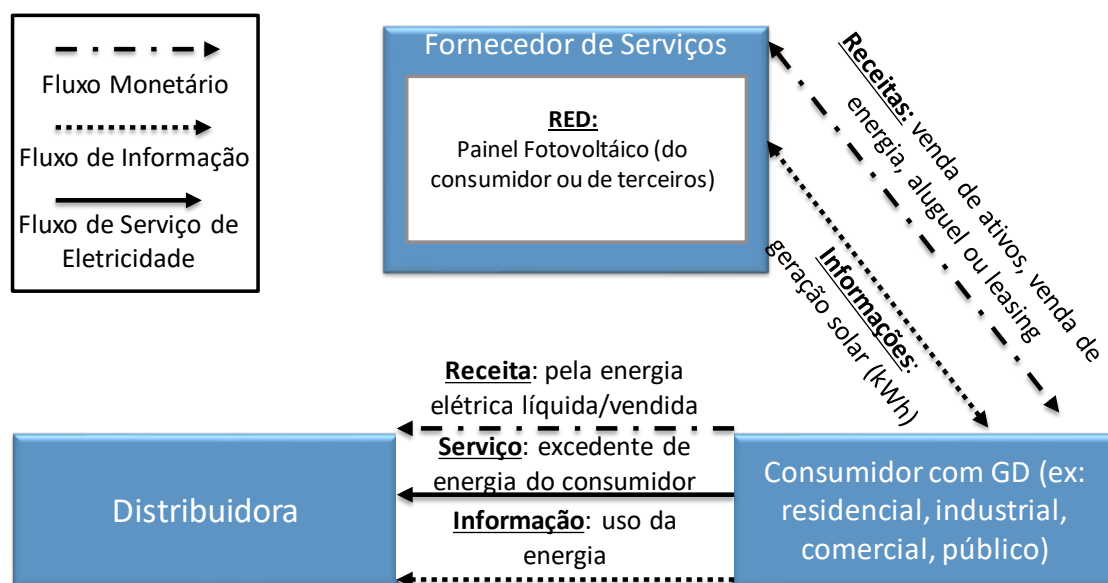
Outra possibilidade de remuneração é através do serviço de *Leasing* ou de um PPA (*Power Purchase Agreement*²¹) (Basterra e Ozamiz, 2020). Neste caso, o *prosumidor* se compromete a realizar pagamentos mensais pelo uso da eletricidade gerada pela instalação de GD, que é de propriedade do desenvolvedor (Basterra e Ozamiz, 2020).

Para fazer face a esse novo mercado surgiram também empresas especializadas em serviços de suporte, como as de manutenção de performance de vendas e de liderança de vendas, sendo elas classificadas como fornecedoras de serviços não-elétricos.

A Figura 6 mostra a estrutura geral dessa arquitetura que, de maneira geral, visa clientes residenciais, comerciais, industriais e ou públicos.

²⁰ Tipicamente, a aplicação de tarifas *feed-in* (*Feed-in Tariffs* ou FIT) ou de um sistema de compensação da energia elétrica (*net metering*) (Picciariello et al, 2015b).

²¹ Contrato de compra e venda de energia de longo prazo realizado entre um desenvolvedor de energia renovável e um consumidor.



Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

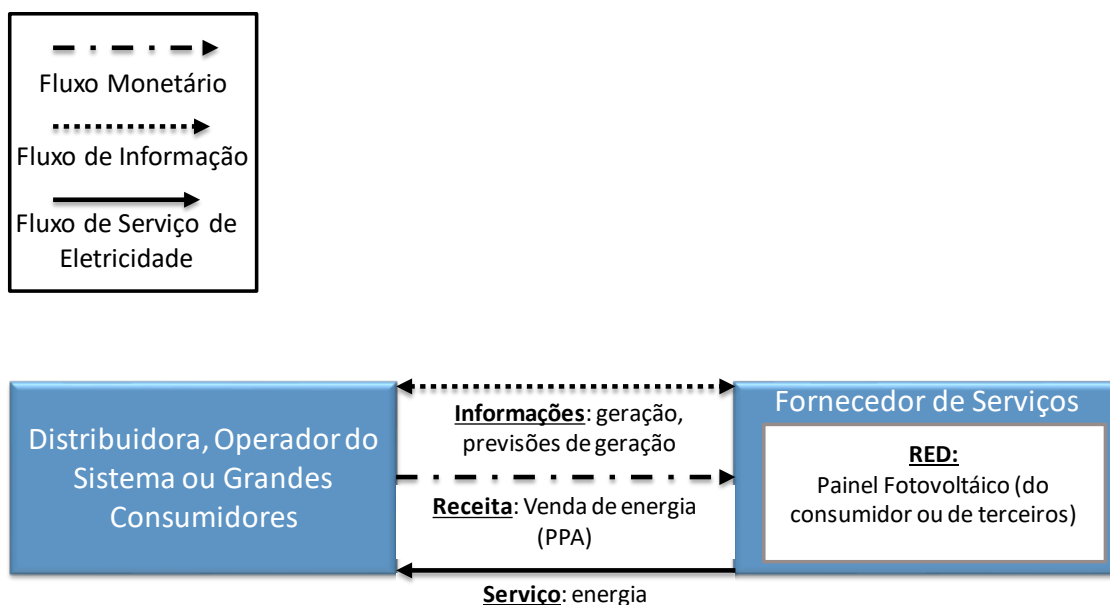
Figura 6 – Arquitetura de Modelos de Negócio de Fornecimento de Sistemas de Geração Distribuída

- *Fornecimento de Sistemas de Geração Distribuída de Grande Porte para Distribuidoras*

O foco desta arquitetura está no desenvolvimento de plantas de geração solar de grande porte diretamente conectadas à rede de distribuição. O principal propulsor deste modelo de negócios é a necessidade de se satisfazer exigências de portfólios de geração renovável que envolvem *utilities* (distribuidoras ou operadores do sistema) ou outros agentes do setor (Burger e Luke, 2016; Basterra e Ozamiz, 2020).

Plantas desta arquitetura comercializam energia diretamente com grandes consumidores ou a vendem ao mercado regulado atendido pela distribuidora, geralmente através de contratos de longo prazo. Os créditos verdes associados à geração destas instalações são comercializados com outras partes.

Associados a este modelo, existe uma gama de empresas de suporte, tais como as especializadas no aluguel ou compra do terreno onde a planta é instalada, que podem garantir que contratos de venda de energia sejam assinados, ou atuar na execução de projetos de construção. A Figura 7 mostra a estrutura geral da arquitetura.



Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

Figura 7 – Arquitetura de Modelo de Negócio de Fornecimento de Sistemas de Geração Distribuída de Grande Porte para Distribuidoras

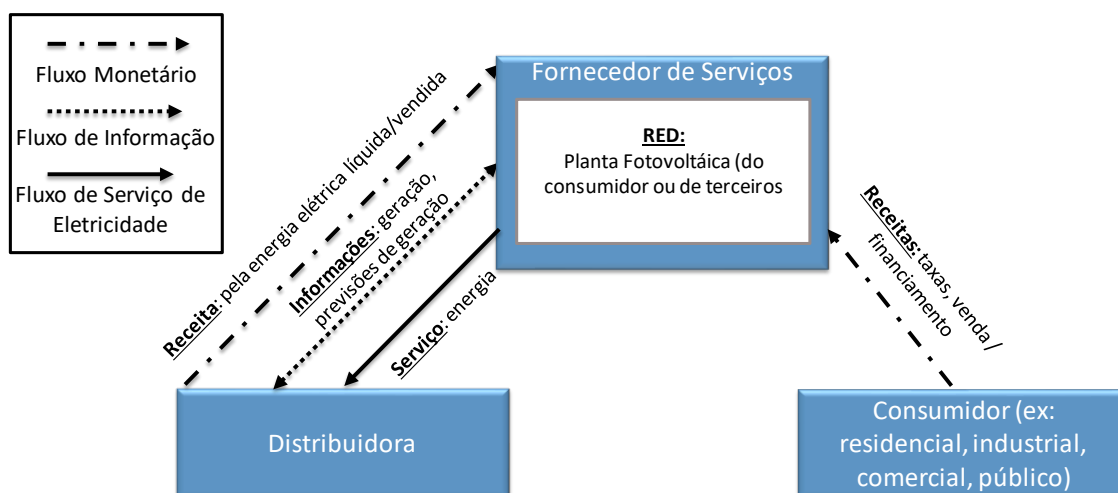
- *Condomínios Solares*

Condomínios solares surgiram para aproveitar economias de escala na geração fotovoltaica e permitir que consumidores sem a possibilidade de instalar painéis solares em suas propriedades pudessem se beneficiar dos mecanismos de incentivos à geração distribuída. Em geral, são instaladas grandes usinas de geração solar afastadas do local onde se localizam os consumidores que fazem parte dela. Neste modelo, consumidores podem comprar os direitos de uma porção da geração da planta ou da receita com a venda da energia, geralmente comercializada em contratos de longo prazo. O condomínio solar, por sua vez, obtém receitas com a cobrança de taxas de corretagem aos consumidores com direitos sobre a planta (Burger e Luke, 2016; Basterra e Ozamiz, 2020).

Uma variante deste modelo é o oferecido por *startups solares de “crowdfunding”*, empresas que realizam financiamentos coletivos para viabilizar a entrada em operação de condomínios solares. A receita do negócio vem da cobrança de taxas de corretagem dos financiadores das plantas, geralmente pessoas físicas e pequenos negócios. Uma vez concluída a construção, estes se tornam proprietários do condomínio solar (Burger e Luke, 2016).

Outro modelo correlato são as fazendas solares de propriedade de distribuidoras. A principal vantagem desta variante é mitigar o conflito de interesses que existe entre distribuidoras e fornecedores de serviços de geração distribuída. Outras características que têm tornado este modelo popular, principalmente entre distribuidoras nos Estados Unidos, são a melhoria da imagem da empresa perante consumidores e a possibilidade de construir fazendas estrategicamente localizadas para prover benefícios ao sistema (Burger e Luke 2016; SIEGRIST et al, 2013).

A Figura 8 mostra a estrutura geral da arquitetura.



Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

Figura 8 – Arquitetura de Modelos de Negócio de Condomínios Solares

Modelos de Negócio que Associam Geração e Armazenamento Distribuídos

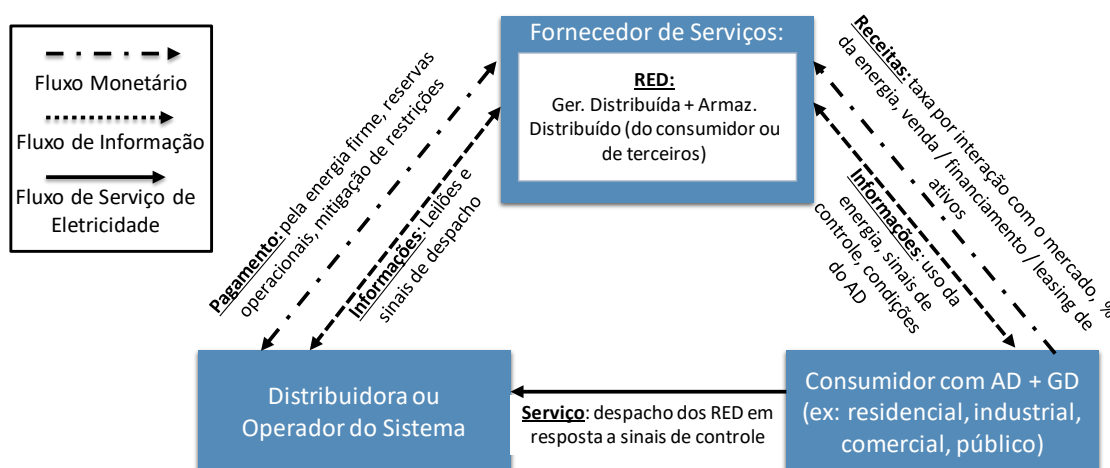
O aumento da rentabilidade da energia solar fotovoltaica está favorecendo a criação de modelos de negócios que conjugam painéis fotovoltaicos e armazenamento distribuído para prestar serviços a *prosumidores*, distribuidoras e *utilities* verticalmente integradas (Basterra e Ozamiz, 2020). Esses modelos tentam principalmente possibilitar que o “hospedeiro” de tais sistemas reduza ou elimine o consumo de energia elétrica proveniente da rede. Concomitantemente, os modelos exploram a capacidade da redução do consumo em diminuir congestionamentos da rede e, assim, postergar investimentos em reforços na infraestrutura (Burger e Luke, 2016).

Dentro desse contexto foram identificadas duas arquiteturas de modelo de negócio.

- *Geração e Armazenamento Distribuídos para Co-otimização da Carga de Usuários e da Operação do Sistema*

Os sistemas que associam geração e armazenamento distribuídos são usualmente implantados em clientes residenciais, industriais, comerciais e/ou públicos. Com eles, usuários almejam obter tanto reduções em suas faturas, através do aumento do autoconsumo e da redução do uso da rede quando as tarifas são maiores, como a possibilidade de participarem de mercados de provisão de serviços ancilares de capacidade firme, reservas operacionais e mitigação de restrições de rede (Burger e Luke, 2016). Por seu potencial de contribuir na oferta de serviços para a operação do sistema, esses modelos aproximam-se das Usinas Virtuais (Burger e Luke, 2016; Basterra e Ozamiz, 2020).

Essencialmente, as receitas desses modelos são provenientes da venda ou financiamento dos RED, da cobrança de taxas de intermediação (corretagem) ou das iterações de mercado efetuadas em nome dos proprietários do sistema. (Burger e Luke, 2016; Basterra e Ozamiz, 2020). Existem casos também em que as empresas detêm os RED, recebem receita pela prestação dos serviços ancilares e compartilham ganhos com usuários. A estrutura geral da arquitetura é mostrada na Figura 9.



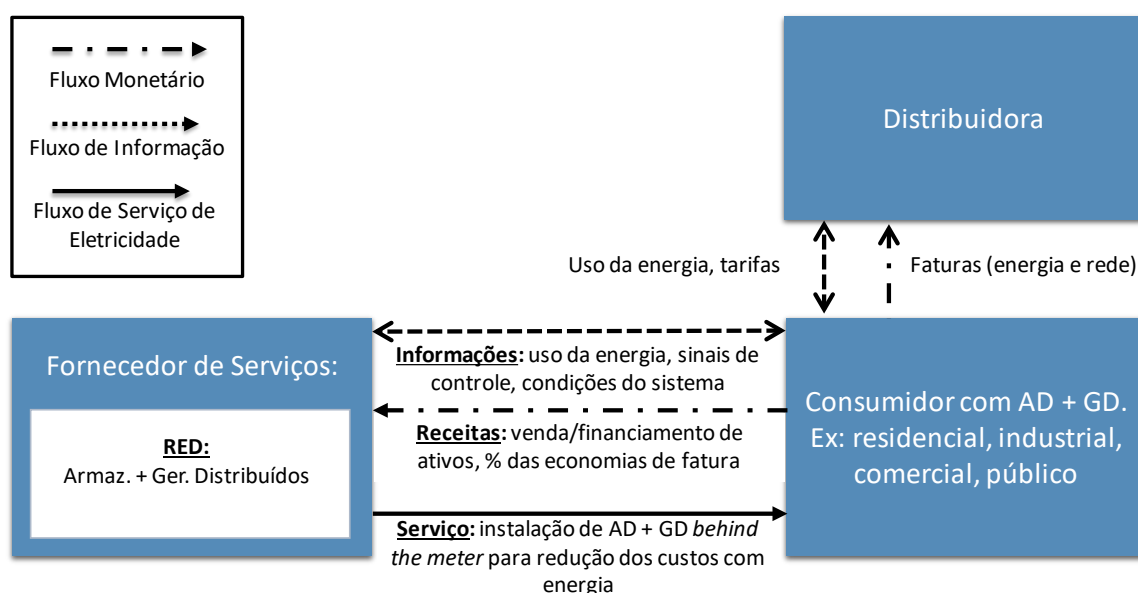
Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

Figura 9 – Estrutura Geral de Modelos de Negócios de Geração e Armazenamento Distribuídos para Co-otimização da Carga de Usuários e Operação do Sistema

- *Geração e Armazenamento Distribuídos para Otimização da Carga de Usuários*

Essa arquitetura, que corresponde a um caso particular da anterior, visa responder aos sinais de preços e de incentivos para aumentar o autoconsumo e minimizar o pagamento de tarifas de demanda (Burger e Luke, 2016). Tal qual no modelo anterior, o público alvo são clientes residenciais, industriais, comerciais e/ou públicos.

Suas receitas são geradas principalmente por meio da venda e financiamento de ativos de geração e de armazenamento para usuários. Outro arranjo menos comum, principalmente entre consumidores residenciais, envolve o compartilhamento das economias obtidas com os RED (que são de propriedade do fornecedor) com os usuários (Burger e Luke 2016; Basterra e Ozamiz, 2020). A Figura 10 ilustra a arquitetura do modelo de negócios.



Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

Figura 10 – Estrutura Geral de Modelos de Negócios de Geração e Armazenamento Distribuídos para Otimização da Carga de Usuários

5.1.2 Armazenamento Distribuído

Apesar da diversidade de tecnologias criadas para o AD de energia, existem três grandes grupos de modelos de negócios associados a esse RED, quais sejam:



Fonte: Elaboração própria a partir de Burger e Luke (2016).

Figura 11 – Arquiteturas dos Modelos de Negócios para Armazenamento Distribuído

A principal característica que diferencia os modelos é o nível de integração dos modelos com a operação do sistema. A seguir as arquiteturas são descritas.

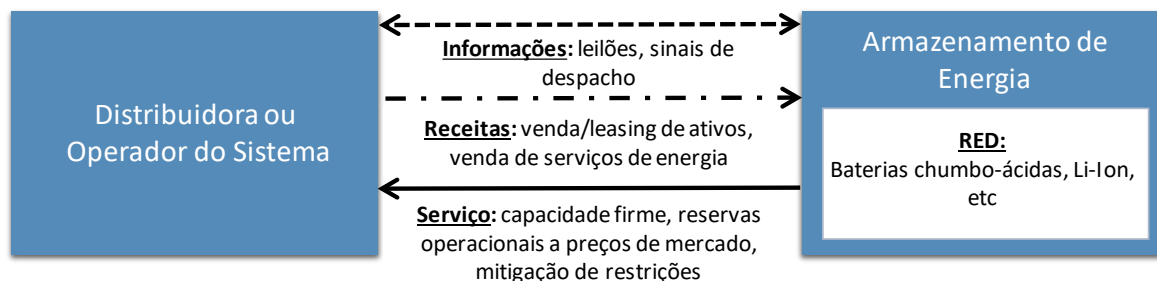
Armazenamento de Energia para Serviços de Rede

A maioria dos negócios surgidos dentro desta arquitetura consiste no desenvolvimento de projetos que empregam tanto tecnologia própria quanto de terceiros. Esses desenvolvedores surgem para atender a demanda crescente, muitas vezes provocada por novas regulamentações²², que distribuidoras, operadores do sistema e clientes industriais interessados em fornecer serviços de rede têm em adquirir ativos de armazenamento (Burger e Luke, 2016; Basterra e Ozamiz, 2020).

As receitas da arquitetura advêm da venda ou financiamento de ativos de armazenamento e da venda de serviços da energia, principalmente capacidade

²² Entre as regulamentações, destaca-se projeto de Lei aprovado pela Câmara Legislativa da Califórnia (California's Assembly Bill 2514), que em 2010 determinou que as maiores distribuidoras do estado adquirissem 1,3 GW de capacidade de armazenamento.

filme e reservas operacionais a preços de mercado. A Figura 12 apresenta estrutura geral do modelo de negócios.



Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

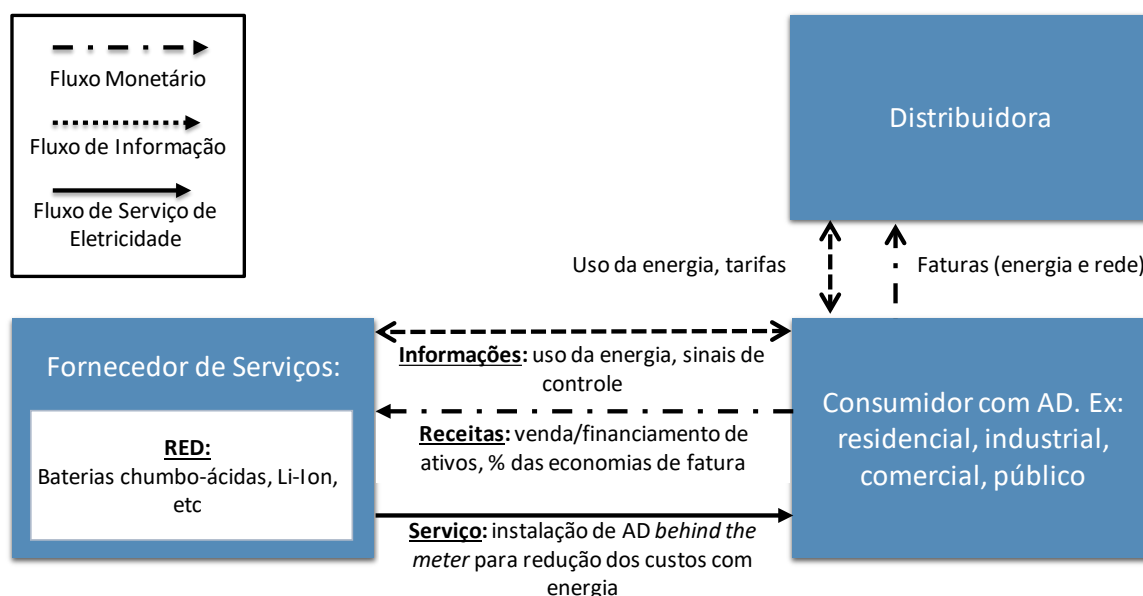
Figura 12 – Estrutura Geral de Modelo de Negócios de Armazenamento de Energia para Serviços de Rede

Armazenamento de Energia para Otimização da Carga de Usuários Finais

De maneira similar à arquitetura de modelos que combinam geração e armazenamento distribuídos para a otimização da carga de usuários finais, este agrupamento envolve a instalação de dispositivos de *AD behind-the-meter* para, com base nos sinais de preços, reduzir demandas de pico e arbitrar o consumo e a injeção (ou autoconsumo) de energia de acordo com os sinais tarifários. O público-alvo dessa arquitetura também são clientes residenciais, industriais, comerciais e/ou públicos (Burger e Luke, 2016; Basterra e Ozamiz, 2020).

As receitas associadas a esta arquitetura são obtidas principalmente da venda/financiamento de ativos de armazenamento ou do compartilhamento com os fornecedores das economias nas faturas. Há também modelos que envolvem o pagamento de economias garantidas, porém estes são menos aplicados a consumidores residenciais.

A estrutura geral deste grupo de modelo de negócios é mostrada na Figura 13.



Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

Figura 13 – Estrutura Geral do Modelo de Negócios de Armazenamento de Energia para Otimização da Carga de Usuários Finais

Armazenamento de Energia para Co-otimização da Carga de Usuários e da Operação do Sistema

Motivados por uma série de mudanças na regulação²³ que têm possibilitado a agregação de RED para participação em mercados de energia, vêm surgindo modelos de negócios que visam implantar tecnologias de armazenamento *behind-the-meter* para atender a esse novo nicho e simultaneamente reduzir faturas dos usuários finais. Esses modelos atendem principalmente consumidores industriais, comerciais e públicos na oferta de serviços como capacidade firme, reservas

²³ Como na Europa, com as recomendações do grupo de especialistas 3 da *European Smart Grid Task Force*, e nos Estados Unidos. Nesse país, destacam-se as reformas setoriais ocorridas a partir de 2014 no estado de Nova Iorque (*“Reforming the Energy Vision”*, REV), as propostas da Força Tarefa de Recursos Energéticos Distribuídos e Mercados Ancilares (*“Distributed Resource Energy and Ancillary Market Task Force”*, DREAM) do Conselho de Confiabilidade Elétrica do Texas (ERCOT) e as regulamentações sobre telemetria e medição do Operador Independente da Califórnia (CAISO).

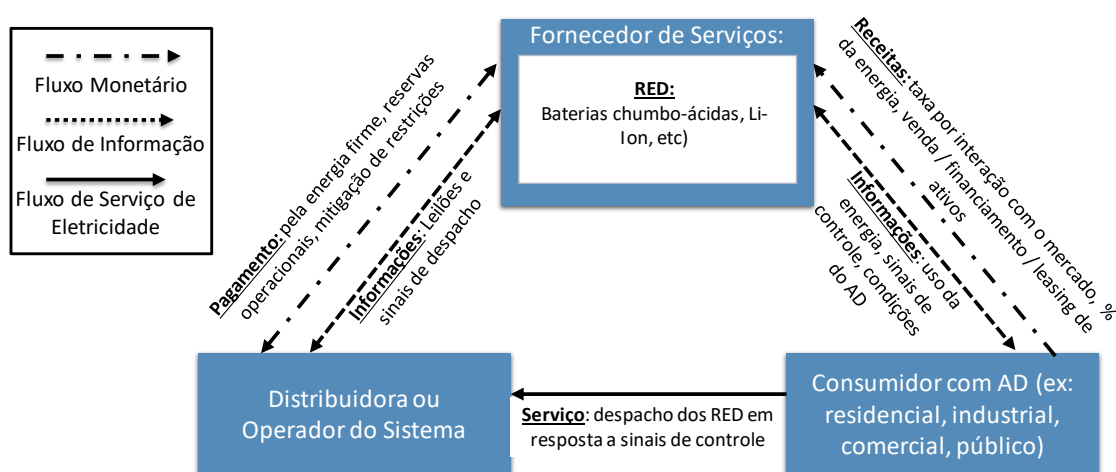
operacionais e mitigações de restrições de rede (Burger e Luke, 2016; Basterra e Ozamiz, 2020).

As receitas desta arquitetura advêm principalmente da venda de ativos de armazenamento e da cobrança de taxas de intermediação nos mercados (corretagem). Em alguns casos, a receita vêm do compartilhamento das economias nas faturas de usuários (Basterra e Ozamiz, 2020).

Uma parcela específica de empresas dentro desta arquitetura desempenha o papel de agregadores das capacidades de armazenamento de diversos usuários, seja como um representante da distribuidora perante os clientes ou vendendo serviços de AD a ela. Historicamente, este subconjunto de agregadores atende a consumidores comerciais e obtêm suas receitas pela venda de ativos ou cobrança de taxas de corretagem (Basterra e Ozamiz, 2020).

Outro grupo específico de empresas atua fornecendo reservas operacionais para operadores do sistema com o uso de tecnologias de armazenamento térmico em tijolos e aquecedores de água. Por suas características, esses serviços têm potencial para atender também a clientes residenciais.

A Figura 14 apresenta a estrutura geral da arquitetura.



Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

Figura 14 – Estrutura Geral do Modelo de Negócio de Armazenamento de Energia para Co-otimização da Carga de Usuários e da Operação do Sistema

5.1.3 Resposta da Demanda e Gestão de Energia

Estes modelos permitem que consumidores façam uso mais racional da energia e da potência fornecidas, seja através do aumento da eficiência energética ou do deslocamento de suas demandas para horários com menor carga na rede em resposta a sinais tarifários e/ou de controle. Com isso, buscam obter reduções em suas faturas (Basterra e Ozamiz, 2020).

Identificam-se na experiência internacional duas arquiteturas de modelos de negócios associadas à resposta da demanda e à gestão da energia. Os serviços, os agentes envolvidos e o fluxo de receitas associado a cada arquitetura são apresentados a seguir.

Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda

Burger e Luke (2016) identificam que grande parte do mercado de resposta da demanda e de sistemas de gerenciamento de energia podem ser enquadrados como modelos de “Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda no Mercado”. As empresas deste modelo geralmente possuem como público-alvo segmentos de clientes industriais, comerciais e públicos. Fatores como tamanho mínimo da demanda ofertada e custos de transação restringem a participação de consumidores residenciais em mercados de capacidade.

O produto tipicamente ofertado a esses clientes são Sistemas de Gestão de Energia (GSE) que otimizam o consumo (e a geração de energia, no caso de *prosumidores* ou autoprodutores) e permitem a participação dos usuários em programas de resposta da demanda. A receita destes negócios vem da cobrança de assinaturas pelo uso do *software* ou do compartilhamento das economias aferidas pelos clientes (Burger e Luke, 2016).

