

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

ÉRICO TADEU DE PAULA VIEIRA

Análise da estrutura tarifária de eletricidade frente à inserção de recursos
energéticos distribuídos no Brasil

São Carlos

2020

Érico Tadeu de Paula Vieira

Análise da estrutura tarifária de eletricidade frente à inserção de recursos
energéticos distribuídos no Brasil

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Mecânico.

Orientador: Prof. Dra. Luciana Montanari

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

V657a Vieira, Érico Tadeu de Paula
 Análise da estrutura tarifária de eletricidade
 frente à inserção de recursos energéticos distribuídos
 no Brasil / Érico Tadeu de Paula Vieira; orientadora
 Luciana Montanari. São Carlos, 2020.

 Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) --
 Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
 São Paulo, 2020.

 1. tarifa elétrica dinâmica. 2. resposta da
 demanda. 3. recursos energéticos distribuídos'. 4.
 redes inteligentes. I. Título.

FOLHA DE AVALIAÇÃO

Candidato: Érico Tadeu de Paula Vieira

Título: Análise da estrutura tarifária de eletricidade frente à inserção de recursos energéticos distribuídos no Brasil

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo
Curso de Engenharia Mecânica

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Luciana Montanari

(Orientadora)

Nota atribuída: 10 (dez)

Luciana Montanari

Prof. Assoc. José Carlos de Melo Vieira Júnior

Nota atribuída: 10 (dez)

José Carlos de Melo Vieira Júnior

Eng. MSc. Gustavo Coser Monteiro Dias

Nota atribuída: 10 (dez)

Gustavo Coser Monteiro Dias

Média: 10 (dez)

Resultado: APROVADO

Data: 15/12/2020.

Este trabalho tem condições de ser hospedado no Portal Digital da Biblioteca da EESC

SIM X NÃO ☐ Visto da orientadora Luciana Montanari

Observação: Após correções indicadas pela banca.

AGRADECIMENTOS

A minha família, por serem desde sempre o sustentáculo dos meus feitos e fonte inesgotável de amor e proteção.

A todos amigos que passaram pela minha vida, pelos momentos de alegria e de companheirismo, bem como pelos momentos de dificuldade, igualmente importantes para o cultivo de valiosos ensinamentos.

À Escola de Engenharia de São Carlos e à comunidade universitária da cidade, em que as aspirações e as condutas de colegas e professores contribuíram para a formação de um ambiente estimulante e impulsionaram a minha formação profissional e cidadã.

A todos que, direta ou indiretamente, participaram da minha existência. A convivência humana me ensinou a importância do olhar sobre diferentes perspectivas e moldou os valores que aspiro me basear ao seguir a minha carreira, como a empatia e a busca pelo bem-estar coletivo.

“Identify your biases, prejudices, and privileges and do not exempt your own beliefs and opinions from intellectual rigor”

Tim Minchin (2013)

RESUMO

VIEIRA, E. P. **Análise da estrutura tarifária de eletricidade frente à inserção de recursos energéticos distribuídos no Brasil.** 2020. 83 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

A cadeia produtiva de eletricidade, que durante praticamente um século funcionou sob uma lógica centralizada, encara, agora, um processo de descentralização, motivado pela ascensão dos recursos energéticos distribuídos, tecnologias caracterizadas pela sua presença próxima à unidade consumidora. Nessa nova realidade, a dinâmica entre os agentes do setor deve buscar um novo equilíbrio para acomodar a maior autonomia dos usuários finais de energia, que antes pouco podiam agir nas suas relações com os outros elos, com os serviços tradicionalmente oferecidos pelas grandes empresas de energia. Este trabalho consiste em uma pesquisa exploratória e descritiva, configurada como uma revisão bibliográfica, para analisar os impactos da inserção de recursos energéticos distribuídos no setor elétrico e destaca o papel da estrutura tarifária elétrica na formação das novas relações entre os seus agentes. Discutindo especificamente a realidade brasileira, conclui-se que a estrutura tarifária vigente no país está defasada diante dessas novas perspectivas e mudanças são propostas para a elaboração de mecanismos economicamente eficientes de remuneração da eletricidade.

Palavras-chave: Tarifa elétrica dinâmica. Resposta da demanda. Recursos energéticos distribuídos. Redes inteligentes.

ABSTRACT

VIEIRA, E. P. **Analysis of the electricity tariff structure in the face of distributed energy resources integration.** 2020. 83 p. Capstone Project –São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2020.

The electricity supply chain, which for almost a century operated under a centralized scheme, now faces a decentralization process driven by the rise of the distributed energy resources, technologies known for being located near the consumer. In this new reality, the dynamics between the sector agents must find a new balance to settle the greater autonomy of the end-user of energy, who before could barely act on their relations with the others agents, with the services traditionally offered by the big energy companies. This work consists on an exploratory and descriptive research, configured as a bibliographic review, to assess the impacts of the distributed energy resources deployment in the electric sector and highlights the role of the tariff structure in the formation of the new relations between the sector agents. Discussing specifically the Brazilian scenario, it is concluded that the current tariff structure in the country is lagging behind this new perspective and changes are proposed for the elaboration of economically efficient mechanisms of electricity remuneration.