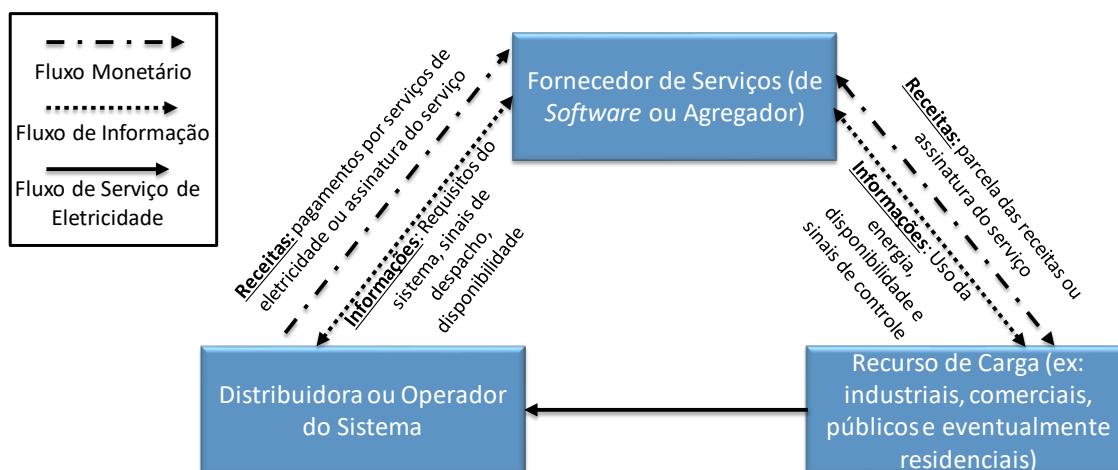
Uma variante deste modelo é a “Venda de Capacidade e de Resposta da Demanda para a Distribuidora”. Os clientes deste modelo são consumidores de mercados verticalmente integrados e/ou cativos que vendem capacidade à distribuidora a preços definidos pela regulação (Burger e Luke, 2016).

Diferentemente do modelo de venda ao mercado, na variante de venda à distribuidora é comum haver um único operador (ou agregador) atuando em nome

de cada empresa de distribuição. Outra diferença importante é que a presença de um único agregador e o ambiente regulado em que este modelo se desenvolve pode viabilizar, a depender do interesse do regulador, a participação de clientes residenciais. Contudo, como a inclusão de muitos clientes limita a velocidade de resposta da demanda, a maioria dos serviços prestados são de capacidade e reservas secundárias (Burger e Luke, 2016).

As receitas desta variante do modelo de negócios são obtidas pela cobrança direta da distribuidora ou do compartilhamento das economias ou receitas obtidas pelos clientes com a resposta da demanda e a venda de capacidade.

A Figura 15 mostra esquematicamente a estrutura desta modalidade de negócios.



Fonte: Adaptado de Burger e Luke (2016).

Figura 15 – Estrutura Geral do Modelo de Negócios de Venda de Capacidade no Mercado e de Resposta da Demanda

Fornecedores de Sistemas de Gerenciamento de Energia

Burger e Luke (2016) identificaram outra arquitetura de modelos focada no fornecimento de Sistemas de Gestão de Energia sem interação com mercados de resposta da demanda e venda de capacidade. Esses modelos de negócios de Fornecedores de Sistemas de Gerenciamento de Energia objetivam otimizar o consumo e a demanda em resposta a sinais de preços e às necessidades dos clientes.

Focadas em consumidores comerciais, industriais e públicos, as empresas que desenvolvem esses *softwares* geralmente obtêm suas receitas cobrando taxas de performance associadas às reduções de faturas obtidas pelos clientes, assinaturas pelo uso do *software* ou vendendo equipamentos de monitoramento e controle da carga.

5.1.4 Veículos Elétricos

Gómez et al. (2011) e Madina et al. (2016) destacam que o alto custo da infraestrutura de recarga conduz ao desafio de obtenção de lucro e da atração de investimentos. Logo, os modelos de negócios devem ser construídos de forma a garantir a recuperação de elevados custos e, ao mesmo tempo, fornecer um preço de carregamento aos usuários de VE que torne os custos de seus veículos comparáveis com aqueles de veículos a combustão.

Nesse contexto, os modelos de negócios voltados para a infraestrutura de recarga dos veículos elétricos incluem novos agentes, que participam do mercado oferecendo serviços e formas de cobranças diferentes.

Embora assumam nomenclaturas diferenciadas, Gómez et al. (2011), Madina et al. (2016) e Sridhar (2019) consideram agentes similares nos modelos de negócios para a infraestrutura de recarga dos veículos elétricos. Os autores assumem o surgimento de três novos agentes, além da participação de agentes preexistentes ao longo da cadeia de valor.

Os agentes preexistentes fazem parte do setor de energia elétrica. São eles: o Operador do Sistema de Transmissão, o Operador do Sistema de Distribuição e o varejista²⁴, que vende a energia elétrica aos consumidores finais. Já os novos agentes estão diretamente relacionados ao mercado de VE e são definidos abaixo:

- i. **Usuários dos veículos elétricos**, os quais demandam energia elétrica para carregamento da bateria de seus veículos. Podem, caso permitido pela

²⁴ No caso em que o Operador do Sistema de Distribuição não vende energia elétrica aos consumidores finais.

- regulação, fornecer serviços à rede quando a energia armazenada não for utilizada (veículos conhecidos como *Vehicle to Grid- V2G*);
- ii. **Agregadores ou Provedores de serviços de VE**, responsáveis por vender energia elétrica aos usuários dos VEs. São como fornecedores que agregam vários dados desses usuários para um gerenciamento integrado. Seus serviços incluem pesquisa e localização das estações de recarga mais próximas dos usuários, cobrança e roteamento. É o agente intermediário entre o usuário de VE e o operador dos pontos de recarga; e
 - iii. **Operadores ou Administradores dos pontos de recarga**, que possuem e operam as estações de carregamento através de serviços de monitoramento, controle e manutenção dessas estações. Tais agentes são responsáveis pela compra e revenda da eletricidade necessária para o carregamento dos veículos ao Provedor de Serviços de VE. Proprietários de prédios com estacionamentos, lojas de varejo, donos de postos de gasolina são exemplos de operadores.

Madina et al. (2016) considera ainda outro tipo de agente: o operador do mercado. O administrador do ponto de recarga pode ter contrato de venda de energia diretamente com o Provedor de serviços de VE ou um contrato terceirizado com o Operador do Mercado, que fornece serviços virtuais como de validação dos usuários, autorização e reserva de posto de recarga. A partir das informações obtidas através do Operador de Mercado, o Operador ou Administrador do ponto de recarga encaminha o registro dos detalhes ao Provedor de Serviços.

Segundo Gómez et al. (2011) e Madina et al. (2016), os modelos de negócios da infraestrutura de recarga para VE podem ser definidos conforme: (i) o tipo de propriedade da estação de recarga (se privada ou pública); (ii) o tipo de acesso a esta estação e (iii) a potência de carregamento. Shidhar (2019) também considera o tipo de propriedade e acesso em seu estudo do potencial financeiro de modelos capazes de tornarem a infraestrutura atraente para investidores.

Com base em Gómez et al. (2011), há três modelos de negócios mais frequentes para infraestrutura de recarga de veículos, com diferentes agentes, custos e opções de recarga: residencial (propriedade privada), em locais públicos e em locais

privados com acesso público. Tais modelos podem, ainda, ser classificados segundo o tipo de potência da carga (Madina et al., 2016), se lenta, média ou rápida.

O carregamento lento é tipicamente residencial. A infraestrutura que oferece padrões de recarga rápida ou média são de acesso público, embora as estações com esse tipo de acesso também forneçam recarga lenta. Conforme dados da IEA (2019d), a maior parte dos postos de carregamento de acesso público é de recarga lenta e previsões do New Policies Scenario mostram que essa característica deve se manter até 2030. Os principais modelos de negócio que podem oferecer recargas rápidas são de Recarga em Locais Públicos e Recarga em Locais Privados de Acesso Público.

A seguir são descritos os modelos de negócios mais frequentes e em seguida os modelos alternativos.

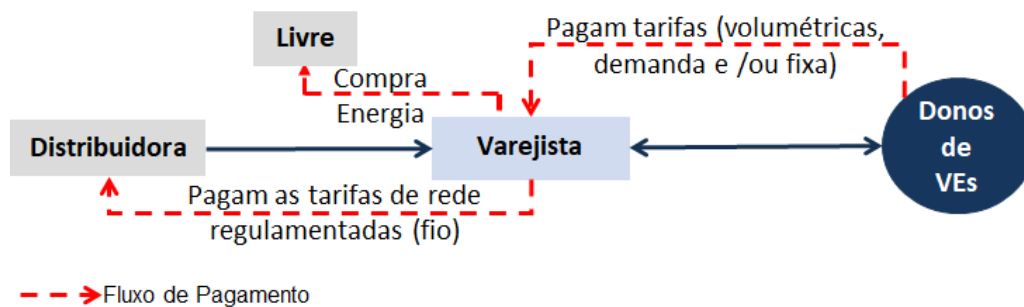
Modelo de Recarga Residencial

Nesse caso, o modelo de negócio é o de Recarga Residencial, no qual o usuário é responsável pela compra e a instalação da infraestrutura de recarga, cuja potência é baixa (Madina et al., 2016). Assim, o usuário desempenha função de operador do ponto de recarga e deve reportar à distribuidora o número de pontos de recarga na residência, sua capacidade instalada e de conexão (Gómez et al., 2011).

A depender da estrutura de mercado aplicada na área de concessão, há a figura de um agente intermediário dado por um varejista²⁵, que compra e revende a energia e a disponibilidade do fio para o usuário do VE. Neste caso, o varejista paga as tarifas de rede regulamentadas para a distribuidora e em casos de mercado livre de energia adquire energia neste mercado. O usuário, por sua vez vende a energia através de um contrato com tarifas (volumétricas, de demanda e/ou fixas) que devem incentivar a recarga fora do horário de pico, sendo necessário o uso de

²⁵ Caso em que não há medidor separado para o VE do restante da casa. De acordo com Gómez et al. (2011), existe a possibilidade de instalação de medidores para a recarga do veículo separados do restante da residência e, portanto, o usuário teria contratos de fornecimento distintos. No caso de separação do medidor, o agente intermediário seria um Agregador.

medidores inteligentes para o fornecimento de informações de energia consumida de hora em hora e tempo de conexão (Gómez et al., 2011). Os agentes e o fluxo de pagamento entre eles estão sintetizados na Figura 16.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 16 – Fluxo de Pagamento entre os Agentes em um Modelo de Recarga Residencial

Como mostra o relatório do IEA (2019d), espera-se que a opção preferida para recarga de veículos seja a residencial. Apesar da preferência, a recarga fora do ambiente residencial é uma preocupação dos usuários de VE (Madina et al., 2016). Portanto, observa-se a necessidade de modelos de negócios voltados para usos ocasionais desses usuários.

Modelo de Recarga em Locais Públicos

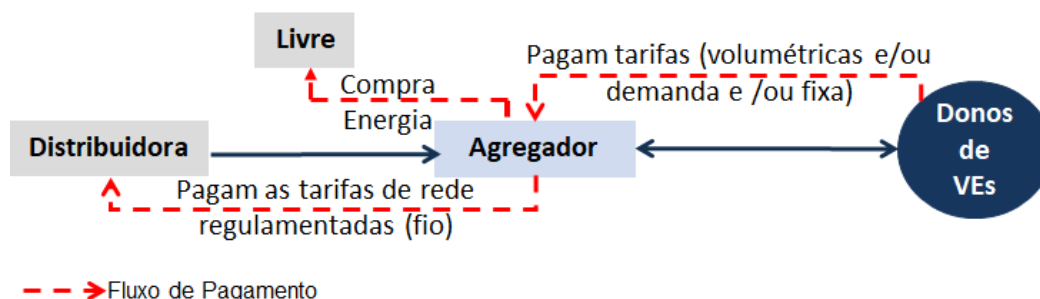
A infraestrutura de recarga neste modelo é, tipicamente, disponibilizada pelo poder público ou pelas distribuidoras, para que os VE possam ser carregados mediante a cobrança de tarifas. A infraestrutura, neste caso, pode oferecer recargas rápidas.

Os riscos de investimentos nesse tipo de modelo são mais elevados se comparados com o modelo de recarga residencial, uma vez que a infraestrutura pode ser considerada uma despesa de rede (Gómez et al., 2011).

Nesse modelo de negócios, o agente intermediário geralmente é um Agregador, que pode ter vários contratos diferentes e, assim, se beneficiar de economias de escala. De acordo com Gómez et al. (2011), o agente deve ter acesso aos pontos de recarga públicos sem discriminação ou monopólio por parte do operador do serviço de distribuição. Tal qual no modelo de recarga residencial, o agente intermediário geralmente adquire a disponibilidade da distribuidora por meio de

tarifas reguladas e energia no mercado livre. Gómez et al. (2011) recomendam que a cobrança para os usuários seja por meio da combinação de tarifas volumétricas variáveis no tempo e de demanda, com o objetivo de refletir os custos de rede e os preços de mercado da energia.

A Figura 17 mostra o fluxo de pagamento entre os agentes neste modelo.



Fonte: Elaboração própria.

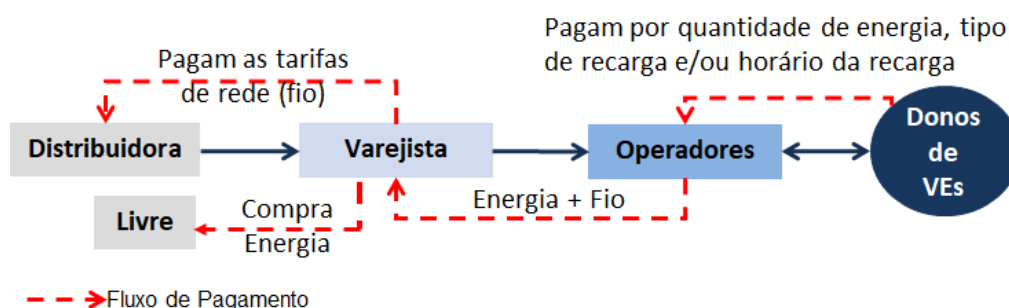
Figura 17 - Fluxo de Pagamento entre os Agentes no Modelo de Recarga em Locais Públicos

De forma a garantir o fluxo de informações sobre o consumo de energia e a demanda, o modelo requer a instalação de controladores de gerenciamento e de bordo do VE, sob a responsabilidade do Agregador, bem como de um medidor do VE, de responsabilidade do usuário. O controlador de bordo comunica o tempo de conexão e a demanda de energia ao controlador de gerenciamento, que fornece um cronograma de recarga ao usuário. Com esse mecanismo, o Agregador pode otimizar volumes e períodos de energia para a carga dos veículos elétricos (Gómez et al., 2011).

Modelo de Recarga em Locais Privados de Acesso Público

Em locais privados de acesso público, o serviço pode ser oferecido em postos ao longo das rodovias (recarga rápida), em estacionamentos pagos ou no local de trabalho do usuário do VE. A infraestrutura de recarga em locais privados com acesso público pode ter equipamentos de produção, armazenamento ou conversores de energia, com o objetivo de fornecer opções de recargas rápidas a preços competitivos em horários de pico.

Neste modelo é criada uma figura adicional aos modelos anteriores, o Operador ou Administrador²⁶ da estação de recarga, cuja infraestrutura é de sua responsabilidade. Esse agente tem geralmente um contrato para pagamento pela disponibilidade da rede e energia com o varejista. O pagamento do administrador é baseado na energia consumida e na demanda de pico medidas por um medidor inteligente. Também para esse modelo, Gómez et al. (2011) propõem a aplicação de tarifas de demanda e por hora. As tarifas são repassadas ao usuário do VE, que paga pela quantidade de energia consumida, tipos de recarga (normal, rápida ou ultrarrápida) e segundo o horário da recarga, a qual teria preços mais elevados em períodos de pico de demanda. O fluxo de pagamento entre os agentes do modelo é apresentado na Figura 18.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 18 - Fluxo de Pagamento entre os Agentes no Modelo de Recarga em Locais Privados com Acesso Público

Além das tarifas de energia e/ou demanda, há modelos de negócios que incluem taxas de estacionamento do usuário de VE. Alguns empreendimentos, como shopping centers e vinícolas, oferecem recargas gratuitas para atrair consumidores e incrementar as vendas.

Modelos Alternativos

²⁶ O administrador do ponto de recarga desempenha, simultaneamente, as funções de operador do posto, porque é responsável pela infraestrutura e seus serviços e de provedor/agregador de serviço de Veículo Elétrico devido à sua relação contratual direta com o usuário do veículo (Madina et al., 2016).

Existem alguns modelos de negócios alternativos para a prestação de serviços de recargas de veículos elétricos, com diferentes agentes e tipo de infraestrutura:

- i. **Recarga residencial com agregador de VE**, no qual o agente intermediário é o provedor ou agregador de serviços de VE. O modelo permite que o usuário possua um medidor para o VE separado do restante da casa e, portanto, precificações distintas para o VE. Para a medição do volume e do período de recarga, é necessário um mecanismo de controle do horário e da quantidade de energia no ponto de conexão;
- ii. **Prédio comercial com estacionamento e acesso privado aos funcionários**, onde o proprietário do prédio atua como agente intermediário no modelo, sendo o administrador/operador dos pontos de recarga, uma vez que compra a energia de um fornecedor e revende ao usuário de VE. As tarifas cobradas do dono do prédio e repassadas ao usuário podem ser volumétricas e de demanda (Gómez et al., 2011);
- iii. **Estações de aluguel ou troca de bateria**, que fornecem serviços de aluguel ou troca de baterias para o usuário. O número de baterias fornecidas depende do tempo necessário para troca da bateria e do tempo para recarregá-las totalmente dentro da estação (Sridhar, 2019).

Os modelos de negócios com prestação de serviços de infraestrutura de recarga se concentram no fornecimento de energia ao usuário do veículo. Contudo, alguns VEs podem injetar energia na rede caso permitido pela regulação. Baseado em Gómez et al. (2011), os principais modelos de negócios já apresentados são válidos com algumas modificações para os *Vehicle-to-Grid* (V2G):

- i. **Conexão residencial, eventualmente com armazenamento**, para a redução de custos com energia. Nesse caso, se as tarifas pagas pelo usuário forem variáveis no tempo, o usuário é incentivado a armazenar energia no veículo durante os períodos de menor demanda e utilizá-la ou injetar na rede em períodos de ponta. A lucratividade do negócio está associada ao tempo de estacionamento do veículo elétrico na casa, à eficiência da bateria e às diferenças entre os preços horários da eletricidade. O agregador recebe a compensação do operador e a transfere ao usuário do VE;

- ii. **Conexão em locais de acesso público com gerenciamento de agregadores de VE**, que apresenta acordos de medição, comunicação e contratos com o operador do sistema. O modelo é aplicado em estacionamentos e prédios comerciais, por exemplo, onde os usuários podem conectar seus veículos à rede.

5.1.5 Usinas Virtuais

As usinas virtuais representam a “internet da energia”, que se aproveita das redes existentes para personalizar serviços de suprimento e demanda de eletricidade para um dado consumidor, podendo maximizar o valor tanto para o consumidor final quanto para a distribuidora e para o operador do sistema de transmissão por meio do uso de *software*, *hardware* e infraestrutura de comunicação com RED.

Nesse contexto, os produtores de energia oferecem suas capacidades não alocadas aos operadores das usinas virtuais, que as adquire, gerencia a produção da usina a partir da demanda de vendas em tempo real e vende a energia produzida em múltiplos mercados ao mesmo tempo, tanto no mercado atacadista quanto no mercado de balanço de energia ou diretamente para os usuários finais. Em caso de desequilíbrio entre oferta e demanda, o operador da usina virtual concentra a energia gerada e disponível na planta virtual e a fornece para rede elétrica.

Como a usina virtual gerencia a produção de um lado e, de outro, vende a energia nos mercados, os agentes ao longo da cadeia de valor podem ser vistos como parceiros-chaves para os modelos de negócio. Para ter acesso à energia produzida, a usina virtual lida com pequenos produtores de energia distribuída ou fornecedores de energia de usinas CHP/CCHP (*Combined Heat & Power / Combined Cooling, Heat & Power*). Usinas CHP (ou cogeneradores), energia fotovoltaica (PV), bombas de calor (HP), coletores solares e quaisquer outras fontes de energia e calor podem ser agregados e cooperar na área local (Surma; Werglaz, 2019).

De outro lado, a usina virtual pode vender a consumidores finais ou atuar no mercado de energia. Segundo Surma e Werglaz (2019), os clientes-alvo dos modelos de negócios de uma usina virtual são consumidores residenciais,

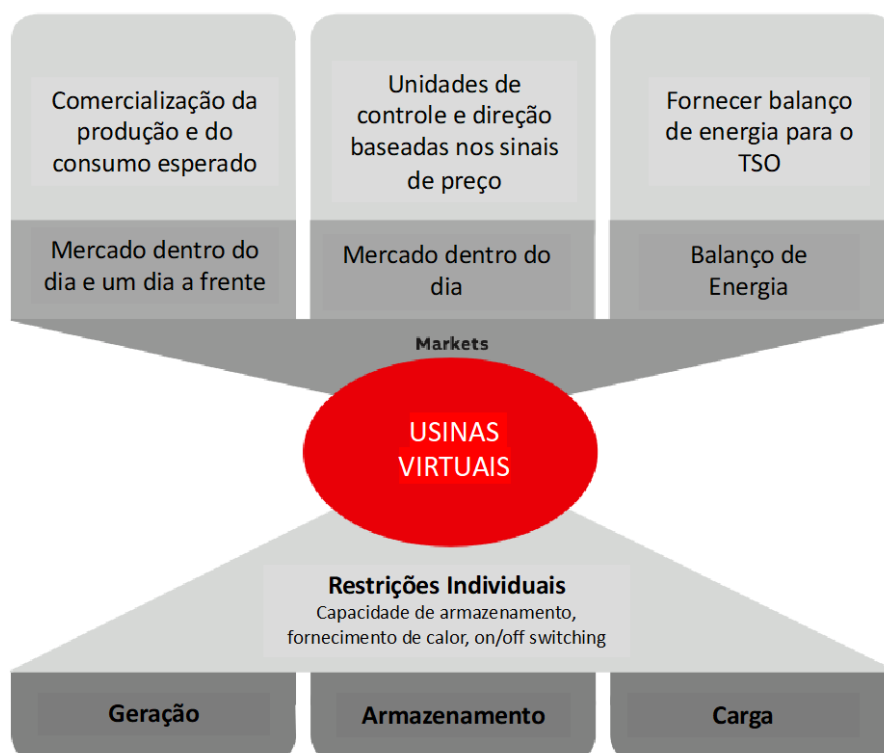
industriais, comerciais, governos locais/municípios ou mesmo distribuidoras. Saliba et al. (2016) consideram também as microrredes como agentes.

Quando participa do mercado de energia, a usina virtual pode atingir um de seus objetivos, que é gerar o máximo de receita possível para seus integrantes. O operador compra a energia dos produtores e gerencia a produção da usina virtual com base nas demandas, pagando a esses produtores as tarifas de energia e capacidade e vende essa energia a consumidores finais ou no mercado de energia, de acordo com os sinais de preços.

O tipo de atuação no mercado de energia e o público alvo são alguns dos principais fatores determinantes para a configuração de uma usina virtual. Saliba et al. (2016) afirmam que existem essencialmente três tipos de participação no mercado adotados pelos operadores das usinas virtuais. São eles:

- Comercialização da produção no mercado de energia *intra-day* ou para o dia seguinte, utilizando previsões de variáveis climáticas e gerenciamento da carga, além de dados históricos e em tempo real para ajustar ofertas (lances) e compromissos.
- Controle da produção da unidade em resposta aos sinais de preços advindos do mercado. Com base nesses sinais, o operador da usina virtual atua no mercado de energia ao longo do dia (participação *intra-day*).
- Fornecimento de balanço de energia para o operador do sistema de transmissão nos momentos de pico de demanda.

Outro fator associado à configuração da usina virtual corresponde ao tipo de geração, carga e armazenamento presentes nas unidades do *pool*, que tem efeito sobre a forma de atuação no mercado de energia escolhido pelo operador da usina virtual. A Figura 19 esquematiza os principais fatores associados à configuração de uma virtual.



Fonte: Adaptado a partir de Saliba et al (2016).

Figura 19 – Modelos de Negócios e Participação do Mercado das Usinas Virtuais

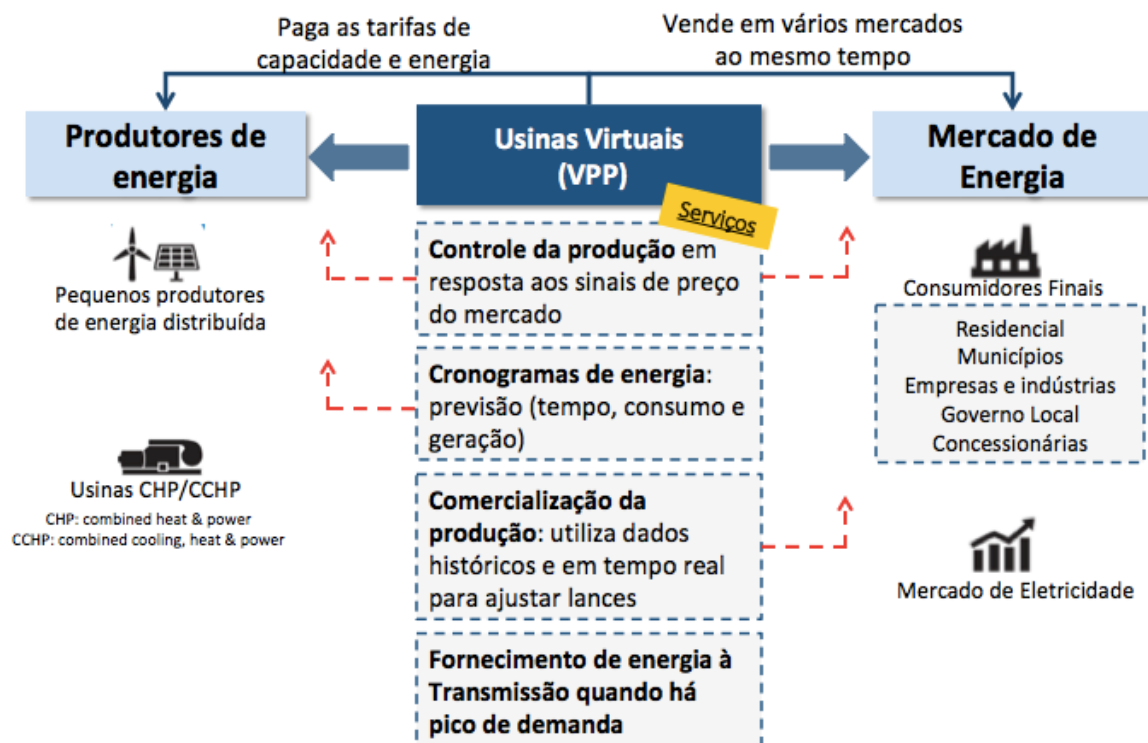
Portanto, o sistema da usina virtual deve ser capaz de executar a otimização e controle para o dia seguinte, ao longo do dia (*intra-day*) e/ou em tempo real, através do uso de dados históricos e em tempo real de produção, meteorológicos e de consumo, de forma a prever a capacidade de produção e a demanda de carga. De posse das previsões, o operador da usina comunica e atualiza os cronogramas a cada unidade do *pool*, oferecendo suporte à negociação da energia e gerenciamento de portfólio automatizado (Saliba et al., 2016; Surma e Werglaz, 2019).

O fluxo de receitas nos modelos de negócios de Usinas Virtuais dependerá do mercado de atuação e do serviço prestado pelo seu operador. Ao otimizar o despacho de fontes renováveis e vender esses recursos no mercado de energia aos consumidores finais (ex: distribuidoras ou usuários residenciais) a Usina Virtual recebe pela intermediação entre esses agentes. O operador da Usina Virtual também pode ser remunerado por uma tarifa de demanda (\$/kW) ou volumétrica (\$/MWh), paga pelos consumidores finais, estabelecida no contrato ou negociada

no mercado atacadista de energia. O operador da Usina Virtual, por sua vez, oferece uma compensação financeira aos *prosumidores* que disponibilizam sua capacidade de energia. Ainda, a prestação de serviços ancilares ou de resposta da demanda também poderá acarretar em fluxo de receita adicional para o operador da Usina Virtual.

A presença de Usinas Virtuais também pode resultar em preços mais baixos de energia para os demais agentes participantes, uma vez que é possível controlar os ativos de acordo com os sinais de preço oferecidos pelo mercado.

Os agentes, principais serviços fornecidos e o fluxo de pagamentos de um modelo de negócios da usina virtual são sintetizados na Figura 20.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 20 – Esquema Sintetizado de um Modelo de Negócios para Usina Virtual

Surma e Werglaz (2019) por sua vez classificam as usinas virtuais segundo dois modelos de negócios mais específicos:

- Modelo europeu: focado essencialmente no gerenciamento da oferta, formada por pequenas unidades de geração distribuída renovável. A coordenação do trabalho da usina resulta em um sistema de energia

integrado coerente em nível local. O sistema pode ser enriquecido pela participação de energia advinda do mercado atacadista e pelo gerenciamento do uso da energia pelos consumidores comerciais.

- Modelo americano: focado essencialmente no fornecimento de resposta flexível à demanda em tempo real. Os principais serviços fornecidos referem-se à regulação da capacidade de pico e de confiabilidade da rede e da energia. Programas de *critical-peak pricing* são utilizados no modelo.

Independente do modelo, o negócio de uma usina virtual é otimizar o comércio da eletricidade produzida entre vários agentes ao mesmo tempo.

5.1.6 Microrredes

De forma geral, os modelos de negócios para microrredes podem ser classificados segundo o tipo de propriedade do cliente, o tipo de pagamento e de acordo com o serviço. Ressalta-se, entretanto, que alguns modelos podem ter mais de uma classificação, ou serem usados em conjunto (Francklyn, 2018).

O estudo desenvolvido por Asmus e Lawrence (2016) analisou com maior nível de detalhe os modelos de negócios que têm sido implantados por proprietários, desenvolvedores, fornecedores e distribuidoras. A seguir, são analisados os modelos de negócios abordados pelos autores de acordo com tipo de pagamento, propriedade e o serviço fornecido.

Modelos por Tipo de Pagamento

Pela forma de pagamento, destacam-se os modelos *Pay-as-You-Go* (PAYG) e o *Power Purchase Agreements* (PPA), que é o modelo com a maior possibilidade de ser aplicado aos diferentes segmentos do mercado.

- *Power Purchase Agreements* (PPA)

O PPA pode ser aplicado em projetos independentes, tanto de larga escala quanto de instalações menores, como de energia fotovoltaica solar em um telhado residencial. O modelo é projetado para atuação de terceiros, que desempenham o papel de uma concessionária “virtual” fornecendo serviços de energia e obtendo em contrapartida vantagens por meio de subsídios e créditos. Nesse modelo todos

os custos iniciais são de responsabilidade dos terceiros. Excetuando as distribuidoras, todos os demais segmentos são público alvo desse modelo de negócios.

Grande número de fornecedores tem migrado para o uso de contratos de compra de energia para as microrredes, no qual eles assumem o risco de performance e em troca capturam o fluxo de receitas da venda dos serviços anciliares. Em geral, os contratos são atrelados ao custo da prestação de serviço da concessionária, com preço igual ou inferior a esse custo. A receita é obtida com o aumento de 1 a 5% anualmente, durante um período de 20 anos.

Segundo Asmus e Lawrence (2016), o PPA é o modelo de negócios mais atuante no mercado de energia fotovoltaica residencial e comercial nos Estados Unidos e o interesse nele tem sido crescente.

- *Pay-as-You-Go (PAYG)*

Já o modelo de pré-pagamento (PAYG) de microrredes é aplicado em sistemas de pequena escala e remotos, sendo adequados a países em desenvolvimento. O uso de flexibilidade no sistema de pagamento pode expandir consideravelmente opções de energia e disponibilidade de eletricidade para consumidores de renda variável e baixa renda.

Nesse modelo, a microrrede pode ser financiada por diversos mecanismos e os consumidores pagam antecipadamente pela energia elétrica que irão consumir. O pré-pagamento tem como foco microrredes de pequeno porte e em locais isolados, onde o fornecimento normalmente se resume ao serviço de iluminação, carregamento de bateria de celulares e uso de computadores. Como os pré-requisitos de uso são mínimos e os créditos adquiridos podem ser usados em um longo período de tempo, tais modelos representam uma vantagem para consumidores com renda variável ou baixa renda (Asmus e Lawrence, 2016; Moreno e Bareisaite, 2015).

A depender do plano de pré-pagamento, a distribuidora limita a quantidade de energia que os consumidores podem adquirir. Algumas empresas podem impor restrições quanto ao prazo e tamanho do pagamento ou ainda exigir o pagamento

de uma pequena taxa de instalação, para aumentar a chance de o cliente fazer pagamentos futuros.

Boa parte dos sistemas que utilizam esse modelo são soluções *off-grid* que possuem altos custos fixos, os quais não podem ser diluídos facilmente em sua base de consumidores. Portanto, na eletricidade, não é suficiente adicionar novos clientes para compensar o baixo uso de usuários existentes, uma vez que cada novo usuário demanda um investimento novo e significativo, relacionado aos custos de conexão à rede (Moreno e Bareisaite, 2015).

Com isso, a estrutura de custos das tecnologias de eletrificação pode levar as distribuidoras a insistirem na adoção de pagamentos mínimos ou na definição de requisitos de uso mínimo da energia, o que limitaria o grau de flexibilidade a ser ofertado pelo modelo de negócio. Dentro desse contexto, os medidores inteligentes desempenham papel fundamental, especialmente nos sistemas remotos, onde possibilitam à empresa auferir o montante de energia utilizada por cada um dos clientes conectados e desligar o fornecimento rapidamente, em caso de não pagamento (Asmus e Lawrence, 2016; Moreno e Bareisaite, 2015).

Moreno e Bareisaite (2015) reforçam o risco da flexibilidade do modelo, a qual pode dificultar o fluxo de caixa contínuo da empresa. Apresentar um fluxo de receita grande e estável é importante para negócios de capital intensivo como o do setor de energia elétrica, possibilitando a atração de investimentos de longo prazo. Apesar do risco, os autores reconhecem que há pouca taxa de inadimplência nos locais onde o modelo é aplicado. Para aumentar a base de clientes, a empresa pode fazer análise do risco de pagamento e dos padrões de consumo de clientes individuais, pré-selecionando seus clientes e exigir pagamento de adiantamentos, como a taxa de instalação.

O segmento de mercado desse modelo de negócio são instalações militares, comunidades isoladas e microrredes em corrente contínua. Como exemplo de aplicação do modelo, Borghese et. al (2017) e Asmus e Lawrence (2016) citam o caso da Índia, onde microrredes movidas a energia fotovoltaica solar atendem de 25 a 30 clientes que pagam por cada microrrede instalada. Nesse caso, os próprios

clientes investem lentamente na instalação de seus próprios sistemas, sendo pagos, em geral, em um período de 3 a 5 anos.

Modelos pela Propriedade

Mais modelos de negócios são determinados de acordo com a propriedade do cliente. Destacam-se os modelos *Ownership*, *Microgrid-as-a-Service*, de serviços especializados apenas em manutenção e operação e o *Utility Rate Base*, que são descritos a seguir.

- *Ownership*

Nesse modelo, o financiamento, construção, operação e manutenção da microrrede são de responsabilidade do proprietário da instalação (Borghese et. al, 2017). Corresponde à forma mais direta a ser adotada para construção de uma microrrede. A maioria das instalações conectadas à rede utilizam esse modelo de negócio, sendo o líder do segmento no caso de microrredes institucionais/campus (Asmus e Lawrence, 2016). A Figura 21 ilustra o funcionamento do modelo *Ownership*.



Fonte: Adaptado de Dunlap (2018).

Figura 21 – Modelo *Ownership* Esquemático

Em geral, os proprietários têm buscado tornar seu portfólio de fornecimento de energia mais limpo e/ou aumentar o nível de eficiência de seu sistema introduzindo novas tecnologias. A microrrede é, usualmente, inserida em um *mix* de recursos já existente (geração à diesel, geração em ciclo combinado e infraestrutura de distribuição), através de uma integração mais sofisticada do sistema arcada pelo proprietário. Segundo Asmus e Lawrence (2016), os benefícios dessa integração retornam ao proprietário na forma de custos operacionais reduzidos. Contudo, enfatizam Borghese et. al (2017), os riscos de capital recaem sobre os proprietários.

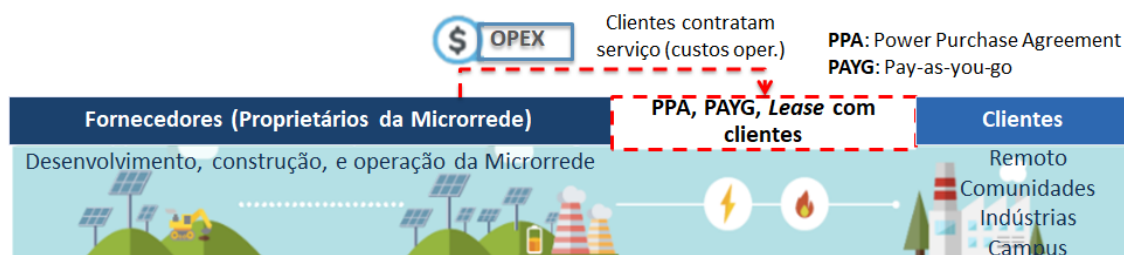
Com o aumento do nível de complexidade dessas microrredes, que passam a possuir recursos energéticos distribuídos e armazenamento de energia a elas integrados, existe a tendência de que tais projetos migrem para desenvolvedores privados. O segmento de mercado associado a esse modelo de negócios é o institucional/campus e as comunidades isoladas.

- *Microgrid-as-a-Service* (MaaS)

Os modelos de negócios de propriedade do cliente (*Ownership*) e de microrredes como serviço (*Microgrid-as-a-Service*) fornecem retornos idênticos. No primeiro caso, o risco financeiro recai sobre os consumidores, enquanto no segundo caso existe a possibilidade de colaboração entre consumidores, distribuidoras de energia elétrica e outros parceiros financeiros, de forma a possibilitar a capitalização de oportunidades de mercado (Borghese et al, 2017).

O modelo abrange uma variedade de esquemas de propriedades de terceiros, contratos de compra de energia, pré-pagamento (PAYG), arrendamento e outros tipos de acordos financeiros. Empresas especializadas em diferentes aspectos tecnológicos das microrredes formam parcerias e acordos oferecendo novas opções de energias renováveis. Como o modelo é baseado em contratos com terceiros, a microrrede evita altos custos de capital, ao contrário do modelo *ownership*.

Uma vertente do modelo considera apenas uma única entidade, cuja responsabilidade é gerenciar toda a atividade, desde o *design* da microrrede, seu projeto, construção, até sua operação e manutenção. Asmus e Lawrence (2016), por exemplo, consideram que a empresa teria uma abordagem mais ampla do modelo de negócios para microrredes baseada no design, construção, operação, propriedade e manutenção (*design, build, operate, own, and maintain* – DBOOM). A esse modelo de negócio poderia também ser adicionada a componente de energização, especialmente no caso de nano-microrredes. A Figura 22 ilustra o funcionamento deste modelo de negócios.



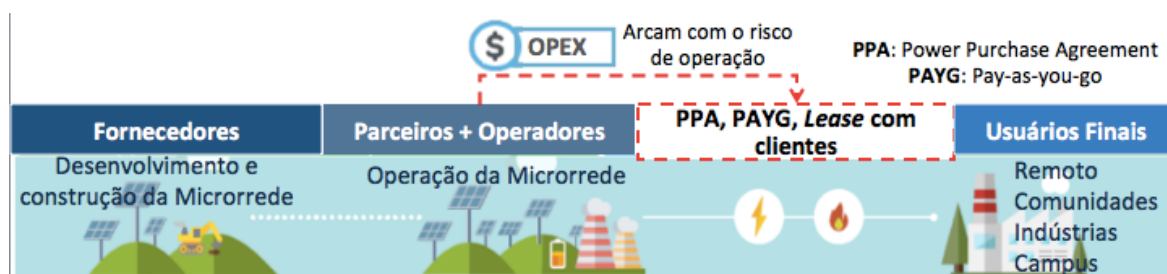
Fonte: Adaptado de Dunlap (2017).

Figura 22 – Modelo DBOOM Esquemático

A grande vantagem desse modelo para o consumidor é que ele pode realizar uma compra única. O fornecedor capturaria toda a receita potencial proveniente do projeto, desde a fase de engenharia até a permissão do desenvolvimento do projeto em larga escala, e por fim o O&M do projeto. Contudo, Asmus e Lawrence (2016) destacam que, para capturar essa receita, a empresa precisa fornecer toda a gama de serviços, produtos, *hardware* e *software*.

O público alvo desse modelo de negócio são os segmentos comercial e industrial, campus, distribuidoras e comunidades remotas.

Outra possibilidade de modelo relacionado ao MaaS é o de contratos de operação e manutenção, que correspondem a uma maneira de garantir níveis de performance ótimos por parte da microrrede e costumam ser firmados em projetos desenvolvidos por distribuidoras. No caso das microrredes desenvolvidas pela distribuidora ou pelo próprio proprietário, os contratos de O&M representam oportunidades para terceiros de absorver parte das receitas desses projetos. A Figura 23 ilustra o funcionamento desse modelo de negócio.



Fonte: Adaptado de Dunlap (2017).

Figura 23 – Modelo de Contrato de O&M por Terceiros Esquemático

É interessante observar que os modelos especializados em O&M se adequam muito às comunidades remotas, onde é rara a existência de mão de obra qualificada

e *expertise* em engenharia. Por isso, um público alvo desse modelo de negócio são as comunidades, mas pode ser aplicado a campus e distribuidoras.

- *Utility Rate Base*

Nesse modelo, a microrrede é de propriedade da distribuidora. Contudo, de acordo com Asmus e Lawrence (2016) sua implantação por parte das distribuidoras em um contexto vinculado à rede ainda está em estágio inicial. Idealmente, a distribuidora deveria ser capaz de incorporar os custos de *design*, construção e manutenção de uma microrrede em sua base tarifária.

Embora pouco comum, espera-se que esse modelo de negócio cresça em escala nos próximos anos, visto que diversos projetos de automação de subestações e das redes de distribuição que têm sido desenvolvido podem se transformar em projetos de microrredes.

Nesse modelo, o foco principal das microrredes é o de integrar recursos energéticos distribuídos garantindo a confiabilidade e resiliência do sistema de distribuição em comunidades isoladas e para a resiliência comunitária ("*community resilience*").

Modelos por Tipo de Serviços/Outros

Os demais modelos de negócio referem-se a cadeias de valor nas quais não há uma determinação de propriedade da microrrede, mas uma oferta de serviços e venda de produtos que auxiliam seu funcionamento. São modelos que podem ser associados aos anteriores, devido à possibilidade de descentralização das atividades da microrrede.

- *Venda de Componentes de Hardware*

O modelo de negócios menos arriscado é o de ser fornecedor direto de *hardware* das microrredes, tais como para armazenamento de energia, geração distribuída, medidores inteligentes e *switches*. Ou seja, nesse caso, as microrredes são vistas por tais fornecedores como um dos mercados de seus produtos.

Contudo, empresas ativas no contexto das microrredes estão desenvolvendo parcerias para melhor integrar todos esses componentes com a rede, otimizando e alavancando seus aspectos econômicos. À medida que tais esforços aumentem, existe a tendência da venda de componentes de *hardware* de forma isolada cair em

desuso. Como exemplo, Asmus e Lawrence (2016) citam o caso da General Electric (GE), que vendia *hardware* e *software* para microrredes, mas tem deixado de vender os produtos de *hardware* para focar na inovação digital (*software*).

Os segmentos de mercado foco desse modelo de negócio são as instituições/campus, militares e consumidores residenciais.

- *Software como Serviço*

Seu objetivo principal é o fornecimento de ferramentas de controle e otimização para microrredes no ponto que concentra o maior desafio tecnológico: o do funcionamento da rede. Dentro desse modelo de negócio, propõe-se que os fornecedores ofereçam contratos de serviço de *software*, nos quais os mesmos assumiriam os riscos de desempenho do *software*.

Empresas mais focadas em arquiteturas de acesso livre (*open*), em funcionalidades de *plug-and-play* e no aumento da capacidade de integrar várias fontes renováveis a dispositivos de armazenamento de energia teriam vantagens na implementação desse modelo de negócio, cujo público alvo são instalações militares, distribuidoras e comunidades isoladas.

- *Contratos Governamentais de Serviço da Energia*

Esse modelo de negócio é frequentemente utilizado pelo departamento de defesa americano, existindo duas formas de concepção de contratos:

1. Contratos de Performance de Economia de Energia (ESPCs): serve como veículo para melhorias de eficiência energética. Nesse contrato, não existem custos iniciais e as melhorias nas instalações são realizadas com as economias acumuladas pelo aumento da eficiência. As microrredes podem ser incluídas nesses contratos, desde que permitam que a economia de energia seja identificada e mensurada.
2. Contrato de Concessão do Serviço da Energia (UESC): é um contrato mais genérico, de fonte única, que pode envolver a distribuidora. A ideia desse contrato é que o gerenciamento da energia capture economias de escala.

- *Microrredes em Corrente Contínua Não-síncrona*

De todos os modelos de negócios o desenvolvimento de uma microrrede não-síncrona em corrente contínua é o mais original. Esse modelo contém uma abordagem completamente diferente de todos os demais e está baseado na tecnologia disruptiva conectada à rede em corrente contínua e em arquiteturas de microrrede não-síncrona.

A grande vantagem do uso da corrente contínua está associada à sua modularidade para incorporação de novos componentes (como bateria), não havendo a necessidade de reengenharias, tal como ocorre no caso de microrredes em corrente alternada. É importante mencionar que o uso desse arranjo pode facilitar o processo de permissão junto a distribuidora, visto que passa a não existir a obrigatoriedade da execução de estudos de interconexão. Tais estudos são exigidos nos projetos de geração distribuída que precisam sincronizar a frequência com a corrente alternada da rede.

Além disso, é uma arquitetura que permite maior flexibilidade para o fluxo de energia, na segmentação da rede e em outras trocas de serviço da energia, pois pode ser conectada com a rede da distribuidora em diversos pontos. Também a modularidade da microrrede em corrente contínua se alinha com outras tecnologias em corrente contínua, tais como geração solar fotovoltaica, iluminação em LED e armazenamento de energia.

A maior desvantagem desse modelo de negócio está na inelegibilidade de clientes e fornecedores a obtenção de subsídios governamentais para redução de custos de projeto. O público alvo desse modelo de negócio são clientes comerciais e industriais e comunidades isoladas.

Por fim, é importante mencionar que o novo paradigma trazido pela penetração das microrredes oferecem tanto às distribuidoras quanto aos seus consumidores uma gama de novas maneiras de aumentar a confiabilidade do sistema e gerenciar recursos bidirecionais que beneficiam a ambos.

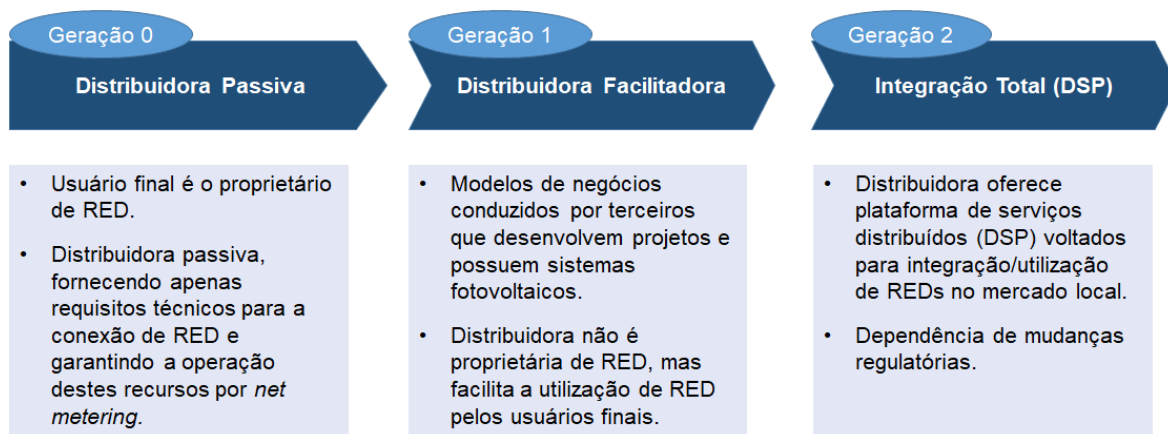
5.2 Modelos de Negócios para as Distribuidoras

A primeira grande reestruturação recente ocorrida no setor elétrico foi iniciada nos anos 1980 quando do processo de desverticalização de diversas empresas, principalmente em países como Reino Unido e Chile. Este processo teve como objetivo separar segmentos onde a competição é potencialmente viável, como na geração e comercialização de energia elétrica, das etapas relacionadas ao transporte e distribuição onde prevalece uma estrutura de monopólio decorrente de significativas economias de escala e de escopo.

Atualmente, está sendo iniciada a segunda grande reestruturação do setor elétrico a partir da difusão dos RED, especialmente a Geração Distribuída, que altera uma das características fundacionais do modelo atual, que consiste de fluxos unidirecionais de energia da geração em direção à carga, para um fluxo bidirecional, em que o *prosumidor*, além de consumir poderá injetar energia elétrica na rede. A difusão dos RED gera também a oportunidade da comercialização de múltiplos serviços entre as distribuidoras ou subsidiárias, agregadores, proprietários de RED e consumidores convencionais. Logo, há a necessidade premente de ajuste nos modelos de negócios para redefinir papéis e responsabilidades da distribuidora.

No que concerne à integração de RED ao sistema de distribuição, Frantzis et al. (2008) identificam três estágios possíveis de atuação da distribuidora de energia elétrica à medida que a penetração de RED, especialmente a geração fotovoltaica, aumenta e se torna mais relevante para o sistema, conforme apresentado na Figura

24.



Fonte: Adaptado de Frantzis et al. (2008).

Figura 24 – Estágios de Atuação da Distribuidora com o Aumento da Penetração de RED

O primeiro estágio, identificado pelos autores como Geração 0, representa um estado de baixa penetração de RED, ou seja, reflete o estado de grande parte das distribuidoras de energia elétrica atualmente. Neste estágio o usuário não apenas possui e financia o sistema fotovoltaico, mas também gerencia a maioria dos aspectos da instalação. Do lado da distribuidora, observa-se uma postura praticamente estática, oferecendo apenas esquemas de compensação por *net metering* e a infraestrutura de rede necessária para possibilitar o uso de RED pelos seus clientes.

No segundo estágio, identificado por Frantzis et al. (2008) como Geração 1, há um aumento da penetração de RED em que outras empresas (terceiros) passam a ter a propriedade de RED e realizar a sua operação, vendendo a energia ou o uso do sistema para o cliente. A vantagem da propriedade ser de terceiros é a deste agente possuir acesso a financiamento de baixo custo, maior capacidade de mitigar riscos técnicos e de fazer uso de todos os incentivos governamentais. Por sua vez, à medida que a penetração de RED se eleva a distribuidora gradualmente assume um papel de facilitador, podendo, por exemplo, oferecer: (i) serviços complementares aos oferecidos por terceiros; (ii) melhor acesso a financiamento para os usuários; e (iii) redução de barreiras burocráticas.

O último estágio, denominado Geração 2 pelos autores, equivale ao cenário em que há elevada penetração de RED no sistema. A distribuidora neste estágio possui ativos de RED e realiza integração com outros ativos de RED pertencentes aos usuários conectados à sua rede de distribuição de energia elétrica, permitindo que estes ativos sejam indispensáveis para a infraestrutura de fornecimento de energia elétrica. Este modelo requer maiores iniciativas regulatórias para o seu funcionamento.

Alguns conceitos dos estágios de evolução definidos por Frantzis et al. (2008) podem ser observados no estudo de caso apresentado por Rocky Mountain Institute (2018), na publicação *“Navigating Utility Business Model Reform”*. As características de uma distribuidora pertencente à Geração 1 podem ser observadas no case da Green Mountain Power, distribuidora responsável por atender grande parte do estado americano de Vermont. Esta distribuidora oferece subsídios financeiros para aquisição de veículos elétricos e descontos na tarifa para usuários que utilizem RED durante condições críticas de energia visando reduzir picos de demanda sistêmicos.

Como exemplo de estudo de caso pertencente à geração 2, é possível citar a Plataforma de Serviços Distribuídos (Distributed System Platform - DSP) desenvolvida no *Reforming the Energy Vision*, projeto desenvolvido pela Comissão de Serviços Públicos de Nova Iorque (New York Public Service Commission). Este projeto consiste em incentivar que as distribuidoras do estado comprem e vendam serviços na plataforma, focando na integração de RED para atingir metas de eficiência da rede e reduzir a emissão de carbono.

O propósito de uma plataforma de serviços distribuídos é realizar a integração entre recursos energéticos distribuídos como a geração distribuída, armazenamento de energia e os dispositivos de resposta da demanda ao sistema de distribuição existente. Entre as atividades decorrentes da integração é possível citar a venda de energia excedente e a prestação de serviços ancilares para o sistema de distribuição.

A DSP pode gerar benefícios tanto para a distribuidora como para os usuários. A DSP pode permitir, por exemplo, que a distribuidora tenha melhor gerenciamento e

eficiência do sistema ao direcionar recursos para os circuitos e alimentadores onde houver necessidade. Os usuários do sistema podem ser beneficiados pelos ganhos de sustentabilidade ambiental, resultantes da utilização de recursos renováveis e também pelo aumento da qualidade do serviço resultante do aumento da confiabilidade do sistema. Para os usuários que são proprietários de RED a DSP pode, ainda, fornecer novos fluxos de receita aos que prestem algum tipo de serviço para o sistema.

Nesta iniciativa desenvolvida pelo regulador do estado de Nova Iorque, as distribuidoras têm a oportunidade de obter receitas através da compra e venda de produtos e serviços como a análise de dados e pagamentos de taxas de acesso à plataforma e serviços de engenharia para microrrede. O objetivo é fazer com que a receita da distribuidora fique dividida entre a receita de prestação de serviços tradicionais de fio e receitas oriundas da plataforma de serviços de RED (RMI, 2018).

Quanto ao papel da distribuidora em estações de recarga de veículos elétricos, RMI (2016) também analisa possibilidades de atuação da distribuidora. RMI (2016) identifica os seguintes modelos: Distribuidora Facilitadora, Distribuidora Gerenciadora e Distribuidora Provedora/Provedora Exclusiva.

O primeiro modelo, identificado como Distribuidora Facilitadora²⁷, consiste em fazer com que a distribuidora forneça apenas a infraestrutura de rede e serviços de medição e faturamento. Neste caso, o dono da estação de recarga é responsável pelo equipamento de recarga e pelo relacionamento com o proprietário do VE, podendo também determinar como os custos de recarga serão cobrados e recuperados.

O segundo modelo, denominado de Distribuidora Gerenciadora, expande o papel do primeiro ao fazer com que a distribuidora seja responsável pelo fornecimento de

²⁷ Apesar da nomenclatura, o modelo identificado por RMI (2016) como Distribuidora Facilitadora seria mais similar ao de Distribuidora Passiva descrito por Frantzis et al. (2008), em que a distribuidora fornece apenas a infraestrutura de rede necessária para possibilitar o uso do recurso energético distribuído.

infraestrutura de rede elétrica e também pela orientação e coordenação do processo de recarga com objetivo de otimizar a operação da rede. Por sua vez, o dono da estação de recarga continua sendo responsável pelo equipamento de recarga, pelo relacionamento com o proprietário do VE e também por determinar como os custos de recarga serão cobrados e recuperados.

No terceiro modelo, identificado como Distribuidora Provedora/Provedora Exclusiva, a distribuidora é proprietária da estação de recarga e realiza a operação e manutenção dos equipamentos de recarga, além de ser responsável pelo fornecimento da energia elétrica. No que tange à competição e possibilidade de participação de terceiros, este modelo pode fazer com que a distribuidora seja o único agente autorizado a atuar no segmento de estação de recarga, uma vez que é possível que a competição seja restringida em casos que o regulador visualize as atividades realizadas pela estação de recarga como revenda de energia.

A Tabela 7 resume os três modelos identificados por RMI (2016).

Tabela 7 – Modelos de Negócios de Distribuidoras Identificados por RMI (2016)

Modelo	Posse de ativos de recarga	Papel da distribuidora
Facilitadora	Terceiros	Fornecimento de serviços elétricos
Gerenciadora	Terceiros	Fornecimento de serviços elétricos e coordenação do processo de recarga
Provedora/Provedora Exclusiva	Distribuidora	Fornecimento de serviços elétricos e operação da recarga

Fonte: Adaptado de RMI (2016).