Keywords: Dynamic electric tariff. Demand response. Distributed energy resources. Smart grids

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Modelos de organização do mercado atacadista de energia	5
Figura 2 - Configurações do mercado atacadista em diferentes países	8
Figura 3 - Visão generalizada dos mercados de energia	10
Figura 4 - Transformações na cadeia de produção de eletricidade com a inserção de REDs	11
Figura 5 - Tecnologias de armazenamento de energia	16
Figura 6 - Curva de maturidade das tecnologias de armazenamento de energia.....	16
Figura 7 - Capacidade anual adicional instalada de armazenamento de energia.....	17
Figura 8 - Evolução do consumo energético doméstico.....	19
Figura 9 - Contribuição de cada fator na evolução do consumo doméstico.....	19
Figura 10 - Evolução da frota de carros elétricos no mundo.....	21
Figura 11 - Classificação dos esforços dos países de acordo com o Acordo de Paris.....	26
Figura 12 - Emissões de CO ₂ relacionadas à energia.....	27
Figura 13 - População com acesso à energia por país	28
Figura 14 - Porcentagem da população conectada aos sistemas off-grid.....	30
Figura 15 - Evolução da capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica	31
Figura 16 - Curva do Pato real e projetada para o Sistema da Califórnia, entre 31 de março de 2012 e 2020.....	31
Figura 17 - Ilustração de diferentes estruturas temporais de tarifa	40
Figura 18 - Monitoramento dos PMLs no PJM, verificado às 17:46 do dia 22/10/2020	42
Figura 19 - Layout da rede de distribuição urbana usada na simulação de PML.....	43
Figura 20 - Distribuição de PML ao longo da rede considerada durante uma única hora	43
Figura 21 - Distribuição de PML em uma seção ampliada da rede conectada a um transformador MT/BT.....	44
Figura 22 - Simulação em Python de um cenário para cobrança de custo coincidente de pico	48
Figura 23 - Protótipo da tarifa eficiente de energia.....	51
Figura 24 - Considerações quanto à granularidade temporal e espacial do PML	52
Figura 25 - Energia despachada por fonte geradora no SIN	54
Figura 26 - Instituições e agentes do setor elétrico brasileiro	56
Figura 27 - Tipos de leilões presentes no ACR.....	58
Figura 28 - Número de agentes do Ambiente de Contratação Livre de energia	59
Figura 29 - Duração de contratos no ACL	59
Figura 30 - Variação temporal do PLM médio mensal no subsistema SE/CO	61
Figura 31 - Participação dos custos no valor final da energia elétrica brasileira	62
Figura 32 - Classes de consumidores	64
Figura 33 - Receita arrecadada por modalidade tarifária	66
Figura 34 - Evolução da capacidade instalada de micro e minigeração distribuída.....	67
Figura 35 - Simulação de VPL para diferentes preços da bateria	68
Figura 36 - Penetração de veículos elétricos na frota nacional	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAISO	–	California Independent System Operator
CCEAL	–	Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCGF	–	Cota de Garantia Física
CPP	–	Critical Peak Pricing
CVR	–	Conservation Voltage Reduction
DLR	–	Dynamic Line Rating
DR	–	Demand Response
EPE	–	Empresa de Pesquisa Energética
FCL	–	Fault Current Limiter
GD	–	Geração Distribuída
GEE	–	Gases do Efeito Estufa
IEA	–	International Energy Agency
INEE	–	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IRENA	–	International Renewable Energy Agency
MIT	–	Massachusetts Institute of Technology
ONS	–	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	–	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	–	Plano Decenal de Expansão de Energia
PHS	–	Pumped Hydro Storage
PLD	–	Preço de Liquidação de Diferenças
PML	–	Preço Marginal Locacional
PNE	–	Plano Nacional de Energia
RAP	–	Receita Anual Permitida
RED	–	Recursos Energéticos Distribuídos
RPO	–	Reservas de Potência Operativa
SAE	–	Sistemas de Armazenamento de Energia
SDG	–	Sustainable Development Goals
SIN	–	Sistema Interligado Nacional
TCU	–	Tribunal de Contas da União
TOU	–	Time of Use

TUST	–	Tarifas do Uso do Sistema de Transmissão
UNFCC	–	United Nations Framework Convention on Climate Change
V2G	–	Vehicle to Grid
VVC	–	Volt Var Control