Em relação aos papéis e responsabilidades da distribuidora de energia elétrica, MIT (2016) analisa a aplicação de três modelos de negócios centrais. Adicionalmente, propõe dois modelos alternativos derivados dos modelos de negócios centrais.

A primeira possibilidade de modelo de negócio identificada por MIT (2016) é a distribuidora como operadora do sistema (DSO). Neste modelo a distribuidora é encarregada pela implementação e manutenção da rede de distribuição, operação do sistema, coordenação dos despachos de RED, e também pela criação e operação de plataformas de mercados voltadas para contratação e aquisição de serviços de RED para o sistema. A contratação de serviços de RED pode resultar

em transações competitivas e transparentes durante o processo de contratação de serviços. Esta prática revelaria diferenças de preço entre soluções que utilizem RED e tradicionais de investimentos em rede, permitindo que a distribuidora possa efetivamente desbloquear o potencial dos RED para reduzir custos e aumentar o desempenho do sistema.

Para garantir a eficiência e imparcialidade no planejamento e na contratação de serviços de RED, MIT (2016) afirma que é necessário garantir a separação destas atividades daquelas tradicionalmente desenvolvidas pela distribuidora, sendo necessária a criação de uma subsidiária.

Este modelo oferece vantagens em termos de economia de escopo, uma vez que a distribuidora fica responsável pela propriedade, planejamento e operação da rede. Além disso, caso a regulação atue de forma adequada, será possível verificar um aumento de custo-benefício e competitividade na utilização de RED em relação às alternativas que consideram investimentos realizados em soluções tradicionais na rede.

No que concerne às desvantagens este primeiro modelo exige esforço regulatório e jurídico para garantir a separação e independência entre as subsidiárias e a própria distribuidora. Além disso, também será necessário supervisionar o mercado para garantir a transparência e competitividade em processos de contratação de RED.

Outro desafio identificado por MIT (2016) é que a distribuidora pode obter vantagens competitivas em relação aos provedores de serviços de RED devido ao conhecimento de sua rede. Esta assimetria de informação pode agir como uma barreira para a integração eficiente e competitiva de soluções baseadas em RED.

O segundo modelo de negócios identificado por MIT (2016) é o Modelo do Operador Independente do Sistema da Distribuidora (IDSO). Este modelo consiste na criação de um agente independente responsável pela: (i) operação e planejamento da rede de distribuição e (ii) contratação de serviços de RED para a distribuidora.

No que diz respeito à atuação do Operador Independente no mercado de contratação de serviços, este deverá incentivar a competição entre soluções que utilizem ativos de rede convencionais e soluções que utilizem RED, viabilizando a

combinação mais econômica e eficiente de serviços. O operador não teria preferência inicial em relação à utilização de RED ou serviços de rede tradicionais, uma vez que seu papel se restringe apenas à operação e planejamento do sistema.

Os Operadores Independentes podem ser estabelecidos como novas empresas privadas sujeitas à aplicação de incentivos regulatórios voltados para a eficiência, garantindo que o IDSO tenha incentivos financeiros para administrar eficientemente o sistema e facilitar a concorrência efetiva entre soluções tradicionais e de serviços de RED.

No que tange ao papel da distribuidora, neste modelo de negócios esta é a proprietária da rede e responsável apenas pela construção e manutenção dos ativos. Além disso, a distribuidora não necessita realizar a separação entre atividades competitivas. Em síntese, a distribuidora e suas subsidiárias estariam livres para participar de atividades competitivas, incluindo a propriedade de RED.

A criação de um novo agente independente destinado à operação e planejamento da rede de distribuição é o grande desafio deste modelo. Sua presença limita a economia de escopo entre instalação, propriedade, manutenção, operação e planejamento do sistema de distribuição. Outro desafio consiste na dificuldade e complexidade de operar redes de distribuição. Dado que esse agente não tem conhecimento sobre o histórico da rede, enfrentaria maiores obstáculos iniciais na administração de situações críticas do sistema, principalmente em um momento em que há maior complexidade devido à difusão dos RED.

O modelo IDSO também divide a responsabilidade de fornecer qualidade de serviço essencial entre o IDSO (responsável pelo planejamento e decisões operacionais que afetam a qualidade do serviço) e a distribuidora (responsáveis pela manutenção). Devido à rotina da distribuidora de enviar regularmente equipes para realização de manutenção é necessário que haja grande coordenação com o agente operador do sistema para evitar acidentes.

A terceira opção identificada por MIT (2016) é o modelo de negócios voltado para a Distribuidora Verticalizada, que atualmente não é aplicável ao contexto brasileiro. Este modelo consiste na distribuidora ser proprietária e responsável pela rede de distribuição e pelo mercado voltado para contratação e aquisição de serviços para

o sistema. Além disso, neste modelo a distribuidora pode atuar nos segmentos de transmissão, geração e ser responsável pela comercialização de energia e serviços.

No que diz respeito à atuação do regulador, este deverá oferecer incentivos visando o aumento da eficiência nas despesas operacionais e de investimentos, o que enseja maior imparcialidade de escolha durante a escolha entre soluções tradicionais e soluções baseadas em RED.

MIT (2016) destaca que a atuação verticalizada da distribuidora impossibilita a realização de uma análise imparcial em relação à utilização de soluções tradicionais ou baseadas em RED, uma vez que estes têm o potencial de competir diretamente com a comercialização, geração e transmissão. Dessa forma, é possível que a distribuidora verticalizada atue com o objetivo de evitar soluções baseadas em RED e de monitoramento.

Diante do exposto, é necessário um grande esforço regulatório para garantir que os processos de contratação de serviços sejam feitos de maneira eficiente, transparente e competitiva e que o planejamento do sistema considere igualmente os serviços de RED como alternativa à investimentos na geração e na rede.

Uma alternativa proposta por MIT (2016) ao modelo de Operador Independente do Sistema de Distribuição é a criação de um agente independente para operar apenas os ativos de subtransmissão. O caso avaliado é o dos EUA, em que este operador de subtransmissão englobaria as linhas com tensão entre 34,5 kV e 115 kV, além das suas subestações e ativos associados.

Essa abordagem pode evitar desafios associados à operação da rede de distribuição, além de também oferecer menos riscos, uma vez que ativos localizados na subtransmissão são menos numerosos e geralmente são operados de maneira similar aos ativos localizados no sistema de transmissão. Além disso, a alternativa também é considerada mais segura, uma vez que o modelo de operador independente do sistema de distribuição ainda não teve sua viabilidade testada (MIT, 2016).

O Operador Independente do Sistema de Subtransmissão poderia provar-se mais viável do que o modelo de operador independente da distribuição inicialmente

proposto. Além disso, essa abordagem poderia capturar economias de escopo através da operação e planejamento conjuntos das redes de transmissão e subtransmissão.

No caso brasileiro os ativos de subtransmissão identificados por MIT (2016) são equivalentes aos ativos do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) operado pelas distribuidoras de distribuição de energia elétrica. ANEEL (2015) classifica o SDAT como o conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica²⁸ ou de centrais geradoras às subestações de distribuição em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV²⁹.

Diante do exposto, a criação de um agente destinado à operação do sistema de subtransmissão no Brasil envolveria a criação de um agente com responsabilidade exclusiva sobre a rede de subtransmissão ou fazer com que o ONS seja responsável pela operação desses ativos.

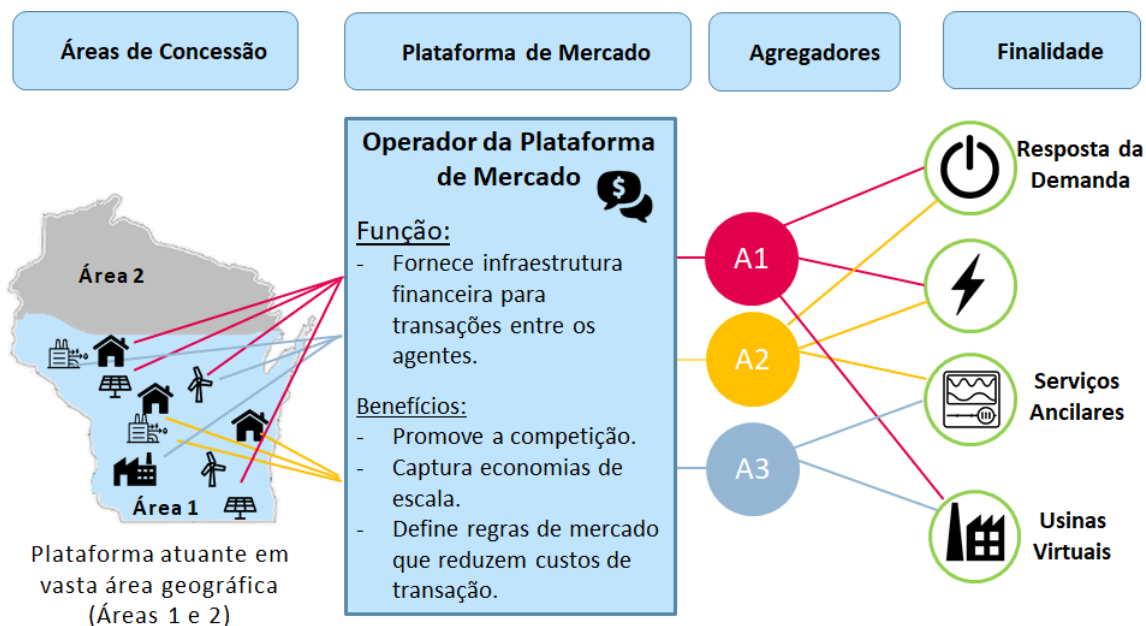
Como última proposição, MIT (2016) sugere a criação de um agente independente responsável apenas pelo estabelecimento e operação da plataforma de mercado de serviços de distribuição, incluindo serviços de RED, como alternativa aos modelos de DSO e o de distribuidora verticalmente integrada. Esta abordagem consiste em fazer com que a distribuidora permaneça com a função de planejar, manter e operar seu sistema de distribuição, deixando com terceiros a responsabilidade de criar e gerenciar o mercado para transação de serviços de RED.

Esta plataforma de mercado independente teria a função de disponibilizar um meio destinado à contratação de serviços de RED em áreas geográficas mais amplas do

²⁸ ANEEL (2010) define a Rede Básica como as Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão. De maneira geral os ativos considerados na Rede Básica são Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o agente responsável pela operação dos ativos do SIN conectados à rede básica.

²⁹ Ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL.

que as próprias áreas de concessão. A criação de um agente independente para operar a plataforma de mercado em uma área mais abrangente traria como benefícios a captura de economias de escala na operação de mercado, definindo regras consistentes e reduzindo custos de transação para agentes que vendem serviços em várias redes de distribuição. A Figura 25 ilustra a atuação de um operador de plataforma de mercado.



Fonte: Adaptado de Marchment Hill Consulting (2017).

Figura 25 – Atuação do Operador da Plataforma de Mercado

5.3 Ambiente Regulatório para Convivência com os RED

Além de impactar a estrutura de mercado das empresas do setor elétrico, especialmente as distribuidoras, a difusão dos RED demandará também ajustes no ambiente regulatório. Novas abordagens deverão ser aplicadas para potencializar os ganhos advindos e mitigar distorções da entrada destes novos atores para os diversos agentes do setor elétrico. Estes mecanismos passam por alterações no marco regulatório, nos modelos regulatórios, inclusive de remuneração, assim como nas estruturas tarifárias das distribuidoras de energia elétrica, conforme será abordado a seguir.

5.3.1 Marco Regulatório para Integração dos RED

O marco regulatório possui papel fundamental para propiciar a integração dos RED ao sistema elétrico. A regulamentação permite o reconhecimento jurídico da existência dos modelos de negócios e dos agentes envolvidos, assim como dos seus direitos e obrigações.

De maneira geral, um dos principais aspectos a ser considerado pelo regulador é permitir, ou ainda, incentivar que a distribuidora de energia elétrica possa adquirir e utilizar serviços de RED em seu mercado como forma alternativa às soluções de fio.

No caso da geração distribuída, o marco legal deve reconhecer que pessoas físicas ou jurídicas tenham a possibilidade de gerar sua própria energia, utilizá-la para o autoconsumo e, eventualmente, injetá-la na rede de distribuição (Abella et al., 2015). A regulamentação deve ainda definir qual será a forma de compensação do *prosumidor* pela energia injetada na rede, geralmente por esquemas *net metering* ou *feed-in*. O regulador também deve estabelecer de quem será a propriedade dos ativos e a possibilidade de aluguel de sistemas de GD envolvendo esquemas de *leasing* ou contratos de PPA.

A partir do levantamento realizado por PNNL (2019) das regulamentações aplicadas em alguns estados norte-americanos para o armazenamento distribuído, observa-se que é essencial que o regulador permita que os usuários possam conectar seus dispositivos de armazenamento de energia à rede, estabelecendo regras e requisitos técnicos para sua conexão.

Em relação aos veículos elétricos, RMI (2016) analisa regulamentações aplicadas nos Estados Unidos para este tipo de recurso energético distribuído e faz diversas recomendações para a atuação regulatória. Entre os pontos avaliados pelo autor destacam-se:

- O regulador deverá determinar se a medição da recarga residencial será realizada por meio do medidor já utilizado para o domicílio ou através de um medidor específico para este fim;

- A regulamentação deverá estabelecer as regras para venda de energia nas estações de recarga, além de considerar a possibilidade de criação de um agente para administrar estações de recarga privadas;
- O regulador deverá avaliar a possibilidade de injeção de energia pelo veículo elétrico na rede, o que pode trazer benefícios ao sistema.

Adicionalmente aos aspectos levantados por RMI (2016), a ação regulatória também deverá definir quais equipamentos e tipos de recarga poderão ser utilizados.

No caso da resposta da demanda, a legislação deve autorizar as empresas a adicionar capacidade de redução da demanda ou de geração de energia para vendê-la posteriormente a um operador ou distribuidora, embora este segundo caso seja menos frequente (Abella et al., 2015). É necessária também a definição de requisitos mínimos para instalação de medidores avançados com diferenciação horária e infraestrutura de comunicação. No que tange à implementação de programas de resposta da demanda que realizam o controle de cargas de usuários, deverá ser analisado pelo regulador a possibilidade de a distribuidora instalar e utilizar dispositivos controladores de carga como, por exemplo, *switches* e termostatos inteligentes. Além disso, devem ser determinados quais tipos de usuários estariam elegíveis para participar de programas de resposta da demanda.

Para o funcionamento dos modelos de negócios de usinas virtuais é essencial avaliar a criação do agregador, figura que atua como intermediário entre usuários finais de eletricidade, participantes do mercado de energia e proprietários de RED. O regulador deve definir que agente(s) poderá(ão) atuar nesta função (operadores de sistemas de transmissão e distribuição, varejistas ou terceiros). O agente escolhido será responsável pela coordenação dos RED, de forma a garantir que atuem como uma entidade única nos mercados de energia e serviços. Por outro lado, o agregador atuará também como coordenador do consumo de energia de um grupo de usuários finais, garantindo a otimização do cronograma de energia e o controle da demanda de energia da rede.

Ao garantir a operação eficiente de suas unidades coordenadas, os agregadores otimizam a geração e a demanda de energia. A atuação desses agentes tem se

tornado cada vez mais necessária para atendimento ao desequilíbrio entre oferta e demanda em um contexto de maior flexibilidade de cargas e geração.

Reguladores e formuladores de políticas na Europa e nos Estados Unidos estão debatendo atualmente o papel dos agregadores, citando o valor inexplorado desses agentes. Nos mercados liberalizados da Europa, o debate é centrado no impacto da sobreposição de agregadores sobre os varejistas. Nos EUA, novos agregadores independentes são cada vez mais frequentes e as partes interessadas (reguladores, operadores, varejistas e distribuidoras) estão tentando criar regras de mercado para garantir que esses novos agentes se desenvolvam devido à criação de valor real e não à arbitragem regulatória (Burger et al., 2016).

Ainda segundo Burger et al. (2016), o valor da atuação dos agregadores pode ser de três tipos: fundamental, transitório e oportunista. Em sistemas com regulamentações e tecnologias já avançadas, o agregador pode criar valor fundamental para todo o sistema ao capitalizar economias de escala e escopo e mitigar as incertezas. No contexto de regulações e tecnologias em avanço, o valor é transitório, criado pelos agregadores ao consolidarem e terem informações de preços em tempo real, da demanda e oferta, por exemplo.

Por fim, o surgimento da agregação oportunista ocorre como resposta às regulamentações pouco adequadas para a presença de RED. A partir das falhas regulatórias, os agregadores podem criar valor apenas privado, sem aumentar a eficiência econômica do sistema como um todo e desestimular a concorrência entre os agentes. Segundo Burger et al. (2016), para evitar o valor oportunista, as regulações devem atentar-se a falhas em regras relacionadas à:

- i. **contratação de serviços de balanceamento:** uma possível falha que pode ser aproveitada por agregadores é o estabelecimento de penalidades somadas ao custo marginal e aplicadas quando uma reserva de capacidade disponível não for capaz de fornecer energia quando solicitada. Caso o agregador tenha várias unidades flexíveis em um portfólio e uma unidade não puder responder ao envio da energia em tempo real, outra poderá fazê-lo a um custo menor do que o custo das reservas ativas mais a penalidade definida pelo regulador.

-
- ii. **alocação de custos de balanceamento a agentes:** RED com geração intermitente podem gerar aumento no uso de recursos de balanceamento, por apresentarem incerteza em relação aos seus cronogramas de geração. Motivados por essa incerteza, reguladores podem aplicar multas por desvios em relação aos cronogramas de balanceamento, mas com margem de tolerância para esses desvios. Contudo, criar margens de desequilíbrios de balanceamento sob os quais as penalidades não são aplicadas gera um valor oportunista de agregação ao permitir que esses agentes compensem os desequilíbrios entre diferentes unidades, não estando sujeitos, portanto, às responsabilidades de equilibrar os desvios de energia;
 - iii. **sinais de preços locais ineficientes:** a utilização de sinais de preços que são inconsistentes com o custo real de energia em determinado local e horário pode criar possibilidade de arbitragem para os agregadores. Um exemplo é a aplicação de preços zonais para recursos de carga (por programas de resposta da demanda) enquanto geradores na mesma área de concessão recebem preços nodais (por exemplo, como ocorre nos mercados de Nova Iorque e Califórnia). Um agregador com recursos de carga e geração pode achar lucrativo aumentar a demanda, elevando os preços nodais para seus recursos de geração e pagar preços zonais mais baixos pelo aumento da demanda.
 - iv. **cobranças ineficientes dos custos de rede:** a possível falha na regulação, nesse caso, consiste na possibilidade de um pagamento de tarifa de demanda menor do que o custo de expansão para atendimento às unidades. Nesse caso, a distribuidora deixa de recuperar os custos relativos a cada carga individual e recupera o custo da unidade agregada como se fosse um único cliente, mesmo quando estes consumidores estão conectados em pontos de conexão distintos. Como a carga de demanda na unidade é menor do que a soma dos picos individuais dos clientes em um determinado ponto de conexão, a tarifa de pico de demanda remunera menos do que deveria ser cobrado de cada cliente separadamente. A regulamentação, portanto, deve impedir que a agregação de diferentes consumidores reduza suas
-

tarifas de pico de demanda quando os consumidores não estiverem conectados no mesmo ponto de conexão.

Por outro lado, os reguladores devem definir regras gerais contratuais entre os agregadores e demais agentes, estabelecendo critérios de remuneração financeira dos consumidores por sua flexibilidade de consumo através de custos mais baixos da rede. Um aspecto importante da regulação é a exigência de informação da entrada de agregadores, a fim de monitorar o mercado. Adicionalmente, quando o monitoramento indicar que há prejuízo para o consumidor devido à atuação do agregador, os órgãos reguladores devem ter o poder de intervenção (BEUC, 2018).

Outro aspecto da regulação consiste em balancear as vantagens e desvantagens de estimular a concorrência entre agregadores, a fim de mitigar o poder de mercado e permitir a participação e otimização de outros agentes como os RED (Burger et al., 2016). BEUC (2018) defende uma regulação garantidora da concorrência, de forma a permitir aos consumidores a livre escolha do agregador, sem enfrentar obstáculos contratuais. Para tanto, é importante que a regulamentação determine em quais mercados o agregador poderá atuar e quais serviços de RED poderão ser contratados por esse agente.

Segundo IRENA (2019), países que possuem um marco regulatório estabelecido para agregadores são: Austrália, Bélgica, França, Alemanha, Holanda, Reino Unido e EUA. No Brasil, a figura de um agregador para resposta de demanda responsável por gerir ofertas de redução de carga e ofertá-las ao operador foi criada provisoriamente para um programa piloto estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 792/2017. O projeto foi realizado entre os meses janeiro de 2018 e junho de 2019 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O programa ofereceu opções de atendimento à carga do sistema ao ONS, de modo que, alternativamente ao despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, era ofertado, pelos

consumidores participantes³⁰, a redução do consumo de energia elétrica mediante pagamento de uma compensação financeira.

Em relação às microrredes, é necessário que o regulador estabeleça uma definição clara quanto às suas atribuições e características. Smart Electric Power Alliance (2019b) menciona que as microrredes podem ser classificadas em relação ao tamanho/capacidade do projeto, aos tipos de ativos considerados no projeto, ao modo principal de operação, ponto de conexão e aos números de clientes atendidos.

No que concerne ao tratamento dos clientes conectados ou não conectados à microrrede, Smart Electric Power Alliance (2019b) ressalta que o regulador deve garantir que os consumidores e recursos não conectados à microrrede não sejam negativamente afetados por ela. Por sua vez, também deve ser garantido que aqueles conectados à microrrede tenham os mesmos direitos e proteções que os usuários restantes.

Smart Electric Power Alliance (2019b) acrescenta que a atuação regulatória também deverá considerar se os ativos que compõem a microrrede serão de propriedade da distribuidora, de terceiros ou se uma parceria entre distribuidora e terceiros. Dentro desse contexto, o modelo de remuneração também deve ser avaliado, uma vez que há possibilidade da aplicação de uma tarifa específica para os usuários atendidos pela microrrede ou de uma remuneração a ser negociada entre distribuidora e proprietário da microrrede.

No relatório de experiência internacional serão descritos os pontos mais relevantes das regulamentações existentes para integração dos RED, incluindo o marco regulatório para criação de novos agentes como os agregadores.

³⁰ Puderam participar do programa os agentes da CCEE na condição de consumidores livres, consumidores parcialmente livres e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no artigo 5º da Lei nº 13.182/2015, conectados na rede de supervisão do ONS, localizados nos subsistemas Norte e Nordeste, e que estejam adimplentes no âmbito da CCEE.

5.3.2 Modelos Regulatórios e de Remuneração

Os modelos regulatórios podem ser agrupados em dois grandes tipos: (i) regulação por custos de serviço ou taxa de retorno (*Cost-Plus* ou *Rate of Return Regulation*) e (ii) regulação por incentivos.

A regulação por incentivos apresenta quatro abordagens: (i) por Preços Máximos (*Price-Cap*); (ii) por Receita Máxima (*Revenue-Cap*), (iii) o modelo *Hybrid-Cap*, que corresponde à uma combinação dos dois últimos modelos e (iv) a regulação por comparação (*Yardstick Competition*), que pode ser aplicada dentro dos demais modelos.

No modelo de regulação por custos de serviço ou taxa de retorno são repassados ao consumidor, via tarifa, os custos reais incorridos pela empresa prestadora do serviço, acrescidos de uma remuneração sobre o capital investido. Como há cobertura dos custos reais, esse modelo representa menor risco para a empresa, pois o retorno sobre o investimento da empresa regulada é garantido. No entanto, é transferido para o consumidor o risco de variação dos custos e não há incentivo para empresa reduzir custos através de práticas mais eficientes.

Outro problema associado à regulação pelo custo do serviço ou pela taxa de retorno é o efeito Averch-Johnson. Trata-se da tendência que empresas reguladas têm em acumular um excesso de capital (ativos) para aumentar seus lucros. Para evitar esse efeito, o regulador enfrenta o desafio de determinar a base de capital à qual a taxa de retorno será aplicada. Ao mesmo tempo em que o regulador deseja estimular investimentos necessários a universalização, por exemplo, por outro lado, esses incentivos podem levar a empresa regulada a realizar investimentos ineficientes, apenas para elevar a base de capital e seus lucros.

O segundo desafio por parte do regulador, associado à assimetria de informação, é a apuração dos custos reais. A empresa regulada conhece amplamente os seus custos, o seu sistema de contabilidade e o seu processo produtivo, mas o regulador não necessariamente. Isso eleva os custos de regulação, uma vez que é difícil para o regulador obter e processar essa informação e, ao mesmo tempo, controlar e fiscalizar o desempenho da empresa por meio dos indicadores obtidos.

A preocupação pelos baixos incentivos da Regulação pelo Custo impulsionou a procura por novos métodos. Esta situação levou o economista inglês Stephen Littlechild a propor um modelo de regulação de preços que definem a evolução (trajetória) dos mesmos com independência dos custos reais das empresas reguladas. Esse modelo hoje é conhecido como *Price-Cap*.

Na metodologia *Price-Cap*, o regulador aprova um preço teto inicial que garante o equilíbrio econômico financeiro da prestação do serviço, ou seja, permite a recuperação dos custos eficientes e remuneração do capital investido por parte da empresa regulada. Em um segundo momento, esse preço máximo é ajustado periodicamente (em geral uma vez por ano) conforme regra pré-estabelecida em contrato.

A Equação 1 mostra a fórmula utilizada para o estabelecimento do índice de atualização do preço máximo. O reajuste da tarifa, P_t , é aplicado sobre a última tarifa vigente e assim sucessivamente.

Equação 1 – Preço no modelo *Price-Cap*

$$P_t = P_{t-1} * (1 + IP - X)$$

Em que:

P = preço;

IP = um índice geral de preços (indicador de medida de inflação);

X = fator X que reflete os ganhos de produtividade esperados.

Quando comparada com a regulação pela taxa de retorno, a regulação *Price-Cap* apresenta as vantagens de estimular a redução de custos e realização de investimentos eficientes. Em contrapartida, há a possibilidade de queda na qualidade dos serviços devido ao forte incentivo para corte de custos, o que exige regulamentação adicional e dispositivos que fomentem a melhoria permanente da qualidade. Neste modelo, devido à assimetria de informações entre a empresa e o regulador, há o risco de comportamento estratégico por parte da distribuidora, que pode superestimar as projeções de custos.

Muito similar ao *Price-Cap*, o *Revenue-Cap* coloca um teto limite na receita auferida, independente do volume vendido. Neste modelo o regulador define qual é o nível máximo de receita que a empresa regulada poderia auferir.

A diferença principal entre este modelo regulatório e o *Price-Cap* está no risco de mercado: quando se opta pela regulação de receita máxima, a empresa regulada não enfrenta risco por quantidades vendidas ficando, portanto, protegida de alterações na demanda, alocando este risco ao consumidor. O *Revenue-Cap* pode ser adequado no caso em que os custos sejam pouco sensíveis às variações na quantidade demandada.

O regulador também utiliza a aplicação de um índice de inflação descontado pelo ganho de produtividade para reajustar a receita máxima. Os reajustes tarifários são realizados com uma periodicidade pré-determinada. A Equação 2 mostra a fórmula utilizada para o cálculo do reajuste máximo.

Equação 2 – Receita no Modelo *Revenue-Cap*

$$R_t = R_{t-1} * (1 + IP - X) * (1 + \alpha * \Delta D_t)$$

Em que:

R = receita máxima permitida;

IP = índice geral de preços;

X = fator X que reflete os ganhos de produtividade esperados;

α = fator de economia de escala;

ΔD = custo por unidade de um ou mais drivers (ex: R\$/ligação)

Como o reajuste é feito sobre a receita, a empresa regulada tem maior flexibilidade de definir os preços dos produtos dos serviços, uma vez que o regulador somente verifica o faturamento.

O *Hybrid-Cap* consiste em uma combinação entre os modelos *Price-Cap* e *Revenue-Cap*. Neste modelo os custos fixos idealmente devem ser calculados pelo *Revenue-Cap*, enquanto os custos variáveis devem ser calculados pelo *Price Cap*. A Equação 3 é um exemplo aplicado às distribuidoras de Nova Gales do Sul na Austrália. As receitas permitidas são ajustadas a cada ano por uma fórmula que leva em consideração a energia distribuída, o número de clientes e a extensão de rede.

Equação 3 – Receita no Modelo *Hybrid-Cap*

$$R_t = [a + (b_1 N_1 + b_2 N_2 + b_3 N_3) + cM + dL + K * (1 + (IP - X))]$$

Em que:

N = número de consumidores por nível de consumo, sendo:

N_1 = pequeno: 0 a 20.000 kWh por ano.

N_2 = médio: 20.000 a 200.000 kWh por ano.

N_3 = grande: acima de 200.000 kWh por ano.

M = volume faturado em MWh.

L = extensão de rede (km).

K = fator de ajuste para perdas.

a = outros custos (em milhares de dólares).

b = dólares por consumidor para cada tamanho de cliente.

c = dólares por MWh.

d = dólares por extensão de rede (km).

Este modelo, por um lado, possui maior aderência aos custos eficientes de uma empresa regulada, enquanto por outro lado apresenta maior dificuldade para o regulador calibrar a proporção entre custos fixos e variáveis, uma vez que a proporção desses custos varia ao longo do tempo.

Outra forma de regulação por incentivos é o método *Yardstick Competition*, que pode ser aplicado em conjunto com os modelos descritos acima. O método baseia-se na comparação dos resultados da empresa regulada com um grupo de empresas comparáveis, ou seja, do mesmo setor em mercados geograficamente separados, sendo geralmente adotado em casos de monopólio natural. Os principais objetivos do método são incentivar a redução de custos entre empresas e o aumento da eficiência econômica, bem como, reduzir as assimetrias de informação, concedendo às agências reguladoras, a um baixo custo, informações sobre a eficiência relativa de empresas semelhantes.

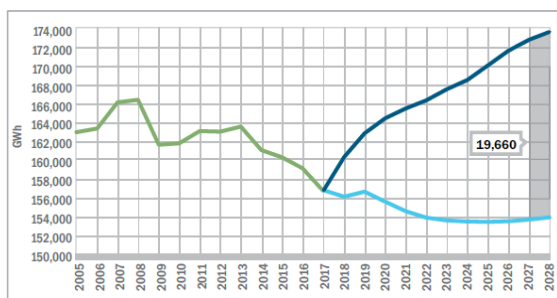
Nesta abordagem, a remuneração de uma empresa é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras comparáveis, a partir dos padrões de avaliação de desempenho que são estabelecidos pelo regulador. Deste modo, a empresa regulada fica sob a influência dos custos e comportamento das suas congêneres. Por exemplo, a média dos custos de um grupo de empresas semelhantes pode ser utilizada como *benchmarking* para avaliar a performance de uma empresa individual.

Os modelos regulatórios tradicionais foram implantados em um contexto de fluxos unidirecionais de energia elétrica com comportamento passivo dos consumidores frente aos serviços de rede. O novo contexto de penetração de RED com fluxos bidirecionais de energia e a busca por aumento da eficiência energética irão gerar desafios importantes à regulação tradicional, tais como:

- O aumento da eficiência energética e da difusão de RED sinaliza para um horizonte futuro de queda do consumo de energia e da demanda de pico reduzindo a receita das distribuidoras;
- A regulação tradicional possui uma remuneração centrada em ativos físicos (capex), enquanto a rede do futuro demandará despesas menos intensivas em capital;
- A difusão dos RED aumenta a incerteza das projeções de demanda, de carga e do perfil dos investimentos e custos da distribuidora. Isso ocorre porque a penetração dos RED eleva a heterogeneidade da rede, o que aumenta a complexidade na operação e torna o planejamento da rede mais incerto, gerando riscos de investimentos e custos subdimensionados ou superdimensionados. Outro item que pode ser impactado pela penetração dos RED é a projeção do Fator X. A difusão dos RED mudará as produtividades dos serviços de distribuição, o que gera maior incerteza no cálculo do Fator X principalmente quando este parâmetro observa o desempenho histórico como no Brasil. Ao considerar o desempenho histórico, a desaceleração da produtividade futura em função da maior penetração de RED, penaliza os resultados das empresas, que já não terão como atingir o patamar regulatório de ganhos de produtividade.

Em relação à queda do consumo e da demanda de pico, nota-se que nos EUA, os investimentos em eficiência energética do setor de energia elétrica, por exemplo, triplicaram de 2006 a 2012, e as distribuidoras de serviços públicos mais do que dobraram seus gastos de acordo com o relatório do Consortium for Energy Efficiency. Para o sistema elétrico, o esforço de economia de energia é muitas vezes mais barato do que o custo de construir novas usinas e infraestrutura de transmissão e distribuição. A Figura 26 mostra a tendência de queda do consumo e da demanda de pico no estado de Nova Iorque. Este novo contexto impactará sobremaneira as receitas das distribuidoras em modelos regulatórios baseados em preços (ex: *Price-cap*).

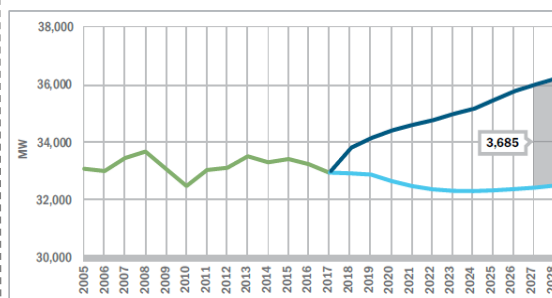
TENDÊNCIA DE CONSUMO DE ENERGIA



Fonte: NYISO, Power Trends 2018.

- ENERGIA NORMALIZADA NO TEMPO
- PREVISÃO SEM OS EFEITOS DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E REDS
- PREVISÃO COM OS EFEITOS DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E REDS

DEMANDA DE PICO EM NOVA IORQUE



Fonte: NYISO, Power Trends 2018.

- DEMANDA NORMALIZADA NO TEMPO
- PREVISÃO SEM OS EFEITOS DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E REDS
- PREVISÃO COM OS EFEITOS DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E REDS

Figura 26 - Projeção Consumo e Demanda de Pico de Energia Elétrica no Estado de Nova Iorque

Diante deste contexto, nota-se em países desenvolvidos mudanças no sentido de reduzir o foco do controle tarifário na tarifa unitária (R\$/kWh ou R\$/kW, por exemplo) e de instituir modelo tarifário onde a variável de controle é a receita obtida pelo prestador no segmento regulado em um modelo *Revenue-Cap*. Estes mecanismos propiciaram o chamado *decoupling*, que consiste na dissociação das vendas da receita das distribuidoras. No relatório de experiência internacional será descrito o mecanismo de *decoupling* realizado em diferentes países.

O uso da receita-teto pode reduzir riscos de mercado, enfrentados pelos prestadores em inúmeros regimes *Price-Cap*. Quando ocorre um evento exógeno, por exemplo, uma seca severa que reduz o volume de água ou energia potencialmente ofertada, no regime *Price-Cap* há um efeito direto sobre a receita auferida pelo prestador. Este efeito é mitigado quando o foco das movimentações tarifárias é a preservação de determinado patamar de receita (RAP, 2011). Por outro lado, esse risco de mercado, mitigado pela distribuidora no modelo *Revenue-Cap*, passa a ser alocado ao consumidor.

Uma abordagem alternativa para a regulação por *Revenue-Cap* é a inclusão de *drivers* relacionados aos RED na fórmula da receita. A adição de um ou mais fatores

na fórmula garante que a remuneração aumente proporcionalmente com um determinado fator o qual se deseja incentivar.

Como exemplo, *drivers* relacionados à geração distribuída são adicionados à fórmula da receita, com o objetivo de compensar as distribuidoras pelos custos incrementais da penetração de GD e de incentivar a eficiência na conexão com o recurso energético distribuído. Frías et al. (2009) sugerem incorporar dois elementos na fórmula, sendo o primeiro relacionado à capacidade instalada da GD e o segundo referente à energia fornecida à rede pela GD. A fórmula é apresentada na Equação 4.

Equação 4 – Modelo Alternativo de *Revenue-Cap* com *Drivers* Relacionados a GD

$$R_t = R_{t-1} * (1 + IP - X) + \rho_1 kW^{GD} + \rho_2 MWh^{GD}$$

Em que:

R_t = receita máxima permitida para a distribuidora no ano t ;

IP = índice geral de preços;

X = fator X que reflete os ganhos de produtividade esperados;

ρ_1 e ρ_2 = incrementos unitários nas receitas devido à, respectivamente, conexão e injeção de energia da GD.

Os *drivers* de receita devem ser ajustados para cada distribuidora através dos incrementos unitários. Ou seja, os parâmetros devem ser capazes de compensar as distribuidoras pelos custos com OPEX e CAPEX adicionais ocasionados pela GD. Outro fator importante a ser avaliado pela regulação, ao utilizar a abordagem, é a perda de energia, uma vez que o nível de penetração da GD e a tensão na qual a GD está conectada tem impacto sobre a possível necessidade de compensação de perdas técnicas de energia³¹.

A difusão dos RED abre a possibilidade de despesas menos intensivas em capital por parte das distribuidoras com foco em *Non Wire Alternatives* (NWA). Nas NWAs, as distribuidoras adquirem serviços de RED, em vez de construir novas linhas e subestações. Esses recursos são usados para reduzir a demanda líquida nos horários de pico em áreas congestionadas e, assim, reduzir a capacidade da rede

³¹ As perdas não técnicas também podem ser impactadas pela difusão de veículos elétricos. A recarga residencial, por exemplo, pode ser fraudada por consumidores que instalem ou recarreguem seus veículos em ligações clandestinas.

necessária. Desse modo, as NWA evitam e adiam investimentos em infraestrutura dispendiosa, gerando como benefícios:

- A redução dos custos para os consumidores;
- A diminuição de congestionamentos e perdas de energia elétrica, enquanto aumenta confiabilidade e flexibilidade do sistema; e
- A queda de emissões de carbono devido ao incentivo para uso de painéis fotovoltaicos.

Segundo Navigant Research (2017), espera-se que os gastos em NWA no mundo aumentem de US\$ 63 milhões em 2017 para US\$ 580 milhões em 2026.

Enquanto o contexto de difusão de RED demandará um foco maior em NWA, a regulação tradicional detém um modelo de remuneração focado nos incentivos aos investimentos em ativos físicos (CAPEX) em detrimento de OPEX, uma vez que a base de ativos é capitalizada, isto é, além da quota de reintegração esses ativos recebem remuneração de capital.

Logo, os reguladores necessitam de mecanismos de remuneração que alinhem os incentivos para que as distribuidoras acomodem eficientemente os RED e aproveitem os novos recursos para reduzir custos de rede e melhorar a qualidade do serviço (Jenkins e Pérez-Arriaga, 2015; Cossent, 2013). Para equalizar incentivos aos gastos com OPEX e CAPEX, a abordagem proposta por Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) consiste em uma remuneração por TOTEX. Com o objetivo de reduzir o viés nos incentivos de CAPEX e OPEX, RMI (2018) e MIT (2016) também sugerem a adoção do mecanismo de remuneração por TOTEX.

Neste mecanismo, similar ao adotado pelo OFGEM, o regulador fixa uma proporção de *Slow Money* e *Fast Money* antecipadamente com base na proporção de CAPEX e OPEX eficiente da empresa. O *Slow Money* é baseado no montante capitalizado na base de ativos e a partir do qual são calculadas a reintegração e remuneração dos ativos. O restante do TOTEX, denominado de *Fast Money*, consiste nas despesas que são inteiramente custeadas anualmente.

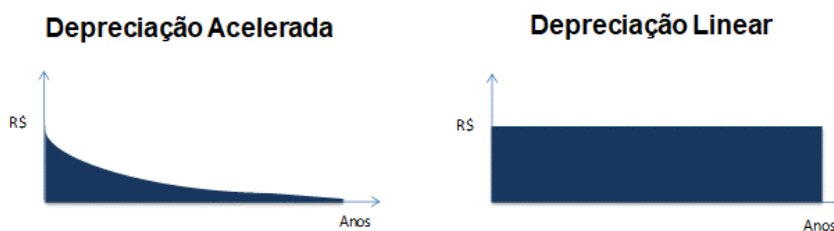
O regulador fixa essas proporções no início do período regulatório com base nas estimativas *ex ante* de CAPEX e OPEX. Dessa forma, a participação da

remuneração e reintegração dos ativos e dos custos operacionais na receita da distribuidora é livre para se afastar da parcela esperada sem afetar o retorno sobre o patrimônio da concessionária, permitindo que a distribuidora explore totalmente as vantagens e desvantagens da economia entre os dois tipos de despesa (OFGEM, 2013). No relatório de experiências internacionais será detalhada a abordagem aplicada pelo OFGEM para definição do TOTEX para as distribuidoras de energia elétrica e gás canalizado no Reino Unido.

Apesar da vantagem do mecanismo de TOTEX em evitar incentivos distorcidos, esta abordagem é pouco aplicada pelos reguladores. Devido às dificuldades para determinar o nível eficiente de investimentos em distribuição, muitos reguladores baseiam suas projeções de CAPEX nas estimativas da empresa regulada, o que cria incentivos para que as distribuidoras aumentem suas previsões de CAPEX e prefiram soluções baseadas em CAPEX em vez de OPEX (Cossent, 2013). THINK (2013) ressalta também que a abordagem depende da precisão das estimativas disponíveis sobre as estruturas de custo das distribuidoras.

Outra abordagem que pode ser utilizada para incentivar a adoção de *Non Wire Alternatives* é a depreciação acelerada para ativos de rede que não são mais competitivos no atual sistema de energia elétrica e apresentam maior obsolescência tecnológica. Embora as energias renováveis baratas representem oportunidades de investimento atrativas, as distribuidoras teriam assim novas ferramentas financeiras para “aposentar” os ativos existentes, mantendo-se financeiramente estável e evitando choques nas tarifas dos consumidores (RMI, 2018).

No método de depreciação acelerada o consumidor arca com custos mais elevados nos primeiros anos e estes custos se reduzem ao longo do tempo, diferentemente da depreciação linear em que o valor bruto do ativo é dividido uniformemente pela sua vida útil. A Figura 27 ilustra o funcionamento das depreciações acelerada e linear.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 27 - Representação da Depreciação Acelerada e Linear

A depreciação acelerada oferece, portanto, uma oportunidade para as empresas de serviços públicos substituírem mais rapidamente ativos de rede antigos por recursos mais baratos, focados em energia limpa e inovadores como NWA. Para tanto, os reguladores podem aprovar um cronograma de depreciação acelerada para esses ativos, ajustando as taxas de depreciação caso a caso.

A adoção da depreciação acelerada é adequada quando o valor do ativo se reduz rapidamente nos anos iniciais de sua vida útil, principalmente em função da obsolescência tecnológica. Neste sentido, o regulador busca antecipar a reintegração dos ativos, de forma que a prestadora gere caixa antes do desembolso com a reposição, incentivando o investimento ou aquisição de recursos por NWA dado a rápida recuperação e redução do *payback*. O efeito oposto é a penalização dos consumidores nos primeiros anos, pois é neste período que recai o ônus da antecipação da reintegração.

Com a constante mudança dos perfis de usuários da rede e dos ativos, maior a incerteza nas projeções de custos e de demanda, o que tende a tornar o *benchmarking* baseado em uma abordagem *Backward Looking* defasado ao longo do tempo. Isto porque nesta abordagem o cálculo é baseado em estimativas acerca das melhores práticas a serem adotadas com base no desempenho passado, o que dificilmente refletirá os serviços que serão demandados pelos usuários da rede no futuro com as novas tecnologias.

Para projetar mais precisamente os custos, Cossent (2013), Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) e MIT (2016) recomendam o emprego de uma abordagem

prospectiva, do tipo *Forward Looking*³², com a construção de um Modelo de Rede de Referência (*Reference Network Model* - RNM), que estimará os novos reforços e atualizações da rede com a penetração dos RED nos próximos anos e a adoção de um esquema de menu de contratos com compartilhamento de lucros com o consumidor para mitigar a assimetria de informações existente entre o regulador e a distribuidora.

A partir do RNM, é possível projetar as despesas necessárias para atender com eficiência a evolução prevista do uso da rede. O RNM consiste em uma modelagem de planejamento que emula um processo de engenharia de uma empresa eficiente de distribuição elétrica. Ou seja, cria-se uma empresa fictícia, operando em eficiência máxima de alocação de recursos, dados certos parâmetros mínimos de qualidade. Nesta empresa de referência especifica-se o posicionamento e *layout* de todos os principais componentes de rede de distribuição, além de subestações de interconexão de transmissão primária com pontos de injeção ou consumo de energia (JENKINS e PÉREZ-ARRIAGA, 2015).

Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) indicam que o RNM deve ser construído de modo que o *input* deve ser a localização e o perfil de injeção/retirada de energia de todos os usuários da rede. Cria-se também um catálogo de custos, preços e informações sobre os equipamentos necessários para o funcionamento da rede. Além disto, deve-se levar em consideração a probabilidade de falhas de todos os componentes da rede, assim como os seus custos e um tempo hábil para a manutenção de tais componentes. Tomando os *inputs* supracitados, constitui-se uma rede para atender todos os usuários, tendo como diretriz a minimização dos custos totais da rede, impondo uma curva de restrição que indica a qualidade desejável do serviço (selecionando, por exemplo, DEC e FEC mínimos), de modo a equilibrar o *trade-off* entre o custo mínimo e a qualidade máxima.

³² No *Forward Looking* é apurada uma tarifa média obtida por um fluxo de caixa que corresponde à tarifa de equilíbrio para todos os anos do ciclo tarifário. No Brasil a ANEEL já utilizou a abordagem do fluxo de caixa para o cálculo do Fator X até o 2º ciclo tarifário. Esta abordagem também é utilizada para calcular a tarifa média em outros setores regulados como saneamento e gás canalizado.

O RNM pode ser utilizado para estimar custos eficientes e planejar redes de distribuição tanto em modo *greenfield* – criando uma empresa fictícia a partir de uma rede ainda não existente (ideal) – quanto em modo *brownfield* (THINK, 2013). Segundo Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) e MIT (2016), para a finalidade de *benchmarking* regulatório, o RNM deve ser executado em um modo *brownfield*, que consiste em estimar a rede tomando como *inputs* o *layout* de rede já existente e a localização dos usuários reais de cada distribuidora, o que possibilitará o mapeamento dos esforços necessários para atender as demandas da distribuição do futuro sobre tal *layout*.

Cossent (2013) também defende o uso do modo *brownfield*, argumentando que o modo *greenfield* não considera a evolução histórica dos ativos da Companhia, o que tende a gerar resultados que não devem ser diretamente utilizados na receita permitida. Como o modo *greenfield* não utiliza dados das redes reais, as empresas tendem a apresentar diferentes formas de desvios em relação à rede de referência. Assim, o regulador pode necessitar, frequentemente, de explicações das empresas reguladas sobre os desvios existentes entre a rede de referência e a rede real.

O Quadro 1 mostra o exemplo de como é efetuado o processo de construção do RNM na Espanha.

Quadro 1 - Modelo de Referência de Rede Utilizado na Espanha

O regulador espanhol faz uso tanto do modo *greenfield* quanto do modo *brownfield* para construção do Modelo de Rede de Referência. O modelo *greenfield* é empregado para calcular os custos de operação e manutenção de uma rede eficiente e a remuneração de ativos não inventariados, como os da rede de baixa tensão. Para tanto, o regulador leva em consideração apenas a demanda fornecida aos usuários e restrições técnicas e geográficas de uma determinada área.

No que concerne à aplicação do modelo *brownfield*, este é utilizado para calcular os investimentos na rede de distribuição que serão necessários devido ao aumento de demanda durante um determinado intervalo de tempo. Nesse caso, além das restrições técnicas e geográficas de uma determinada área, é levado em consideração também a localização dos ativos.

O RNM espanhol projeta sequencialmente³³ os diferentes níveis de tensão por meio da interação entre diferentes algoritmos de planejamento e um sistema de informação geográfica (GIS). O uso do GIS permite levar em consideração a localização real dos usuários e componentes da rede (apenas no modo *brownfield*), restrições ambientais e mapas de ruas nas áreas urbanas.

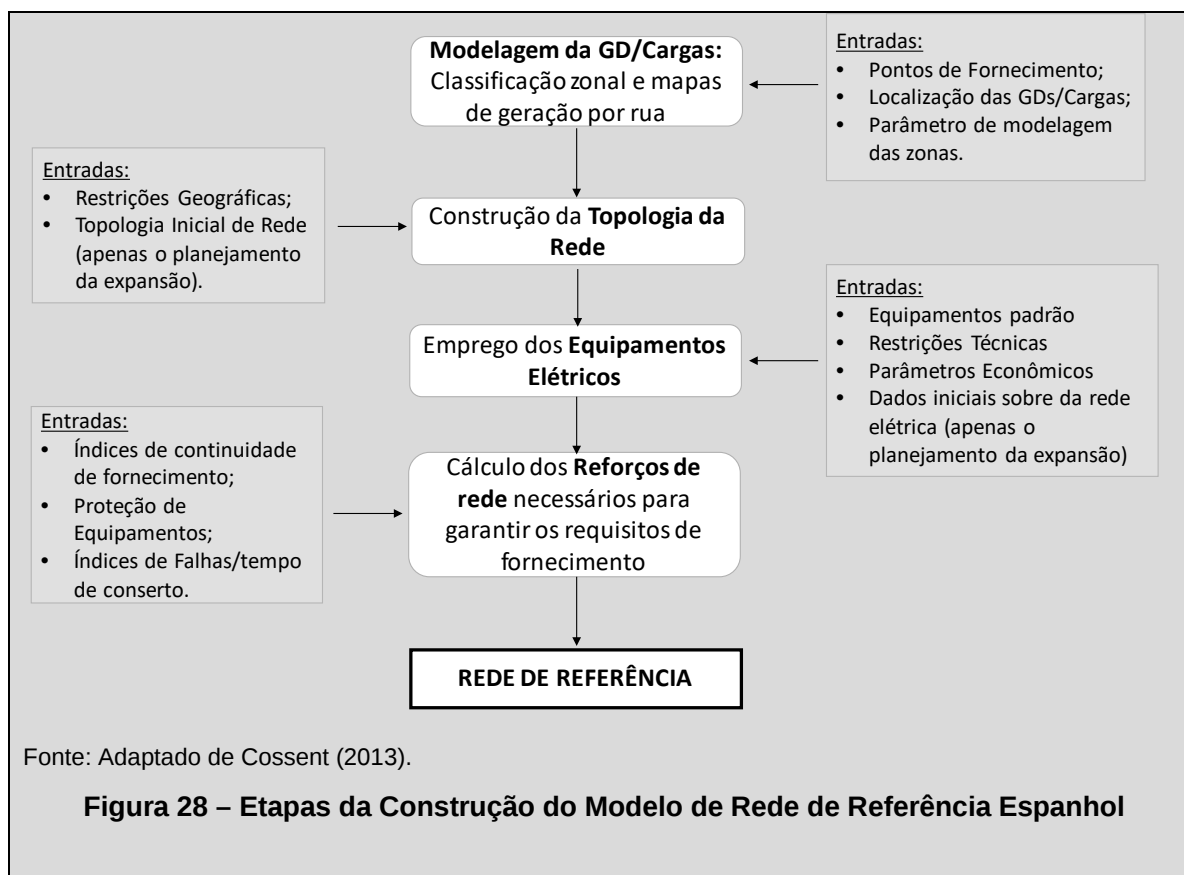
Dessa forma, é possível otimizar o projeto da rede e o aumento de custos com base nas condições geográficas e topográficas. O projeto em cada nível de tensão deve buscar conectar todos os usuários da rede, fornecer a carga sem violar nenhuma restrição elétrica e garantir níveis adequados de confiabilidade.

O modelo de rede de referência é construído a partir das seguintes etapas:

1. O primeiro passo do processo consiste em classificar os pontos de consumo/geração de acordo com o tipo de área (rural, urbana, etc), levando em consideração a densidade populacional e os mapas das ruas construídas;
2. O segundo passo é determinar a topologia de rede capaz de assegurar a conectividade com base nas restrições geográficas;
3. A terceira etapa consiste em escolher os equipamentos elétricos que serão empregados. Este processo de escolha leva em conta uma lista previamente elaborada de equipamentos, considerando restrições técnicas e custos mínimos;
4. O último passo consiste em emular a instalação de alimentadores e dispositivos de proteção com o objetivo de atender os índices de continuidade definidos.

A Figura 28 ilustra os procedimentos utilizados para elaboração da Rede de Referência na Espanha.

³³ O projeto parte dos níveis à jusante para os níveis à montante do sistema elétrico, ou seja, elabora a rede de média tensão considerando os inputs da fronteira entre a rede de baixa tensão e média tensão e depois projeta a rede de alta tensão considerando a fronteira entre alta e média tensão.



Fonte: Cossent (2013), Román (2007) e Rozado (2010).

De acordo com MIT (2016), os recursos prospectivos de uma abordagem baseada em RNM contrastam com as técnicas de *benchmarking* estatísticas (como por exemplo, técnicas de fronteiras estatísticas). Isso ocorre devido às técnicas estatísticas construírem cenários de referência a partir de dados pretéritos. Logo, as técnicas estatísticas podem não capturar a adoção de novas tecnologias por parte das distribuidoras, gerando *benchmarks* enviesados em situações de mudanças tecnológicas. Deste modo, a utilização do RNM pode diminuir o viés do *benchmarking* no caso de mudanças tecnológicas no setor de distribuição.

Modelos de *benchmarking* de fronteira tendem a utilizar como *outputs* variáveis de quantidade de energia distribuída e do número de pontos de consumo. Contudo, a penetração de RED, especialmente os recursos relacionados à geração distribuída (GD) e resposta da demanda, podem reduzir a quantidade de energia distribuída (produtos) ao mesmo tempo em que gera custos adicionais às distribuidoras. Com a difusão dos RED, os modelos de *benchmarking* de fronteira que permanecerem

inalterados podem penalizar as distribuidoras, uma vez que, paradoxalmente, uma redução nos produtos demandariam um aumento nos insumos (Cossent, 2013).

Para adequar tais modelos à presença de RED, que impactam os custos das redes de distribuição, Agrell e Bogetoft (2007) propõe a inclusão de variáveis referentes ao RED como *output* no modelo ou como variável ambiental. A fim de analisar a sensibilidade destas variáveis adicionais, os autores sugerem regressões de segundo estágio. Não obstante, Agrell e Bogetoft (2007) substituem a quantidade de energia distribuída pelo pico de carga em vários níveis de tensão. Seu estudo mostra que a inclusão de GD no modelo é significativa para determinar a eficiência das distribuidoras, tendo impacto diferenciado de acordo com o nível de tensão.

Apesar da possibilidade de melhora nos modelos de *benchmarking* de fronteira com a inclusão de variáveis associadas ao RED, Cossent (2013) ressalta algumas limitações da abordagem, tais como: (i) tamanho da amostra, que tem efeito sobre a significância das variáveis e heterogeneidade da amostra, a qual é ampliada devido à presença do RED ser maior em determinados tipos de consumidores e em áreas com características distintas (maior incidência de sol ou vento, por exemplo), (ii) a densidade de carga na área de concessão da distribuidora e (iii) as tecnologias de geração distribuída presentes, entre outros.

Por ser muito sensível ao tamanho da amostra, à especificação e à heterogeneidade entre as distribuidoras e aos efeitos de variáveis ambientais, o modelo de *benchmarking* de fronteira pode não capturar corretamente as eficiências das empresas em um ambiente de elevada penetração de RED, que tende a ampliar os problemas relacionados aos pontos supracitados (Cossent, 2013).

Por outro lado, o RNM se molda à topologia de rede existente de cada distribuidora, além do perfil de demanda dos seus clientes (MIT, 2016). Isto torna-se importante pois, à medida que ocorre um aumento da penetração dos RED, existe uma tendência de elevação da heterogeneidade das redes de distribuição. Assim, enquanto as técnicas estatísticas usuais tornam-se cada vez mais propícias à erros de *benchmarking*, o RNM possuiria maior consistência empírica.

THINK (2013) complementa que na ausência de uma variedade de informações suficientes sobre casos reais de custos da rede de distribuição, na presença de diversos níveis de penetração de RED, utilizar o RNM seria uma das poucas possibilidades disponíveis para os reguladores avaliarem razoavelmente os custos de distribuição eficientes.

Embora reconheça tanto as limitações das abordagens de RNM quanto de *benchmarking* de fronteira, Cossent (2013) entende que o RNM é o modelo o qual se tornaria mais relevante para explicar os efeitos do RED sobre as distribuidoras, apesar de considerar a possibilidade de ser usado em conjunto com os modelos de *benchmarking* de fronteira. O autor acrescenta ainda que a escolha do método deve observar também questões específicas ao contexto de cada país, como: o número da amostra de empresas no país, a penetração de RED, o estágio de desenvolvimento das redes inteligentes, a experiência do regulador e as experiências de países vizinhos.

Apesar de suas vantagens, algumas críticas em relação à adoção do RNM também devem ser consideradas. Primeiramente, esta abordagem apresenta elevada complexidade de desenvolvimento e manutenção, sendo muito intensiva em informações, insumos e parâmetros, enquanto *benchmarks* estatísticos simplificam o processo regulatório ao concentrar a análise nas despesas globais, exigindo menos interação entre o regulador e a distribuidora, além de serem mais facilmente reproduzidos pelos agentes. Alguns países como a Suécia tem simplificado o uso do RNM para reduzir a complexidade computacional. A forma de aplicação do Modelo de Rede de Referência pelos reguladores em diversos países será descrito no relatório de experiências internacionais.

A elevada complexidade do RNM, no entanto, apresenta a vantagem de que os efeitos de variáveis ambientais e qualidade do serviço, bem como a heterogeneidade entre as distribuidoras, podem ser levados diretamente em consideração na determinação dos custos eficientes. Presume-se que esse recurso específico do RNM se torne especialmente relevante para explicar o impacto dos RED e as rápidas mudanças tecnológicas futuras (Cossent, 2013).

Outra crítica sobre a utilização do RNM corresponde ao fato desses modelos desenvolverem um *benchmark* para cada empresa individualmente. Isso pode contradizer um dos objetivos da regulação por incentivos que deve ser o de promover a concorrência em setores caracterizados como monopólios naturais, onde este objetivo não será alcançado naturalmente.

Ainda, apesar dos custos relacionados à rede representarem uma parcela significativa dos orçamentos das distribuidoras, o RNM exige ferramentas adicionais para avaliar os demais tipos de custos, como por exemplo gastos administrativos, despesas com marketing e gastos com Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), entre outros (Cossent, 2013).

Em relação ao esquema de menu de contratos com compartilhamento de lucros com o consumidor, na regulação tradicional existe o risco de comportamento estratégico da distribuidora em função da assimetria de informações, em que a empresa regulada possui maior conhecimento sobre os seus custos do que o regulador. Com isso, a distribuidora pode adotar um comportamento estratégico de superestimar as projeções de custos e investimentos, de modo a obter um retorno acima do esperado.

A regulação por menu de contratos, segundo Laffont e Tirole (1993), consiste na possibilidade do regulador ofertar diferentes combinações de contratos, concatenando as restrições orçamentárias da empresa a uma restrição de compatibilidade de incentivo. Os reguladores podem também criar seus arranjos contratuais inserindo restrições sobre a qualidade.

O menu de contratos é construído no intuito de incentivar as distribuidoras a revelarem com precisão suas expectativas de despesas. Logo, sob o mecanismo de compartilhamento dos lucros a empresa regulada é recompensada por reduzir despesas projetadas, retendo parte do montante como lucro.

Em MIT(2016), indica-se que o menu de contratos deve ser estabelecido a partir de um fator de compartilhamento dos lucros que recompense os esforços de eficiência e economias de custos, de modo que este fator reflita a razão entre uma estimativa de custos de rede eficiente indicada pela distribuidora em comparação com a estimativa de gastos eficientes do regulador.

De acordo com Cossent (2013), MIT (2016) e Jenkins e Pérez-Arriaga (2015), para estabelecimento do menu de contratos, é importante observar que o regulador definirá quatro parâmetros que geralmente possuem algum grau de discricionariedade:

- 1) O peso alocado na estimativa do regulador de gastos eficientes. Este peso é definido a partir da confiabilidade das projeções do regulador. Desta forma, quanto maior a segurança acerca das projeções dos gastos eficientes, maior deve ser o peso alocado. Por outro lado, caso o regulador possua alta incerteza, deve-se utilizar um peso menor.
- 2) O valor de referência para o fator de compartilhamento dos lucros (taxa de incentivo à eficiência), em que, este valor pode ser entendido como o grau de alinhamento entre a distribuidora e o regulador, em relação às estimativas dos gastos futuros. O fator de compartilhamento se situa no intervalo $[0;1]$, em que 0 corresponde a um contrato de Custo do serviço, enquanto 1 diz respeito a um contrato de *Revenue-Cap* puro (MIT, 2016). Ou seja, quando o fator de compartilhamento é igual a zero os custos são integralmente repassados para o usuário independentemente do seu patamar e quando o fator de compartilhamento é igual a 1, os valores acima ou abaixo do alvo regulatório são de benefício ou prejuízo exclusivos da distribuidora.
- 3) A taxa de mudança do fator de compartilhamento dos lucros (razão entre a estimativa da distribuidora e as mudanças na estimativa do regulador). Tal fator é necessário para a finalidade de controlar os *spreads* nos incentivos de eficiência, concedidos a várias distribuidoras ao longo do tempo (JENKINS e PÉREZ-ARRIAGA, 2015).
- 4) O valor de referência para o pagamento de receita adicional, correspondendo ao valor da receita quando a distribuidora se alinha às estimativas do regulador. Assim, tal valor é fundamental para garantir a compatibilidade de incentivos, de modo que o maior lucro possível da distribuidora ocorre quando revela-se com maior precisão possível suas expectativas de custos (MIT, 2016).

O Quadro 2 mostra um exemplo do menu de contratos aplicado pelo OFGEM para as empresas de energia elétrica e gás canalizado do Reino Unido por meio do

mecanismo de Incentivo a Qualidade da Informação (*Information Quality Incentive* - IQI). A abordagem empregada pelo Regulador será descrita mais detalhadamente no relatório de experiências internacionais.

Quadro 2 - Exemplo de Menu de Contratos Aplicado pelo OFGEM

O IQI é um mecanismo que compara os valores projetados de TOTEX eficiente pelo regulador com os valores realizados pelas empresas no ano. Seu objetivo é incentivar as distribuidoras a enviarem previsões mais precisas ao OFGEM. As empresas declaram um valor estimado em seus Planos de Negócios para os investimentos, o qual é julgado posteriormente pelo regulador segundo um menu de contratos, que inclui bonificações nos casos de orçamentos inferiores ao projetado e penalidade caso os valores verificados estejam acima dos valores projetados.

O IQI é estimado conforme uma matriz, apresentada na Figura 29. Quando a empresa gasta o que é esperado dela ou gasta menos do que o previsto, o seu pagamento é maximizado, dado pelas células sombreadas ou aquelas que estão localizadas acima. Dessa forma, o regulador incentiva as empresas a declararem mais precisamente o valor esperado.

Suponha uma empresa que tenha escolhido um plano de 95% do valor de gastos eficientes avaliados pelo regulador. Então, sua receita permitida será de 98,75 u.m. (unidades monetárias) e a empresa terá uma taxa de incentivo de eficiência de 63% e uma receita adicional de 2,4 u.m. Nesse cenário, duas possibilidades se destacam:

- Caso a empresa se esforce e gaste apenas 90% do valor determinado pelo regulador, seu ganho será de 7,9 u.m. = $(98,75 - 90) \times 63\% + 2,4$.
- Caso a empresa faça uma má gestão dos recursos e gaste, por exemplo, 105% acima do valor determinado, terá uma penalidade de -1,5 u.m. = $(98,75 - 105) \times 63\% + 2,4$.

DNO: Ofgem Ratio	90	95	100	105	110	115	120	125	130
Efficiency Incentive	65%	63%	60%	58%	55%	53%	50%	48%	45%
Additional income (£/100m)	3.1	2.4	1.7	0.9	0.1	-0.8	-1.8	-2.8	-3.9
Rewards & Penalties									
Allowed expenditure	97.50	98.75	100.00	101.25	102.50	103.75	105.00	106.25	107.50
Actual Exp									
90	7.95	7.9	7.7	7.4	7.0	6.4	5.7	4.9	4.0
95	4.7	4.76	4.7	4.5	4.2	3.8	3.2	2.5	1.7
100	1.5	1.6	1.7	1.6	1.5	1.1	0.7	0.1	-0.6
105	-1.8	-1.5	-1.3	-1.2	-1.3	-1.5	-1.8	-2.2	-2.8
110	-5.1	-4.6	-4.3	-4.1	-4.1	-4.1	-4.3	-4.6	-5.1
115	-8.3	-7.7	-7.3	-7.0	-6.8	-6.7	-6.8	-7.0	-7.3
120	-11.6	-10.9	-10.3	-9.9	-9.6	-9.4	-9.3	-9.4	-9.6
125	-14.8	-14.0	-13.3	-12.7	-12.3	-12.0	-11.8	-11.7	-11.8
130	-18.1	-17.1	-16.3	-15.6	-15.1	-14.6	-14.3	-14.1	-14.1
135	-21.3	-20.2	-19.3	-18.5	-17.8	-17.2	-16.8	-16.5	-16.3
140	-24.6	-23.4	-22.3	-21.4	-20.6	-19.9	-19.3	-18.9	-18.6
145	-27.8	-26.5	-25.3	-24.2	-23.3	-22.5	-21.8	-21.2	-20.8
150	-31.1	-29.6	-28.3	-27.1	-26.1	-25.1	-24.3	-23.6	-23.1

Figura 29 – Matriz IQI

Fonte: Adaptado de OFGEM (2015).

Com a intensa evolução tecnológica e difusão dos RED, tanto as receitas, quanto os custos das distribuidoras podem ser estruturalmente modificados. Estas mudanças estruturais, causadas por choques tecnológicos, aumentam o grau de incerteza acerca das projeções, cujos desvios dos valores previstos entre o regulador e a distribuidora induzem a erros de previsão.

Estes erros de previsão devem ser minimizados pelos reguladores. A persistência de tais erros podem gerar insustentabilidade de concessões, caso as previsões subestimem os custos e as receitas. Por outro lado, previsões errôneas que geram receitas extraordinárias para as distribuidoras podem levar à perda de bem-estar social.

Os erros de previsão devem ser evitados, tendo em vista que o princípio geral deve ser que os ganhos dos serviços públicos estejam associados ao exercício de esforço gerencial e da qualidade de serviço e não a fatores externos à influência direta da distribuidora. De acordo com MIT (2016), um exemplo de indução de erros de previsão é o crescimento exponencial da difusão de veículos elétricos, o qual pode gerar uma nova demanda por reforços e expansão de rede que esteja desconexa com uma trajetória de receita plurianual definida pelo regulador.

Um mecanismo para contornar os erros de previsão é a aplicação de fatores de ajustes automáticos da receita, denominados “fatores delta” (*delta factors*). Os fatores delta são mecanismos aplicados *ex post* (porém são definidos *ex ante*) – ou seja, antes da determinação das receitas/custos regulatórios – que consistem em formulações aplicadas para corrigirem as estimativas de custos de rede eficientes.

De acordo com Jenkins e Pérez-Arriaga (2015), os fatores delta podem ser originados do Modelo de Rede de Referência. Assim, no processo *ex ante* da tarifa, criam-se inúmeros cenários de incerteza para o RNM, levando em conta choques externos em fatores como novos padrões de carga, proporção de veículos elétricos, penetração de geração distribuída, além de outros fatores incertos e que podem influenciar os custos/receitas.

MIT (2016) indica que o regulador pode determinar a relação entre os desvios nos valores dos *drivers* de custo e nos custos eficientes da rede, executando uma regressão linear multivariada nas despesas totais estimadas resultantes da rede para cada cenário. Desta forma, os coeficientes da regressão – fatores delta – resultam em parâmetros viáveis para ajustar a linha de base TOTEX estimada *ex post* com base nos valores distintos dos determinantes.

Além dos fatores delta, OFGEM (2013) e MIT (2016), indicam que podem ser utilizados em processos de ajustes *ex post*, provisões de indexação que se ajustam

de acordo com (i) indicadores econômicos; (ii) gatilhos pré-especificados que ajustem choques externos; e (iii) *targets* que apontam condições claras sob as quais os parâmetros regulatórios devem ser revisados.

Assim, a adoção de fatores de ajuste são importantes para mitigar as incertezas regulatórias, diminuindo a incidência de necessidades de reequilíbrios tarifários durante os ciclos regulatórios. Por fim, os fatores de ajuste auxiliam os reguladores a manterem os incentivos para a adoção de novas tecnologias nas redes de distribuição de energia elétrica. O Apêndice II descreve detalhadamente o cálculo dos fatores delta propostos por Jenkins e Pérez-Arriaga (2015), assim como outros mecanismos propostos no artigo dentro da abordagem *Forward Looking* como o menu de contratos com compartilhamento dos lucros.

Os mecanismos de regulação supracitados dizem respeito à metodologia de correção dos valores regulatórios em situações de choques tecnológicos previamente não capturados na modelagem tarifária. Porém, uma das funções centrais da regulação é manter os incentivos econômicos para a geração do bem-estar social. De acordo com THINK (2013), a regulação precisa não só compensar a despesa incorrida pela distribuidora com soluções tradicionais de fio, mas também garantir incentivos aos investimentos em redes inteligentes. Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) argumentam que, embora uma regulação de menu de contratos bem elaborada forneça fortes incentivos à eficiência e induza a empresa a adotar abordagens inovadoras para o investimento e gerenciamento de rede, podem ser necessários incentivos explícitos adicionais à inovação a longo prazo.

Como formas de incentivos a longo prazo, existem os incentivos regulatórios por *input-based* e regulação por *output-based*. Enquanto a regulação por *input-based* preconiza os incentivos gerados no insumo, como os repasses integrais à iniciativas de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a regulação por *output-based* possui um foco maior no produto, como incentivos para melhoria da qualidade do serviço e redução das perdas. Além destes incentivos, Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) mencionam a alternativa da criação de fundos competitivos de inovação, como o Fundo de Inovação de Baixo Carbono do Reino Unido.

Como exemplo de *input based*, Think (2013) indica que uma forma de incentivo é incluir uma remuneração extra no WACC, como observado na Itália. O regulador permite uma taxa extra de 2% no WACC quando há investimentos relacionados à RED, como por exemplo para a construção de estações de recarga de VE, em que esse WACC extra seria disponibilizado por um período de 12 anos. Outro exemplo de *input based* é o reconhecimento dos investimentos em redes inteligentes na Base de Remuneração Regulatória. Tal estratégia é utilizada pelo regulador finlandês. A aplicação desses tipos de incentivos pelos reguladores em diversos continentes será detalhada na elaboração do relatório de experiência internacional.

Embora tais abordagens apresentem um elevado incentivo à inovação há que se ter prudência quando da sua implementação a fim de não onerar sobremaneira os consumidores atuais, enquanto os ganhos percebidos ocorrerão apenas a longo prazo, após um período de transição.

Outro item que pode ser redesenhado devido à incerteza nas projeções trazidas pela difusão dos RED é a duração do ciclo tarifário. Em ciclos tarifários mais longos há a tendência de que a fronteira de eficiência dos custos se afaste do *benchmarking*, o que poderia ser mitigado com a aplicação de ciclos tarifários mais curtos. Por outro lado, ciclos longos geram maiores incentivos à ganhos de eficiência e os custos regulatórios são mais baixos. Logo, a consideração de ciclos tarifários mais longos deve ser acompanhada de mecanismos e ajustes tarifários, como idealizado no fator delta.

Neste contexto, cita-se o caso da reguladora de energia do Reino Unido, que preconiza um ciclo tarifário mais longo, de 8 anos. Contudo, conforme supracitado, ciclos longos carecem de mecanismos de ajustes. O OFGEM, através do IQI (Incentivo a Qualidade da Informação) apura ao final de cada ano a diferença entre a projeção e os valores realizados de TOTEX, em que as empresas podem ser beneficiadas ou penalizadas de acordo com suas projeções e realiza ajustes de eficiência anuais ao longo do ciclo.

5.3.3 Modelos Tarifários

Os modelos tarifários abrangem três dimensões: composição tarifária, granularidade temporal e granularidade locacional. Em relação à composição, as tarifas podem ser volumétricas (em \$/kWh), de demanda (geralmente em \$/kW) ou fixas (geralmente em \$/mensal). Houthakker (1951) identifica as parcelas de custos relacionadas a cada componente tarifário:

- Volumétrica: custos associados à compra de energia e perdas.
- Demanda: despesas de manutenção e aquisição de equipamentos elétricos da rede, custos de capital e depreciação.
- Custos fixos por Consumidor: custos relacionados a serviços ao consumidor (custos comerciais), como: atendimento, cobrança, faturamento e operações comerciais.

A cobrança de tarifas volumétricas pode levar as distribuidoras a insustentabilidade financeira quando há redução no consumo de energia, por exemplo devido à eficiência energética ou à penetração de Geração Distribuída. Neste caso, as tarifas fixas mitigam a perda de receita das distribuidoras uma vez que os clientes incorrem em uma tarifa de acesso independente do seu consumo. Por outro lado, uma elevada cobrança fixa pode onerar consumidores baixa renda.

Por sua vez, a tarifa de demanda tem a capacidade de sinalizar as despesas que serão necessárias para manutenção e expansão do sistema. No entanto, a cobrança em demanda requer a instalação de medidores eletrônicos que realizam a leitura da demanda, da potência ativa/reactiva e do fator de potência.

As tarifas com sinais temporais são classificadas em: Time of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP), Peak Time Rebate (PTR) e Real Time Pricing (RTP). Essas tarifas são definidas na seção 2.4.

O aumento da granularidade temporal traz maior refletividade dos custos imputados por cada usuário à rede, na medida em que os clientes que demandam mais da rede nos momentos de pico são também os mais onerados. Por outro lado, o aumento da granularidade temporal torna mais difícil o entendimento por parte do usuário, e, portanto, pode gerar resultados menos satisfatórios em comparação a tarifas menos granulares. Ainda, a instalação de medidores inteligentes é condição

necessária para aplicação de tarifas como RTP, CPP e PTR. Além de viabilizar a comunicação em tempo real com a distribuidora, é através dos *smart meters* que os consumidores são notificados, geralmente um dia antes, sobre a tarifa que será aplicada no dia seguinte. No caso de TOU há a necessidade de medidores eletrônicos, capazes de diferenciar o horário de consumo de energia elétrica.

As tarifas locacionais buscam medir as variações dos custos da prestação do serviço em função da localização do usuário na rede. Usuários mais distantes dos locais de geração ou residentes em áreas com baixa densidade de demanda tendem a imputar maiores custos de rede do que outros clientes. A localização do cliente também tem influência nas perdas de energia e na ocorrência de restrições de rede (MIT, 2016).

O cálculo de tarifas locacionais pode ser realizado por metodologia nodal ou zonal. No método nodal as tarifas variam de acordo com a localização dos pontos de injeção e de carga. Já no método zonal as tarifas são definidas por áreas geográficas, sendo geralmente diferenciadas pela densidade de clientes, características de relevo do terreno ou da subestação a qual o sistema de distribuição está conectado. Logo, devido à maior granularidade, as tarifas nodais são mais reflexivas dos custos imputados pelos usuários da rede.

RMI (2014) entende, no entanto, que a aplicação de tarifas nodais não é factível no curto prazo, dada a complexidade característica da rede de distribuição. Apesar deste método ser o mais aderente aos custos marginais de cada ponto da rede, o próprio MIT (2016) reconhece que os custos associados à complexidade computacional e aos requisitos de informação podem superar os benefícios que seriam obtidos com este nível de granularidade no segmento da distribuição de energia elétrica. A dificuldade de implementação se deve à elevada quantidade de pontos de interconexão nas redes, à alta desagregação de custos até o nível de alimentadores na baixa tensão e à necessidade de identificar o perfil de carga de cada consumidor/*prosumidor*.

Portanto, para o curto prazo, a aplicação de tarifas zonais diferenciadas por região e nível de tensão (alta, média e baixa tensão), mais simples de serem processadas

do que as nodais, seria a proposta mais viável, conforme recomendado por Ortega et al. (2008).

Os preços nodais e zonais podem levantar questões em relação à equidade independentemente da alternativa tarifária. Usuários mais distantes dos centros de carga – geralmente nas áreas rurais e nas periferias das cidades, onde há maior parcela da população com baixo poder aquisitivo – pagariam tarifas mais elevadas.

A seguir serão descritos os modelos tarifários propostos por diversos autores para a Geração Distribuída, Armazenamento Distribuído e Veículos Elétricos.

Geração Distribuída

Picciariello et al. (2015b) analisam os mecanismos de incentivo à GD e as estruturas tarifárias adotadas em diversos países e identificam duas abordagens centrais. A primeira abordagem consiste na combinação de sistemas de compensação de energia elétrica (*net metering*) com tarifas volumétricas. Ao isentar *prosumidores* de arcar com os custos associados às redes, os autores identificam duas possíveis consequências indesejadas desse mecanismo de incentivo: (i) a erosão de receita da distribuidora, que pode ocorrer quando o modelo regulatório limita reajustes tarifários, e/ou (ii) aumentos das tarifas pagas pelos demais consumidores para manter a receita da empresa regulada equilibrada, o que configura um subsídio cruzado.

O segundo mecanismo de incentivo é a tarifa feed-in (FiT, *feed-in tariff*, na sigla em inglês). Couture et al. (2010) identificam três características fundamentais das tarifas *feed-in*: (i) o acesso garantido dos beneficiados à rede, (ii) contratos de compra de energia de longo prazo, e (iii) níveis de pagamento baseados nos custos da geração com a fonte renovável. Um dos maiores problemas associados à aplicação desse tipo de política de incentivo é o aumento das tarifas de energia elétrica decorrente dos subsídios aplicados na remuneração da eletricidade produzida pelos sistemas de GD. Esta é a razão central pela qual países como a Alemanha e o Reino Unido estão remodelando suas políticas de incentivo à GD (RAMALHO et al., 2017).

A combinação de políticas de *net metering* com tarifas volumétricas é analisada por Cossent, Gómez e Frías (2009). Estes autores defendem que os custos adicionais

que os consumidores com GD implicam às redes das distribuidoras sejam refletidos na estrutura tarifária através de pelo menos um encargo de conexão e outro de uso do sistema de distribuição. O primeiro encargo poderia cobrir todo o custo de conexão (incluindo reforços de rede para conexão do *prosumidor*) ou apenas os custos diretos de instalação da GD mais o uso proporcional de novos reforços na rede já existente. O outro encargo, relativo ao uso do sistema, cobriria os custos de operação e manutenção adicionais ocasionados pela GD à rede de distribuição e despesas com o transporte da energia. Estes últimos encargos poderiam ser diferenciados de acordo com o nível de tensão, a localização do usuário (se rural ou urbana) e tempo de uso.

A análise dos efeitos de uma tarifa baseada na combinação de tarifas puramente volumétricas e *net metering* também é desenvolvida por Picciarelllo et al. (2015a). Os autores apontam para a existência de subsídios cruzados³⁴, quando da combinação de tarifas monômias volumétricas e *net metering*, e recomendam a aplicação de tarifas diferentes para as energias consumida e injetada na rede por cada *prosumidor*. A cobrança de tarifas diferenciadas para as energias consumida e injetada refletiria melhor os custos de rede e reduziria os subsídios cruzados entre *prosumidores* e consumidores, sendo recomendada também por Schittekatte et al. (2018).

Em um trabalho que aborda os princípios teóricos e as abordagens práticas em desenhos de estruturas tarifárias com e sem GD, Reneses e Ortega (2014) propõem que os custos sejam refletidos nas tarifas através de um componente fixo (de demanda ou carga) e um variável de energia. A aplicação de tarifas binômias – em particular para clientes com GD – permitiria a recuperação dos custos de rede na parte não volumétrica, o que traria menor variabilidade à receita da distribuidora e evitaria subsídios cruzados.

Sioshansi (2016) aborda a aplicação do *real-time pricing* combinada com *net metering* para os recursos energéticos distribuídos, especialmente para as

³⁴ Os subsídios cruzados decorrentes da combinação do *net metering* com tarifas puramente volumétricas derivam da impossibilidade dessa estrutura tarifária, aplicada sobre um consumo líquido reduzido, garantir a recuperação dos custos impostos ao sistema pelos *prosumidores*.

unidades de geração distribuída. Trata-se, de acordo com o autor, do desenho tarifário mais eficiente, por cobrar do *prosumidor* o custo marginal provocado ao sistema de cada MWh produzido de maneira distribuída. Sob certas condições³⁵, a proposta de Sioshansi (2016) garantiria a recuperação de todos os custos fixos e variáveis da distribuição³⁶.

Sioshansi (2016) considera também a possibilidade de aplicar tarifas time-of-use combinadas ao *net metering*. De acordo com o autor, se as tarifas TOU forem capazes de refletir os preços médios da energia durante os diferentes períodos de tempo, podem contribuir para a melhor alocação de custos relacionados à GD, fornecendo benefícios semelhantes àqueles proporcionados pelo RTP. Para tanto, os níveis de preços e os horários dos postos tarifários precisariam ser atualizados regularmente.

Para Sioshansi (2016), as tarifas destinadas a usuários com GD poderiam ser binômias. A cobrança da energia, seria variável no tempo (TOU ou RTP), com preço determinado pelo custo variável médio de cada MWh produzido pela GD. A demanda, por sua vez, seria cobrada por uma tarifa coincidente com o horário de pico, uma vez que é o uso do sistema durante os períodos de ponta que determina a necessidade de realizar investimentos para atender aumentos de carga.

Armazenamento Distribuído

Babacan et al. (2017) sugerem que os benefícios do Armazenamento Distribuído são melhor alcançados através da aplicação de um mecanismo de *net metering* combinado com tarifas TOU para o consumo junto a uma tarifa invariante no tempo para a demanda. A cobrança da demanda, ressaltam os autores, incentiva os clientes a reduzir o pico de carga, independente da tarifa horária cobrada para a energia. Os autores propõem, adicionalmente, uma tarifa de fornecimento (*supply*

³⁵ As condições são (i) custo marginal do sistema igual ao maior custo variável entre todas as tecnologias de GD conectadas ao sistema de distribuição, (ii) valoração da energia produzida de forma distribuída ao custo marginal do sistema e (iii) pagamento de uma tarifa de capacidade correspondente ao menor custo fixo, por MW, entre todas as tecnologias de GD.

³⁶ O detalhamento das premissas consideradas para concluir que, sob as condições mencionadas, os custos fixos e variáveis seriam totalmente recuperados, é feito pelo autor ao longo do trabalho.

charge), numericamente igual à de demanda, aplicada sobre a potência injetada na rede pelo usuário com AD e/ou GD. Essa cobrança desincentiva a injeção de energia na rede no horário fora de pico³⁷ ao mesmo tempo em que fornece um incentivo para o armazenamento da energia quando a geração própria exceder o autoconsumo.

Para enviar os sinais econômicos corretos aos consumidores no contexto de penetração da geração e armazenamento distribuídos de energia, outros trabalhos também recomendam o uso de tarifas volumétricas do tipo *time-of-use* e tarifas de demanda.

Veículos Elétricos

Os modelos tarifários propostos para veículos elétricos podem ser divididos em aplicações para recarga lenta e recarga rápida.

- *Tarifas para Recarga Lenta*

A implementação de tarifas com sinais temporais (TOU ou RTP) para consumidores residenciais com carros elétricos, bem como para estabelecimentos comerciais que realizam recargas, incentivaria o carregamento dos veículos elétricos quando os preços estão baixos e a injeção de energia na rede, caso permitido pela regulação, em períodos de ponta, quando os preços estão mais altos.

A comparação entre tarifas de energia invariantes no tempo³⁸ e com granularidade temporal, do tipo TOU e RTP, é feita em Sioshansi (2012) para veículos elétricos híbridos *plug-in*. Tarifas RTP, ao refletirem os custos marginais da energia em tempo real, seriam, em princípio, mais eficientes em enviar os sinais econômicos corretos aos usuários de VEHP. Nesse caso, os proprietários dos VEHP pagariam um preço dinâmico baseado no custo real da energia na hora da recarga do veículo.

³⁷ A injeção de energia distribuída na rede em horários fora de ponta, que coincidem com os períodos de geração máxima da GD, gera fluxo reverso de energia, que pode causar problemas de qualidade, proteção e confiabilidade no serviço de distribuição em determinados horários, aumentando os custos das concessionárias.

³⁸ Além da tarifação convencional de energia invariante no tempo, Sioshansi (2012) também analisa um cenário em que o proprietário de um VEHP recebe descontos em fatura caso opte por permitir que o operador do sistema controle o horário da recarga. Por não se tratar de uma alteração no desenho da estrutura tarifária, não tratamos dessa situação neste livro.

Contudo, tarifas baseadas em RTP são muito voláteis e exigem investimentos em medição mais avançada (SIOHANSI, 2012). As tarifas TOU, portanto, trariam a sinalização de preços mais adequada, apesar da natureza escalonada de seus preços incentivar um pico no início do período fora de ponta. A consideração de um ou mais períodos intermediários na aplicação do TOU poderia mitigar esse efeito.

Gómez et al. (2011), Sioshansi (2012), Lazar e Gonzalez (2015) e Mateo, Frías e Sánchez (2016) analisam tarifas variantes no tempo para a recarga residencial de VE. Há, contudo, algumas diferenças entre as propostas. Mateo, Frías e Sánchez (2016), ao analisar o impacto de VE em sistemas de distribuição, concluem que esquemas tarifários multinível – como o RTP e o TOU com pelo menos três postos tarifários – minimizam, na maioria das situações, os investimentos necessários em subestações. Lazar e González (2015) consideram apropriadas a cobrança de tarifas TOU para residências e clientes com carga de até 250 kW. Os autores constatarem que a *time-of-use* é a opção de parcela relevante das distribuidoras para aplicação das tarifas. Já Gómez et al. (2011) recomendam a combinação de tarifas de energia com diferenciações horárias (*time-of-use*) e de demanda para melhor refletir os custos de rede e os preços de mercado da energia.

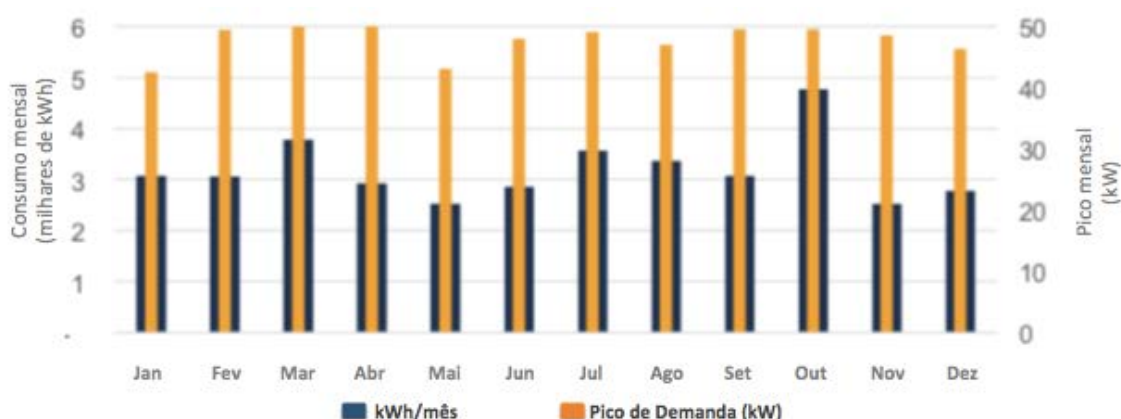
- Tarifas para Recarga Rápida

Quando os postos de recarga estão localizados em áreas públicas ou privadas com acesso público que utilizam-se de recarga rápida, a prática tarifária sugerida mais comum para cobrança dos proprietários das estações de recarga pública é a de tarifas volumétricas variáveis no tempo, como a TOU, que é proposta por Lazar e González (2015), Fitzgerald e Nelder (2017) e Gómez et al. (2011).

Quanto a aplicação de tarifas de demanda, parece não haver consenso. Gómez et al. (2011) sugerem o uso. Já Fitzgerald e Nelder (2017) acreditam que a tarifa de demanda, baseada no pico de consumo mensal é uma barreira ao desenvolvimento e lucratividade das estações públicas de recarga de VE. Isso ocorre porque as tarifas de demanda representam uma fração significativa, de mais de 90%, dos custos de eletricidade das estações de recarga (FITZGERALD & NELDER, 2017).

A Figura 30, que apresenta os perfis de carga e consumo mensais para uma estação de recarga de veículos elétricos no Norte da Califórnia, mostra que se por

um lado há uma grande (até 70%) volatilidade na venda de energia a cada mês, por outro existem apenas pequenas variações (16%) na demanda. Ao recuperar a maioria dos custos de distribuição com tarifas de demanda, Fitzgerald e Nelder (2017) entendem que as distribuidoras poderiam tornar o carregamento comercial de veículos uma atividade pouco lucrativa, e dessa forma desincentivar o crescimento do mercado de VE.



Fonte: Adaptado de Fitzgerald e Nelder (2017).

Nota (1): Valores de 2016 de 230 estações de recarga de 50 kW na Califórnia (Estados Unidos).

Figura 30 - Uso Mensal de Energia e Demanda de Pico de uma Estação de Recarga de Acesso Público

Os altos custos com a tarifa de demanda tendem a ser agravados com a implantação de estações com demandas de 150 kW ou mais (FITZGERALD E NELDER, 2017; MCKINSEY & COMPANY, 2018b). Com o crescimento da quantidade de VE e o aumento da velocidade de recarga – McKinsey & Company (2018b) preveem recargas de até 300 kW – há a expectativa de geração de picos cada vez mais agudos.

Para contornar o problema da aplicação de uma tarifa de demanda aos postos de carregamento público, uma solução proposta por Fitzgerald e Nelder (2017) é eliminá-la durante um período, por exemplo, de 5 anos. No entanto, se a tarifa volumétrica TOU for incapaz de recuperar todos os custos de rede, a proposta de eliminação da tarifa de demanda representará risco à sustentabilidade econômica da distribuidora.

Contudo, a solução mais citada para contornar o problema dos custos com picos de demanda é a utilização de sistemas de armazenamento distribuído nos postos de recarga. Gómez et al. (2011), Fitzgerald e Nelder (2017) e McKinsey & Company (2018b) argumentam que os postos poderiam armazenar quantidades significativas de energia durante períodos de baixa demanda e eletricidade barata, e então liberar essa energia quando a demanda é maior. McKinsey & Company (2018b) ressaltam que o uso do armazenamento distribuído tende a se tornar cada vez mais atraente, devido a dois fatores: (i) sua capacidade de suavizar os perfis de carga e (ii) tendência de redução nos custos das baterias.

Além das tarifas de energia diferenciadas no tempo, Fitzgerald e Nelder (2017) sugerem também que as tarifas devem variar por localização: por exemplo, valores mais baixos seriam cobrados das estações de recarga públicas instaladas em áreas onde a rede é subutilizada.

6 Conclusão

A revisão bibliográfica realizada neste relatório permitiu a identificação de diversas recomendações efetuadas por referenciais teóricos para integração dos RED ao sistema elétrico. As soluções passam por alterações (i) na estrutura organizacional do setor e no papel desempenhado pelas distribuidoras de energia elétrica; e (ii) nos ambientes regulatórios. Estes apontamentos são necessários em função das alterações que os RED trazem com a possibilidade de implementação de novos modelos de negócios e dos seus potenciais impactos no setor elétrico.

Em relação às funções da distribuidora, recomenda-se que tanto a operação da rede de distribuição como a coordenação dos despachos de RED sejam feitos pela distribuidora, uma vez que esta possui maior conhecimento sobre a rede. Dentro deste contexto, poderia ser criada uma plataforma de serviços distribuídos (*Distributed System Platform* - DSP), que tornaria o papel das distribuidoras mais ativo em relação à integração dos RED ao sistema.

Quanto à estrutura organizacional do setor, notam-se propostas para: (i) a criação de um agente independente para operar a plataforma de mercado e (ii) a criação de um operador independente para a subtransmissão. O agente independente para operar a plataforma de mercado teria como benefícios a promoção da competição entre os agentes e a definição de regras de mercado, que podem reduzir custos de transação. No caso do operador independente de subtransmissão, esta solução seria uma alternativa ao modelo de operador independente do sistema de distribuição, que embora promova uma combinação mais eficiente entre as soluções tradicionais de rede e as alternativas de RED, estaria sujeito a uma complexidade mais elevada para operar e planejar a rede de distribuição. Por sua vez, o operador independente de subtransmissão poderia capturar economias de escopo através da operação e planejamento conjuntos das redes de transmissão e subtransmissão, que possuem ativos menos numerosos e geralmente são operados de forma similar aos ativos da transmissão, representando menor dificuldade de operação para este agente.

A Tabela 8 apresenta as principais propostas para adaptação da estrutura organizacional do setor e dos papéis da distribuidora de energia elétrica frente à crescente penetração dos RED.

Tabela 8 – Propostas para Alteração das Funções das Distribuidoras e Estrutura Organizacional do Setor Elétrico

Autores	Proposta
MIT (2016)	Operação e Despachos de RED realizados pela distribuidora.
RMI (2018)	Distribuidora atuando como uma plataforma de serviços distribuídos (DSP).
MIT (2016)	Criação de um agente independente para operar a plataforma de mercado de RED.
MIT (2016)	Criação de um operador independente para subtransmissão.

Fonte: Elaboração Própria.

No que se refere às alterações no ambiente regulatório, foram mapeadas alterações em duas vertentes. A primeira relacionada ao marco legal e regulatório e outra associada ao âmbito regulatório, com revisão do regime regulatório, dos modelos de remuneração e dos modelos tarifários.

O marco regulatório permitirá o reconhecimento jurídico da existência dos modelos de negócios e dos agentes envolvidos, assim como dos seus direitos e obrigações. A Tabela 9 mostra os principais pontos identificados em referenciais teóricos que deverão ser levados em consideração na constituição ou adaptação do marco regulatório para integração dos RED ao sistema elétrico. Os estudos de casos das regulamentações aplicadas em outros países possibilitarão um aprofundamento nos aspectos mais importantes a serem considerados para adaptação do marco regulatório brasileiro à crescente penetração dos RED.

Tabela 9 - Pontos a Serem Considerados para Implementação de Marco Regulatório para Integração dos RED

Item	Autores	Proposta
GD	Abella et al. (2015)	Reconhecer que pessoas físicas ou jurídicas tenham a possibilidade de gerar sua própria energia, utilizá-la para o autoconsumo e injetar a energia na rede de distribuição.
		Definir a forma de Compensação pela energia injetada.
		Estabelecer de quem será a propriedade dos ativos e a possibilidade de aluguel de sistemas de GD.
AD	PNNL (2019)	Permitir que os usuários possam conectar seus dispositivos de armazenamento de energia na rede, estabelecendo regras e requisitos técnicos para sua conexão.
VE	RMI (2016)	Determinar se a medição da recarga residencial será realizada por meio do medidor já utilizado para o domicílio ou se haverá um medidor específico para este fim.
		Estabelecer regras para venda de energia nas estações de recarga, além de considerar a possibilidade de criação de um agente para administrar estações de recarga privadas.
		Avaliar a possibilidade de injeção de energia pelo veículo elétrico na rede.
RD	Abella et al. (2015)	Autorizar as empresas a adicionar capacidade de redução da demanda ou capacidade de geração de energia para vendê-la posteriormente a uma operadora de distribuição de energia elétrica.
UV	Burger et al. (2016)	Mitigar falhas regulatórias para atuação do agregador, relacionadas à: contratação de serviços de balanceamento, alocação de custos de balanceamento a agentes, sinais de preços locais ineficientes e cobranças ineficientes dos custos de rede.
	BEUC (2018)	Definir regras gerais contratuais entre os agregadores e demais agentes, estabelecendo critérios de remuneração financeira dos consumidores por sua flexibilidade de consumo.
		Determinar se haverá possibilidade de intervenção do regulador quando houver prejuízo para o consumidor devido à atuação do agregador.
		Garantir a concorrência, de forma a permitir aos consumidores a livre escolha do agregador, sem enfrentar obstáculos contratuais.
MR	Smart Electric Power Alliance (2019b)	Estabelecer definição de microrredes sobre as suas características e atributos, especificando: o tamanho/capacidade do projeto, os tipos de ativos considerados no projeto, o modo principal de operação, ponto de conexão e os números de clientes atendidos.
		Determinar o tratamento regulatório dado aos usuários na microrrede e aos demais usuários de forma a manter a equidade.
		Definir de que agente será a propriedade dos ativos de microrrede e o modelo de remuneração.

Fonte: Elaboração própria.

No que tange ao modelo regulatório, foram identificadas diversas propostas para mitigar os desafios causados pela difusão dos RED. Para reduzir as distorções observadas em métodos associados ao *Backward Looking* em função da incerteza

nas projeções devido à crescente penetração dos RED, a maioria das propostas convergem para uma abordagem prospectiva, conhecida como *Forward Looking*, combinada com o uso do modelo de rede referência, com fatores de ajuste automático *a posteriori* e menu de contrato com compartilhamento de lucros com o consumidor.

Para mitigar o risco de mercado das distribuidoras em função da redução do consumo de energia elétrica e da demanda de pico causados pela difusão dos RED e elevação da eficiência energética, a proposta identificada foi de uso de mecanismos de *decoupling*. O objetivo seria reduzir o foco do controle na tarifa, observado no *Price-Cap* e voltá-lo para a receita por meio de um regime *Revenue-Cap*, o que permitiria a dissociação da receita das vendas da empresa regulada.

A fim de equalizar os incentivos entre CAPEX e OPEX e, conseqüentemente, promover a maior adoção de *Non Wire Alternatives*, os autores convergem para o uso do TOTEX.

A Tabela 10 mostra as propostas efetuadas por vários autores para o aperfeiçoamento dos modelos regulatórios visando sua adaptação para permitir maior integração dos RED.

Tabela 10 – Propostas para Aprimoramento dos Modelos Regulatórios

Autores	Proposta
RAP (2011)	Mecanismos de <i>decoupling</i> para mitigar o risco de mercado das distribuidoras.
Jenkins e Pérez-Arriaga (2015), RMI (2018) e MIT (2016)	Abordagem TOTEX para equalizar incentivos entre CAPEX e OPEX.
Cossent (2013), Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) e MIT (2016)	Abordagem <i>forward looking</i> com modelo de rede de referência para considerar serviços que serão demandados pelos usuários no futuro.
Cossent (2013), Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) e MIT (2016)	Fatores de ajuste automático para corrigir erros na projeção em função da penetração dos RED.
Cossent (2013), Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) e MIT (2016)	Menu de contratos com fatores de compartilhamento dos lucros para incentivar a distribuidora a revelar com precisão suas projeções.
Jenkins e Pérez-Arriaga (2015), MIT (2016) e Think (2013)	Regulação <i>input based</i> e <i>output based</i> para considerar incentivos a longo prazo para integração dos RED
Agrell e Bogetoft, (2007)	<i>Benchmarking</i> de fronteira incluindo variáveis referentes ao RED como output do modelo ou como variável ambiental
RMI (2018)	Depreciação acelerada para incentivar a adoção de <i>Non Wire Alternatives</i> .
Frías et al. (2009)	Modelo alternativo de <i>Revenue-Cap</i> com <i>drivers</i> relacionados a GD

Fonte: Elaboração própria.

Quanto ao modelo tarifário, verifica-se a tendência do uso de tarifas fixas nas propostas dos autores para mitigar a perda de receita das empresas reguladas devido à redução do consumo de energia quando são aplicados esquemas *net metering* com tarifas volumétricas. Neste caso, nota-se ainda a presença de subsídios cruzados destinados aos *prosumidores* que tendem a onerar os demais consumidores.

Em relação à sinalização temporal as propostas sugerem o aumento da granularidade, visando a maior refletividade dos custos imputados por cada usuário à rede. Especificamente em relação aos Veículos Elétricos, destacam-se as propostas de tarifas com sinalização temporal para incentivar o carregamento fora do horário de pico. No caso da Geração Distribuída e do Armazenamento

Distribuído, a sinalização temporal proposta pelos autores incentivaria a injeção no horário de maior pico do sistema.

Entre as propostas para sinalização locacional destaca-se a aplicação de tarifas zonais para estações de recarga rápida, que demandam maior pico do sistema e tarifas nodais para a Geração Distribuída devido ao seu impacto no carregamento e nas perdas em cada local do sistema.

A Tabela 11 mostra as alternativas tarifárias identificadas por cada autor para Geração Distribuída, Veículos Elétricos e Armazenamento Distribuído.

Tabela 11 – Alternativas Tarifárias Identificadas pelos Autores para os RED

Propostas	Geração Distribuída	Veículos Elétricos	Armazenamento
Encargos de Conexão e Uso do Sistema (Independente do Consumo/Injeção)	Cossent, Gómez e Frías (2009)		
Tarifa Volumétrica (medição separada)	Picciariello et al (2015b), Schittekatte et al (2018) e Reneses e Ortega (2014)		
Duas Partes	Reneses e Ortega (2014) e Sioshansi (2016)		
Duas Partes + TOU	Sioshansi (2016)		
Duas Partes + RTP	Sioshansi (2016)		
Duas Partes + RTP + Nodal	Abdelmottaleb et al (2017)		
Volumétrica + TOU		Sioshansi (2012)	
Volumétrica + TOU com múltiplos períodos		Lazar e Gonzalez (2015) Mateo, Frías e Sánchez-Miralles (2016)	
Volumétrica + RTP		Gómez et al (2011) Lazar e Gonzalez (2015) Sioshansi (2012)	
Duas Partes + TOU		Gómez et al. (2011)	
Duas Partes + RTP		Gómez et al (2011) Lazar e Gonzalez (2015) Sioshansi (2012)	
Volumétrica + TOU + Zonal (Recarga Rápida)		Fitzgerald e Nelder (2017)	
Duas Partes + TOU + Supply Charge			Babacan et al (2017)

Fonte: Elaboração própria.

Diante do exposto, ressalta-se que as propostas dos referenciais teóricos servirão de insumos importantes para as propostas que serão realizadas para aprimoramento do modelo regulatório brasileiro. As aplicações práticas sobre estes arcabouços teóricos serão apresentadas no relatório sobre a experiência internacional.

7 Referências Bibliográficas

ABDELMOTTELEB, I.; GÓMEZ, T. AND RENESES, J., 2017. **Evaluation Methodology for Tariff Design under Escalating Penetrations of Distributed Energy Resources**. *Energies*, 10, 778, pp 1-16.

ANDOMI, M. et al. **Blockchain technology in the energy sector**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.100, p.143-174, 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília, 2002. 243 p. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/2005_AtlasEnergiaEletricaBrasil2ed/06b7ec52-e2de-48e7-f8be-1a39c785fc8b>. Acesso em 11/03/2020

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **"Geração Distribuída"**.2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acesso em: 06 jan. 2020.

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Agência Nacional de Energia Elétrica; 2. Ed. Brasília, Mai. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em 10/03/2020.

ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006**. Brasília: [s.n.], 2006.

ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília: [s.n.], 2012.

ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 673, de 4 de agosto de 2015**. Brasília: [s.n.], 2015.

ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2018**. Brasília: [s.n.], 2018.

ARENA - Australian Renewable Energy Agency. **"What are distributed energy resources and how do they work?"**. 2018. Disponível em:

<<https://arena.gov.au/blog/what-are-distributed-energy-resources/>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

AEMC – Australian Energy Market Commission. “**Distributed energy resources**”. 2020. Disponível em: <<https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/distributed-energy-resources>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

AGRELL, P.; BOGETOFT, P. **Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution**. Project GERNER-Final report. SUMICSID, jan. 2007.

ASMUS, P. **Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future**. The Electricity Journal, [s.l.], v. 23, n. 10, p.72-82, dez. 2010. Elsevier BV.

ASMUS, P.; LAWRENCE, M. **Emerging microgrid business models**. Navigant Research, 2016.

ASMUS, P. **Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future**. The Electricity Journal, [s.l.], v. 23, n. 10, p.72-82, dez. 2010. Elsevier BV.

AZEVEDO, G. M. S. **Controle e Operação de Conversores em Microrredes**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia e Geociências, Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2011.

BABACAN, O.; RATNAM, E.L.; DISFANI, V.R.; KLEISSL, J. **Distributed energy storage system scheduling considering tariff structure, energy arbitrage and solar PV penetration**. *Applied Energy*, v. 205, p. 1384-1393, nov.2017.

BADTKE-BERKOW, M., Centore, M., Mohlin, K., and Spiller, B., **A Primer on Time-Variant Electricity Pricing**. Environmental Defense Fund, Nova York, 2015.

BASTERRA, M. L.; OZAMIZ, M. B. **Modelos de Negocio en Recursos Distribuidos de Electricidad**. Bilbao: Orkestra, 2020. Disponível em: <<https://www.orquestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orquestra/1889-200006-modelos-negocio-recursos-distribuidos-electricidad>>.

BEUC. **Electricity aggregators: starting off on the right foot with consumers**. Fev. 2018. Disponível em: <<https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018->

010_electricity_aggregators_starting_off_on_the_right_foot_with_consumers.pdf>.
Acesso em: 10 mar. 2020.

BORGHESE, F; CUNIC, K; BARTON, P. “**Microgrid Business Models and Value Chains**”. 2017. Disponível em: < https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=998-2095-03-10-17AR0_EN>. Acesso em: 11 mar. 2020.

BUENO, A.F.M.; BRANDÃO, C.A.L. **Visão geral de tecnologia e Mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil**. ABAQUE- Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de Energia, 2018. Disponível em: < <http://abaque.com.br>> Acesso em: 11 ago.2020.

BURGER, ANDREW. **Microgrid to Power Oil and Gas Operations in Tunisia. Microgrid Knowledge**. Disponível em: <<https://microgridknowledge.com/off-grid-microgrid-to-power-oil-and-gas-operations-in-tunisia/>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

BURGER, S. P., & LUKE, M. (2016). **Business Models for Distributed Energy Resources: A Review and Empirical Analysis**.

BURGER, S. P; CHAVES-ÁVILA, J.P.; BATTLE, C.; PÉREZ-ARRIAGA, I.J. **The value of aggregators in Electricity Systems**. MIT CEEPR, jan. 2016.

CAISO – California Independent System Operator. “**What the duck curve tells us about managing a green grid**”. 2016. Disponível em: <https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2020.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. “**Resposta da Demanda**”. 2018. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resposta_demanda?_adf.ctrl-state=lltpzoey5_1&_afLoop=42641717326581#!%40%40%3F_afLoop%3D42641717326581%26_adf.ctrl-state%3Dlltpzoey5_5>. Acesso em: 13 mar. 2020.

CHEN, Y; WEI, P. “**Design and Implementation of SCADA System for Micro-grid**”. 2013. Disponível em: <<https://scialert.net/abstract/?doi=itj.2013.8049.8057>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

COHN, LISA. **Off-Grid Microgrids by Humless Will Serve 600 Homes in Rural Oregon.** Microgrid Knowledge. Disponível em: <<https://microgridknowledge.com/off-grid-microgrids-oregon/>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

COSENT, R. **Economic regulation of distribution system operators and its adaptation to the penetration of distributed energy resources and smart grids technologies.** 295 f. Tese de Doutorado – Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Madrid, 2013.

COSENT, R.; GÓMEZ, T.; FRÍAZ, P. **Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective.** *Energy Policy*, v.37, p.1145-1155, jan.2009.

COSTA E SILVA, YÁSCARA F. F.EDSON C., BORTONI. **Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em Redes Inteligentes: Características, Oportunidades e Barreiras.** Revista Brasileira de Energia, v. 22, n. 1, p. 48-73, 2016.

CPQD - Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações. **Elétrico puro, híbrido ou plug-in?.** 2015. Disponível em: <<https://www.cpqd.com.br/insight/eletrico-puro-hibrido-ou-plug-in/>>. Acesso em: 10 mar. 2020

DELOITTE. **Blockchain: a true disruptor for the energy industry.** Deloitte, 2018.

DOE – DEPARTMENT OF ENERGY. **Demand Response.** 2020a. Disponível em: <<https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid/demand-response>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

DOE – Department of Energy. **“Potential Benefits of High-Power, High-Capacity Batteries”.** 2020b. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/02/f71/Potential_Benefits_of_High_Powered_Batteries_Report.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2020.

DRIZARD, T. ; LEBOSSE, C.;DIQUERREAU, G. **Estudo de caso: ilhamento e operação autônoma de um bairro comercial.** 1 jun.2017. Disponível em:

<http://www.arandanet.com.br/revista/em/materia/2017/05/31/ilhamento_e_opera%C3%A7%C3%A3o.html>. Acesso em: 11 mar. 2020

DUNLAP, C. **Microgrid as a Service: A New Approach to Solve Resiliency, Efficiency and Sustainability Challenges**. ago.2017. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/webinars/webinar/microgrids-as-a-service-a-new-approach-to-solve-resiliency-efficiency-susta>>. Acesso em: 03 mar. 2020.

EDP – ENERGIAS DE PORTUGAL. **EDP anuncia a primeira rede de recarga ultrarrápida de veículos elétricos do Brasil**. 2019. Disponível em: <<https://www.edp.com.br/noticias/edp-anuncia-a-primeira-rede-de-recarga-ultrarrapida-de-veiculos-eletricos-do-brasil>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

EDP Brasil. **EDP é a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a criar solução de Blockchain para geração distribuída**. Jun. 2018. Disponível em: <<https://www.edp.com.br/noticias/edp-e-a-primeira-empresa-do-setor-eletrico-brasileiro-a-criar-solucao-de-blockchain-para-geracao-distribuida>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

ENA – Energy Networks Association. **Electricity network companies harness the power of data to drive improvements for customers**. 2020. Disponível em: <<https://www.energynetworks.org/news/press-releases/2020/january/electricity-network-companies-harness-the-power-of-data-to-drive-improvements-for-customers.html>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **“Nota Técnica Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético”**. 2019. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2020.

Energy Storage Association. **“A wide array of storage technologies have been developed so that the grid can meet everyday energy needs”**. 2020. Disponível em: <<https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

Electric Mobility Brasil. **Tipo de Carga**. 2017. Disponível em: <<http://electricmobilitybrasil.com/tipo-de-carga-2/#lenta>>. Acesso em: 10 mar. 2020

FALCÃO, D. M. . **Introdução às Redes Elétricas Inteligentes**. 2018.

FRANTZIS. L; GRAHAM.R; SAWYER.H. **Photovoltaics Business Models**. 2008. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42304.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020

GLICK, D.; MATT LEHRMAN, and OWEN SMITH, “**Rate Design for the Distribution Edge**”, Rocky Mountain Institute (2014).

Godoy, M. (2006) **Modelagem do Consumo de Energia Elétrica Residencial na Cidade do Recife: O Processo de Tomada de Decisão para Políticas de Eficientização de Energia Elétrica**. Tese Submetida à UFPE para a Obtenção do Título de Doutor em Engenharia. Abril de 2006.

FALCÃO, D. M. . **Introdução às Redes Elétricas Inteligentes**. 2018.

GÓMEZ, T.; MOMBER, I.; ABBAD, M.R.; MIRALLES, A.S. **Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: infrastructure, agents and commercial relationships**. Energy Policy, v.39, p. 6360-6375, 2011.

HITECH ELECTRIC. **Qual é a diferença entre carregar um carro elétrico na tomada ou num eletroposto?** 2019. Disponível em: <<http://electricmobilitybrasil.com/tipo-de-carga-2/#lenta>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

HOUTHAKKER, H. S. (1951). **Electricity Tariffs in Theory and Practice**. *The Economic Journal*, March 1951.

IDEAL – Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas da América Latina. **Como faço para ter energia eólica em minha casa- Guia de Minigeradores Eólicos**. 2014. Disponível em: <<https://institutoideal.org/guiaeolica/>>. Acesso em: 11 mar. 2020

IESO – Independent System Electric Operator. “**Distributed Energy Resources**”. 2020. Disponível em: <<http://www.ieso.ca/en/Learn/Ontario-Power-System/A-Smarter-Grid/Distributed-Energy-Resources#>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

IID - Imperial Irrigation District. “**IID demonstrates battery’s emergency black start capability**”. 2017. Disponível em:

<<https://www.iid.com/Home/Components/News/News/557/30?backlist=%2F>>.

Acesso em: 11 mar. 2020.

IEA – International Energy Agency. “**Renewables 2019**”. 2019a. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2019**. 2019b. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

IEA – International Energy Agency. “**Global EV 2019 Outlook**”. 2019c. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

IEA – International Energy Agency. “**Tracking Energy Integration-Storage**”. 2019d. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration/energy-storage>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate variable renewables**. Abu Dhabi, 2019.

FARUQUI, A., Hledik, R. and Palmer, J., **Time-Varying and Dynamic Rate Design**. Global Power Best Practice v. 4, Regulatory Assistance Project (RAP), Jul. 2012

FERC – FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. “**Distributed Energy Resources - Technical Considerations for the Bulk Power System**”. 2018. Disponível em: < <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2018/der-report.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

FITZGERALD, G.; NELDER, C. **EVgo fleet and tariff analysis**. *Rocky Mountain Institute*, mar.2017.

FRANCKLYN, L. **New Business Models for Microgrids: Energy-as-a-Services (EaaS) Leads in Popularity**. *Homer Microgrid News*, ago.2018.

Godoy, M. (2006) **Modelagem do Consumo de Energia Elétrica Residencial na Cidade do Recife: O Processo de Tomada de Decisão para Políticas de Eficientização de Energia Elétrica**. Tese Submetida à UFPE para a Obtenção do Título de Doutor em Engenharia. Abril de 2006.

Glick, Devi; Matt Lehrman, and Owen Smith, **“Rate Design for the Distribution Edge”**, Rocky Mountain Institute (2014).

JENKINS, J.D.; PÉREZ-ARRIAGA, I.J. Improved regulatory approach for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetrations of distributed energy resources. **Energy Journal**, 2015.

KROPOSKI, B; PAPATHANOSSIOU, S; LASSETER, R; TOSHIFUMI, ISE; MOROZUMI S.; HATZIAGYRIOU, N. **“Making Microgrids Work”**. 2008. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/3438643_Making_microgrids_work>.

Acesso em: 11 mar. 2020.

LAZAR. J., GONZÁLEZ, W. **Smart rate design for a smart future**. *RAP Energy Solutions*, jul. 2015.

LOPES, JOÃO A. P. **Use of Microgrids and DERs for black start and islanding operation**. In: [s.l.: s.n.], 2017.

MALONEY, PETER. **Clean Energy Microgrids for Hospitals Make Electricity More Reliable**. Microgrid Knowledge. Disponível em: <<https://microgridknowledge.com/clean-energy-microgrids-hospitals/>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

MADINA, C.; ZAMORA, I.; ZABALA, E. **Methodology for assessing electric vehicle charging infrastructure business models**. *Energy Policy*, v.89, p.284-293, 2016.

MATEO, C., FRÍAS, P.; SÁNCHEZ-MIRALLES, A. **Distribution planning with hourly profiles for analysing electric vehicle charging strategies**. *International Journal of Electric and Hybrid Vehicles*, v.8, n.1, 2016

MARTIN, G; KOLEK, S. **“Microgrid Switch Technology DOE Microgrid Workshop Session 1”**. 2011. Disponível em: <http://e2rg.com/microgrid/switch_breakout1.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2020.

MIT - Massachusetts Institute of Technology. **Utility of the future: an MIT energy initiative response to an industry in transition**. Cambridge, dez.2016

MCKINSEY & COMPANY. **The potential impact of electric vehicles on global energy systems**. McKinsey&Company: Automotive and Assembly, ago.2018a.

MCKINSEY & COMPANY. **How battery storage can help charge the electric-vehicle market**. McKinsey&Company: Sustainability and Resource Productivity, fev.2018b.

MORENO, A.; BAREISAITE, A. **Scaling Up access to electricity: Pay-As-You-Go plans in off-grid energy services**. World Bank Group, 2015.

Naruto, D. T., 2017. **Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

NAVIGANT RESEARCH. **Non-Wire-Alternatives**. Jun. 2017. Disponível em: <<https://www.navigantresearch.com/reports/non-wires-alternatives>> Acesso em: 30 jan. 2020.

NYISO - The New York Independent System Operator. **Power Trends 2018: New York Dynamic Power Grid**. New York, mai.2018.

OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets. **A review of recent UK price review innovations: a report prepared for the CAA**. First Economics, set. 2015. Disponível em: <<https://publicapps.caa.co.uk/docs/33/Regulatory%20innovations.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

OFGEM - The Office of Gas and Electricity Markets. **Black Start Strategy and Procurement Methodology: the Authority's decision**. Londres, Jul. 2019.

ORTEGA, M.P.R.; PÉREZ-ARRIAGA, J.I.; ABBAD, J.R.; GONZÁLEZ, J.P. **Distribution network tariffs: a closed question?** *Energy Policy*, v.36, p.1712-

1725.

PAREDES, J. Digital innovation for a 100% renewable energy world. In: PETER, V.; PAREDES, J.; RIVIAL, M.R.; SEPÚLVEDA, E.S.; ASTORGA, D.A.H (Org.). **Blockchain meets energy: digital solutions for a decentralized and decarbonized sector**. GIZ, cap. 2, p. 13-18, 2019.

PARK, W. **Texas Targets Home Displays for Low-Income Efficiency**. 2015. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/articles/read/texas-targets-in-home-displays-for-low-income-efficiency>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

PETER, V. **Blockchain in the energy sector – an introduction to the technology and its potentials**. In: PETER, V.; PAREDES, J.; RIVIAL, M.R.; SEPÚLVEDA, E.S.; ASTORGA, D.A.H (Org.). **Blockchain meets energy: digital solutions for a decentralized and decarbonized sector**. GIZ, cap. 1, p. 6-12, 2019.

PICCIARIELLO, A.; VERGARA, C.; RENESES, J.; FRÍAS, P.; SODER, L.H. **Electricity distribution tariffs and distributed generation: quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers**. *Utilities Policy*, v.37, p. 23-33, nov. 2015a.

PICCIARIELLO, A., RENESES, J.; FRÍAS, P.; SODER, L.H. **Distributed generation and distribution pricing: why do we need new tariff design methodologies?** *Electric Power Systems Research*, v.119, p.370-376, fev.2015b.

PHILIPPE, J; BEGUERY, P; BARTON, P. “**Microgrid Implementation Challenges and Key Technologies**”. 2017. Disponível em: <https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=998-2095-09-29-17AR0_EN>. Acesso em: 11 mar. 2020.

Powerpulse.net. **Toshiba Launches Virtual Power Plant Solution Using AI and IoT**. 2019. Disponível em: <<https://powerpulse.net/toshiba-launches-virtual-power-plant-solution-using-ai-and-iot/>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

POWER TECHNOLOGY. **The Brooklyn microgrid: blockchain-enabled community power**. Abr. 2017. Disponível em: <<https://www.power-technology.com/features/featurethe-brooklyn-microgrid-blockchain-enabled-community-power-5783564/>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

PNNL – Pacific Northwest National Laboratory. **Energy Storage Policy Database**. Jan. 2019. Disponível em: <<https://energystorage.pnnl.gov/regulatoryactivities.asp>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

PSR, Julião Coelho. **Projeto Cooperado de P&D sobre Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica: Subprojeto 3 – Análise de Impacto Regulatório**. Out. 2019.

RAP – Regulatory Assistance Project. **Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application**. Vermont, 2011.

RENESES, J.; ORTEGA, M.P.R. **Distribution pricing: theoretical principles and practical approaches**. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v.8, n.10, p.1645-1655, 2014

RMI – Rocky Mountain Institute. **Electric Vehicles as Distributed Energy Resources**. 2016. Disponível em: <<https://rmi.org/insight/electric-vehicles-distributed-energy-resources/>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

RMI – Rocky Mountain Institute. **Navigating utility business model reform: a practical guide to regulatory design**. 2018. Disponível em: <<https://rmi.org/insight/navigating-utility-business-model-reform>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

ROMAN, T. **Regulación de la distribución de energía eléctrica en España. Principios y mecanismos de retribución**. 2007. Disponível em: <<https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/113.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

ROZADO, C. **Nuevo modelo de retribución de la distribución eléctrica en España: minimización de la inversión, nivel de garantía de suministro y cumplimiento de índices de calidad de servicio**. 2010. Disponível em: <<https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/05.%20modelo%20retribucion%20distribucion%20Espa%C3%B1a.pdf>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

ROPUSZYŃSKA-SURMA, E., EDYTAWĘGLARZ, M.. **The Virtual Power Plant – A Review Of Business Models**. *E3s Web Of Conferences*, [s.l.], v. 108, 2019. EDP

Sciences. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1051/e3sconf/201910801006>>.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **Energy Storage Projects**. 2020. Disponível em: <<https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>>. Acesso em 10/03/2020.

SALGADO C; ÁGUILA-LEON J; CHINÃS-PALÁCIOS C, HURTADO-PEREZ C. **“Low-cost web-based Supervisory Control and Data Acquisition system for a microgrid testbed: A case study in design and implementation for academic and research applications”**. 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844019361341/pdf?isDTMRedir=true&download=true>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

SALIBA, S.; ANTOINE, M.; ORTH, J. **White paper Virtual Power Plants: Distributed energy is not a threat, it's a opportunity**. ABB, 2016

SCHWARTZ, S. **General overview presentation: energy storage overview**. Parker, mar.2016.

SCHITTEKATTE, T; MOMBER, I. AND MEEUS, L., 2018. **Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back**. *Energy Economics* 70, pp 484-498.

SIOSHANSI, R. **Modeling the impacts of electricity tariffs on plug-in hybrid electric vehicle charging, costs, and emissions**. *Operations Research*, v.60, n.2, p.1-11, mai-jun. 2012.

SIOSHANSI, R. **Retail electricity tariff and mechanism design to incentivize Distributed Renewable Generation**. *Energy Policy*, v. 95, p. 498-508, 2016.

SEPA - Smart Electric Power Alliance. **Utility Demand Response Market Snapshot**. 2019b. Disponível em: <<https://sepapower.org/resource/2019-utility-demand-response-market-snapshot/>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

SEPA - Smart Electric Power Alliance. **Microgrids – The Role of Microgrids in the Regulatory Compact**. 2019a. Disponível em: <<https://sepapower.org/resource/2019-utility-demand-response-market-snapshot/>>. Acesso em: 10 mar. 2020.

SRIDHAR, R. **Potential business models for recharging infrastructure and their implications for plug-in electric vehicle adoption**. 106 f. Dissertação (Mestrado em Science in Technology and Policy e em Science of Transportation) – MIT, Cambridge, fev. 2019.

SURMA, E.R.; WEGLAZ, M. **The virtual power Plant - a review of business models**. E3S Web of Conferences 108, 2019.

TEJERA, M. P. (2019). **Sistemas de gestión de respuesta a la demanda eléctrica (VPP) en Australia**. [online] Sydney: ICEX España Exportación e Inversiones. Disponível em: <<https://www.icex.es/icex/es/navegacion-principal/todos-nuestros-servicios/informacion-de-mercados/paises/navegacion-principal/el-mercado/estudios-informes/DOC2019818631.html?idPais=AU>>.

THINK. **From distribution networks to smart distribution systems**: rethinking the regulation of European Electricity DSO's. Final Report, jun. 2013.

Toshiba Launches Virtual Power Plant Solution Using AI and IoT. **PowerPulse.net**. Disponível em: <<https://powerpulse.net/toshiba-launches-virtual-power-plant-solution-using-ai-and-iot/>>. Acesso em: 6 mar. 2020.

VOITH. **Pequenas Centrais Hidrelétricas** <<http://voith.com/br/produtos-e-servicos/energia-hidreletrica/pequenas-centrais-hidreletricas-552.html>>. 2020. Acesso em: 11 mar. 2020.

WOOD, ELISA. **Military Microgrids: Four Examples of Innovation from Microgrid Knowledge**. Microgrid Knowledge. Disponível em: <<https://microgridknowledge.com/military-microgrids-four-examples/>>. Acesso em: 11 mar. 2020.

Apêndice I – *Blockchain*

A tecnologia *blockchain* é uma estrutura de banco de dados digitais compartilhado e distribuído em rede, na qual a confiabilidade e transparência da informação são garantidas. Com a tecnologia, os dados são exclusivos e não copiáveis, permitindo transações confiáveis entre as partes envolvidas (Deloitte, 2018; Peter, 2019). Estas transações são agregadas em blocos com informações de data e hora e, depois de criptografadas, são vinculadas aos blocos anteriores, formando uma cadeia de registros sequenciada de acordo com a ordem dos eventos (Andoni et al., 2019).

Segundo Andoni et al. (2019), a tecnologia do *blockchain* pode fornecer plataformas inovadoras de negociação no setor de energia elétrica, nas quais *prosumidores* e consumidores podem negociar de maneira intercambiável o excedente de energia ou a demanda flexível. Paredes (2019) argumenta que, no contexto de crescente uso de geradores e dispositivos distribuídos no setor, a tecnologia pode desempenhar um papel fundamental, uma vez que o número de transações tende a aumentar, especialmente no nível da distribuição.

A ausência de intermediário ou instituição central é uma das características principais da tecnologia *blockchain*. Para isso, todas as transações são realizadas *peer-to-peer*³⁹ (P2P). Outro aspecto da tecnologia é a possibilidade de todos os usuários conectados à rede poderem acessar diretamente os registros de transações. Andoni et al. (2019) ressaltam que um mercado de eletricidade baseado na *Blockchain* deve, além de representar o lado da demanda e oferta de energia, liquidar imediatamente as transações, monitorar a entrega da eletricidade e processar os pagamentos correspondentes.

A tecnologia pode otimizar os processos de gerenciamento de energia e lidar com o avanço de RED, que intensificam a descentralização e complexidade do sistema

³⁹ Um sistema *peer-to-peer* (p2p) também é conhecido como sistema ponto-a-ponto. De maneira geral, um sistema p2p possibilita a transferência de qualquer dado sem a necessidade de um intermediário.

energético. Algumas aplicações do *blockchain* e suas vantagens no contexto de RED são apresentadas a seguir. A tecnologia pode ser aplicada:

- i. Na forma de cobrança da distribuidora: pode gerar faturamento automatizado para consumidores e usuários com geração distribuída e até mesmo permitir a aplicação de pré-pagamentos ou esquemas *Pay-As-You-Go* (Andoni et al., 2019);
- ii. Nas vendas e marketing, através da identificação de padrões de consumo e transação do consumidor, o que permitiria o fornecimento de produtos de energia “sob medida” e com valor agregado;
- iii. Nas negociações e transações de energia, que podem ser registradas e liquidadas quase instantaneamente, sem a necessidade de um agente intermediário (Deloitte, 2018). Tal qual ocorre hoje com transações financeiras, as compras e vendas seriam realizadas em tempo real, o que poderia contribuir com o equilíbrio da oferta e da demanda da energia de forma autônoma e descentralizada. Além disso, a tecnologia pode gerar monetização de fluxos futuros de energia elétrica em negociações, com o aumento do número de investidores especialmente em projetos de pequena escala (Paredes, 2019);
- iv. Nas microrredes, por exemplo, através da automação e controle de sistemas de energia descentralizada (Andoni et al., 2019)
- v. Em relatórios de regulação, a partir da possibilidade de compartilhamento de informações validadas com o regulador através da criação de dados padronizados. Os registros imutáveis e transparentes podem melhorar a auditoria e a conformidade regulatória, ao mesmo tempo em que garante o acesso restrito a determinadas informações (Andoni et al., 2019; Deloitte, 2018);
- vi. No compartilhamento de recursos, com a disponibilização de soluções para o compartilhamento de recursos, como de infraestrutura de recarga de veículos elétricos (Andoni et al., 2019);
- vii. Na concorrência do setor, na medida em que pode simplificar e acelerar as trocas de fornecedores de energia, aumentando a concorrência e potencialmente reduzindo os preços da energia (Andoni et al., 2019).

Uma das principais vantagens da aplicação da tecnologia no setor de energia elétrica é a potencial redução das perdas de transmissão. As transações “ponto a ponto” podem aliviar ineficiências sistêmicas, tais como perdas e congestionamentos (Deloitte, 2018; Andoni et al., 2019; Paredes, 2019). Outra vantagem para a rede refere-se à redução de custos com tecnologias de informação e telecomunicação, por permitir que os envolvidos na plataforma registrem, validem e gerenciem diretamente suas transações.

Além disso, ao facilitar e acelerar as trocas de informações, a tecnologia pode melhorar a resiliência da rede e a segurança do fornecimento de energia (Andoni et al., 2019). Para o comércio, a *blockchain* fornece uma maneira altamente automatizada e segura de comprar e vender eletricidade, com possibilidade de novos incentivos para investimentos e operação em geração de energia renovável (Peter, 2019).

A aplicação da tecnologia *blockchain* no setor elétrico vem sendo testada em alguns projetos ao redor do mundo. De maneira geral, as aplicações no setor são realizadas por meio de parcerias de grandes empresas e *startups* especializadas na tecnologia de *blockchain*. A maioria dos projetos com utilização da tecnologia foi implementada na Europa, Estados Unidos e Austrália (Paredes, 2019).

Nos Estados Unidos, a LO3 Energy, em parceria com a Siemens, implementou um projeto de microrrede que utiliza tecnologia *blockchain* na região nova-iorquina do Brooklyn. Neste projeto, usuários com painéis solares podem vender o excesso de energia para seus vizinhos, em uma transação P2P realizada por meio de tecnologia *blockchain*, que insere informações de produção e consumo obtidas do medidor inteligente no sistema, para serem compartilhadas (Power Technology, 2017).

No Chile, um dos projetos envolve o governo, que usa dados abertos pela tecnologia *blockchain* com objetivo de incentivar a participação dos usuários em processos regulatórios e aumentar a confiança e transparência do setor em todas as partes interessadas, como investidores, distribuidoras, reguladores e usuários, por exemplo. De forma geral, as possíveis aplicações da tecnologia, em especial

nos países da América Latina, estão orientadas para o acesso à energia sustentável, mercados de carbono e integração regional (Paredes, 2019).

No setor elétrico brasileiro, está sendo desenvolvida pela EDP São Paulo e a *start-up* austríaca Ripple&Code uma aplicação na geração distribuída em que a medição e o consumo de energia elétrica são realizados por meio de *blockchain*, dispensando a instalação de medidores inteligentes para aferir o consumo e utilização de energia elétrica. O projeto é voltado para o autoconsumo remoto, modalidade de geração distribuída em que o consumidor recebe créditos da energia produzida por um empreendimento de geração distribuída instalado remotamente⁴⁰ (EDP Brasil, 2018).

Segundo Peter (2019), a tecnologia *blockchain* está se desenvolvendo rapidamente. Contudo, a expansão desta tecnologia no setor de energia elétrica dependerá do arcabouço regulatório e tecnológico. Uma questão importante sobre a aplicação da plataforma é se a eletricidade deve ser comercializada entre diversos atores do setor para estabilizar a rede ou para fins lucrativos.

⁴⁰ Desde que o empreendimento esteja localizado em uma mesma área de concessão que o consumidor e que seja da mesma titularidade do consumidor.

Apêndice II – Detalhamento da Proposta de Jenkins e Pérez-Arriaga (2015) para Abordagens Regulatórias no Caso de Elevada Penetração de RED

No artigo de Jenkins e Pérez-Arriaga (2015), os conceitos citados acerca dos mecanismos regulatórios que contornam desafios em função da difusão dos RED são concatenados em uma proposta de reformulação dos procedimentos regulatórios. Os autores preconizam que o processo tarifário deve ser separado em dois estágios: i) o processo de regulação *ex ante* e; ii) o processo de regulação *ex post*. O processo *ex ante* é realizado antes da definição da tarifa. Já o processo *ex post* é realizado ao fim de cada ano.

No processo *ex ante*, o regulador prevê a evolução dos usos de redes. Dentro deste processo são realizadas:

- (i) Previsão da evolução dos usos da rede, em que se utiliza o modelo de empresa de referência RNM;
- (ii) Alocações de “*Fast Money*” e “*Slow Money*” para equalizar os incentivos para economia de CAPEX e OPEX;
- (iii) Construção de um Menu de Contratos compatível com o incentivo; e
- (iv) O cálculo do TOTEX, linha de base de receitas e fatores de compartilhamento.

Obtendo uma estimativa de gastos de rede eficientes e um menu de contratos, o regulador pode avaliar a estimativa de gastos com rede da distribuidora, que é apresentada como parte de seu plano de negócio.

Primeiro, o regulador compara o TOTEX estimado anual pela distribuidora, com a sua própria estimativa e estabelece a linha de base *ex ante* TOTEX para cada ano no período regulatório conforme Equação 5.

Equação 5 – Linha de Base TOTEX *ex ante*

$$X_{y,ex\ ant} = X_{y,reg}\omega + X_{y,conces}(1 - \omega)$$

Em que:

$X_{y,ex\ ante}$ = linha de base TOTEX *ex ante* no ano y ;

$X_{y,reg}$ = estimativa *ex ante* do regulador para um TOTEX eficiente no ano y ;

$X_{y,conces}$ = estimativa *ex ante* da distribuidora para um TOTEX eficiente no ano y ;

ω = peso alocado para as estimativas do regulador.

Em seguida, usando o menu de contratos e a razão entre o valor líquido atual total (VPL) da estimativa TOTEX da concessionária e sua estimativa TOTEX, o regulador determina o fator de compartilhamento e as permissões adicionais de receita. Finalmente, a linha de base da receita permitida *ex ante* é calculada para o período regulatório, conforme as seguintes equações:

Equação 6 – Cálculo da Receita Permitida *ex ante*

$$R_{y,ex\ ante} = F_y + D_y + C_y + AI$$

onde:

$$F_y = X_{y,ex\ ant} - S_y$$

$$S_y = X_{y,ex\ ant} \sigma_y$$

$$D_y = G_y LIFE^{-1}$$

$$G_y = G_{y-1} - E_y + S_y$$

$$RAV_y = (LIFE - AGE_y)G_y LIFE^{-1}$$

$$C_y = RAV_{y-1}WACC$$

Em que:

Y = índice do ano;

S_y = provisão de CAPEX ativo capitalizado no RAV ("slow money");

σ_y = participação do CAPEX no TOTEX prevista pelo regulador ("slow money share");

F_y = provisão de OPEX ativo gasto anualmente ("fast money");

G_y = valor bruto total de ativos em serviço;

E_y = valor bruto dos ativos que atingem o final da vida útil;

D_y = provisão anual de depreciação de capital;

$LIFE$ = vida regulatória dos ativos;

AGE = idade média dos ativos;

RAV_y = valor do ativo regulado (valor bruto dos ativos menos depreciação);

C_y = provisão anual para pagamento de dívidas e do patrimônio líquido;

$WACC$ = custo médio ponderado de capital;

AI = provisão de renda adicional a partir do menu de contratos;

$R_{y,ex\ ante}$ = receita permitida *ex ante* para cada ano do período regulatório.

Juntas, as linhas de base *ex ante* TOTEX, de receitas e o fator de compartilhamento *ex post* definem o contrato entre o regulador e a distribuidora durante o período regulatório. Este contrato fornece à distribuidora uma clara expectativa de como

suas receitas irão evoluir durante o período regulatório e fornece incentivos explícitos para o gerenciamento eficiente dos custos da rede.

Após a conclusão do processo *ex ante*, torna-se necessária uma etapa *ex post* com o intuito de mitigar as incertezas oriundas de choques tecnológicos no setor de distribuição elétrica. Nesta etapa *ex post*, aplicam-se ajustes anuais às receitas permitidas.

Na conclusão de cada ano durante o período regulatório, um processo regulatório *ex post* começa a ajustar as receitas permitidas da distribuidora à luz da evolução dos usos do sistema e das despesas com serviços públicos.

Primeiro, a distribuidora envia um relatório detalhado sobre investimento real e despesas operacionais (o TOTEX realizado pela concessionária), bem como detalhes sobre a evolução dos usos do sistema (ou seja, crescimento de carga e penetração de RED). Em seguida, o regulador audita esses relatórios para garantir sua precisão e calcula os ajustes automáticos na linha de base TOTEX *ex ante* para considerar quaisquer diferenças no uso real da rede em comparação com a previsão *ex ante*. Para cada ano, o regulador calcula o ajuste anual para a linha de base TOTEX em termos de VPL totais para cada um dos principais usos da rede ou outros *drivers* de custo para os quais foram calculados fatores delta (Equação 7).

Equação 7 – Cálculo do Ajuste Anual da Linha de Base TOTEX

$$Z_{NPV} = \sum_d \Delta_d \left(\epsilon_{d,y} \sum_{i=y_0}^{y-1} \epsilon_{d,i} \right)$$

Como não seria esperado que a distribuidora fizesse todos os gastos para acomodar esse desvio da previsão no ano imediato, esse ajuste total do VPL é convertido em um fluxo de despesas anuais ajustadas pela inflação, distribuídas pelos anos restantes no período regulatório (Equação 8). A soma de todos esses ajustes anuais até a data é então adicionada a cada ano da linha de base TOTEX *ex ante* para chegar à linha de base TOTEX *ex post* ajustada (Equação 9):

Equação 8 – Ajuste Anual das Receitas Permitidas

$$Z_i = Z_{NPV} \tau^{-1} (1 + \delta)^i \quad \forall i \in [y, y + (\tau - 1)]$$

Equação 9 – Linha de Base TOTEX ajustada

$$X_{y,ajustado} = X_{y,ex\ ante} + \sum_{i=y_0}^y Z_i$$

Em que:

Y = índice do ano;

Z_{NPV} = ajuste do valor presente líquido para a linha de base TOTEX total;

Δ_d = fator de custo para o driver de custo d ;

$\epsilon_{d,y}$ = erro de previsão para o driver de custo d ;

Z_i = ajuste anual para as receitas permitidas;

δ = taxa de desconto regulatória;

τ = número de anos restantes no período regulatório;

$X_{y,ajustado}$ = linha de base TOTEX após ajustes para erros de previsão.

Após calcular a linha de base TOTEX ajustada, o regulador compara o TOTEX realizado da concessionária ao longo do último ano com a linha de base TOTEX ajustada e calcula o incentivo de eficiência conforme a Equação 10.

Equação 10 – Cálculo do Incentivo de Eficiência

$$I_y = SF(X_{y,ajustado} - X_{y,ex\ post})$$

Equação 11 – Despesas de Rede Permitidos após ajustes de incentivo

$$X_{y,permitido} = X_{y,ex\ post} + I_y$$

Em que:

I_y = incentivo de eficiência, ou a parcela de sobre/s gasto compartilhada pelos acionistas;

SF = fator de compartilhamento especificado no contrato regulamentado *ex ante*;

$X_{y,ex\ post}$ = gastos totais de rede realizados pela concessionária;

$X_{y,permitido}$ = despesas totais de rede permitidas após ajustes para incentivo de eficiência.

O incentivo de eficiência é a parte do excesso / sub- gastos compartilhados pelos acionistas da distribuidora, conforme especificado pelo fator de participação no contrato regulatório *ex ante*. O TOTEX final permitido é definido como o TOTEX *ex post* da concessionária mais este incentivo de eficiência (Equação 11).

Em seguida, o regulador calcula a permissão de receita *ex post* associada ao *ex post* TOTEX, empregando os mesmos métodos das equações anteriores. Observe que, independentemente do CAPEX real da distribuidora, a parte do TOTEX permitido capitalizado na RAV é determinada pela participação de *Slow Money* da

moeda definida *ex ante*, mantendo incentivos equilibrados para esforços de eficiência de economia de custos em CAPEX e OPEX.

Finalmente, uma vez que as receitas já foram arrecadadas ao longo do ano recém-concluído, o regulador deve corrigir a provisão de receita da distribuidora nos anos futuros para aumentar ou reduzir as receitas arrecadadas e a provisão de receita *ex post* (Equação 12). Esse processo garante que o VPL de ajustes nas receitas futuras corrija o superávit ou o déficit das receitas arrecadadas ao longo do ano recém-concluído, sendo aplicado como um fluxo de ajustes anuais ao longo dos próximos N anos, onde N é a duração do período regulatório, ao invés de uma única correção de montante fixo. O objetivo é suavizar o impacto nas tarifas.

Equação 12 – Cálculo da Provisão de Receita Final Atualizada

$$R_{i,final} = R_{i,permitido} + I_y$$

$$\text{onde } R_{i,final} = R_{i,permitido} + (R_{y,permitido} - R_{y,coletado})N^{-1}(1 + \delta)^{i-y} \quad \forall i \in [y + 1, y + N]$$

Em que:

R_{final} = provisão de receita final corrigida após a atualização;

$R_{permitido}$ = provisão de receita após o ajuste para incentivo à eficiência e o erro de previsão;

$R_{coletado}$ = receitas reais auferidas pela concessionária (linha de base da receita *ex ante* mais ajustes anteriores);

δ = taxa de desconto regulatória;

Y = índices de ano;

N = número de anos no período regulatório.

Como as receitas permitidas são ajustadas para os próximos N anos, uma parte das correções será aplicada durante o período regulatório subsequente. O regulador deve, portanto, rastrear esses ajustes e adicioná-los à linha de base de receita calculada no próximo período regulatório. Essa janela de correções também garante que os incentivos da distribuidora para economia de custos sejam equalizados ao longo de cada ano no período regulatório, pois independentemente do ano em que essas economias sejam alcançadas, a concessionária terá o direito de cobrar a participação acordada daquelas poupanças nos próximos N anos.