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Conteúdo geral do trabalho	2
2 CONTEXTUALIZAÇÃO: O MERCADO DE ENERGIA	4
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
3.1 Recursos Energéticos Distribuídos.....	11
3.1.1 Geração Distribuída.....	12
3.1.2 Armazenamento de Energia	15
3.1.3 Gestão de Demanda e Eficiência Energética.....	18
3.1.4 Mobilidade Elétrica	20
3.2 Integração dos recursos energéticos distribuídos no sistema	22
3.2.1 Benefícios da inserção dos recursos energéticos distribuídos	22
3.2.1.1 Custos evitados de geração e postergação de investimentos nos ativos da rede	23
3.2.1.1.1 Custo evitado de geração.....	23
3.2.1.1.2 Postergação de investimentos em ativos de geração	24
3.2.1.1.3 Postergação de investimentos em ativos de transmissão.....	25
3.2.1.1.4 Postergação de investimentos em ativos de distribuição.....	25
3.2.1.2 Impactos Ambientais: impulsionando uma matriz energética mais limpa	25
3.2.1.3 Acesso universal à energia: recursos distribuídos em sistemas isolados.....	28
3.2.2 Desafios da inserção dos recursos energéticos distribuídos	30
3.2.2.1 Integração da energia solar distribuída: A “Curva de Pato”	30
3.2.2.2 Subsídios cruzados e cost shift: A espiral da morte do setor elétrico.....	32
3.2.2.3 Investimentos na rede de distribuição: uma rede bidirecional	34
3.2.2.4 Cibersegurança: protegendo o consumidor na era dos dados.....	35
3.3 Implementação de sinais econômicos eficientes na estrutura tarifária do setor energético ..	36
3.3.1 Princípios para o design de uma tarifa eficiente.....	38
3.3.1.1 O preço da energia elétrica.....	39
3.3.1.1.1 A dimensão temporal	39
3.3.1.1.2 A dimensão espacial.....	41
3.3.1.1.3 A energia reativa	44
3.3.1.2 O preço da reserva de potência operativa.....	45
3.3.1.3 O preço da capacidade.....	46
3.3.1.5 O preço dos serviços de rede (transmissão e distribuição).....	46

3.3.1.6 Recuperação dos custos residuais.....	49
3.3.2 Estruturando a tarifa eficiente	51
3.4 O setor elétrico brasileiro	53
3.4.1 Ambiente de Contratação Regulado (ACR).....	57
3.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	58
3.4.3 Mercado de Curto Prazo.....	60
3.5 A tarifa de eletricidade no Brasil.....	61
3.5.1 Modalidades tarifárias no Brasil.....	64
3.6 Perspectivas dos recursos energéticos distribuídos no Brasil.....	66
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	72
4.1 Sugestões de trabalhos futuros	74
REFERÊNCIAS	75
APÊNDICE A – Simulação para custo coincidente de pico	82

1 INTRODUÇÃO

Harari (2018, p.454) discorreu sobre a importância da energia para a história da humanidade:

Em seu cerne, a Revolução Industrial foi uma revolução na conversão de energia. Foi demonstrado inúmeras vezes que não há limite para a quantidade de energia à nossa disposição. Ou, mais precisamente, que o único limite é a nossa ignorância. A cada poucas décadas descobrimos uma nova fonte de energia, de modo que a soma total de energia à nossa disposição só continua crescendo.

Ao longo da história da humanidade e, especificamente, desde a revolução industrial, o controle sobre a conversão de energia e o seu uso foi de fundamental importância para o aumento da produtividade humana, possibilitando o desenvolvimento de todo o aparato tecnológico existente na atualidade e sendo responsável por diversas transformações na estrutura social, tais como o que consumimos, como trabalhamos e o que esperamos do futuro.

Apesar do sucesso nos últimos séculos em controlar a energia a favor das atividades humanas a partir da realização de enormes projetos de engenharia, os quais aproveitaram das diversas fontes de energia disponível na natureza (geotérmica, hidráulica, nuclear, solar, eólica, dentre outros tipos), a busca humana pelo aperfeiçoamento da disponibilidade e uso da energia ainda parece longe do seu fim.

Questões científicas, econômicas, sociais e, claro, políticas, afetam as decisões sobre as fontes energéticas que serão priorizadas, como elas serão disponibilizadas, como os consumidores serão cobrados, quais serão os incentivos dos agentes do mercado e qual será o investimento na pesquisa e desenvolvimento de novas formas de se utilizar a energia.

Questões ambientais que concernem à utilização de combustíveis fósseis, como a sua disponibilidade e a emissão de gases do efeito estufa, motivam esforços para uma transformação profunda do setor energético, o que é chamado de transição energética. Nesse novo contexto, fontes renováveis com baixo teor de carbono ganham destaque e novos conceitos tecnológicos surgem como tendências do setor.

Nesse cenário, o Brasil se apresenta como um ambiente interessante de estudo. É reconhecido como uma terra abundante em proventos da natureza. O mesmo pode ser dito para o seu potencial energético, com grande disponibilidade de diversas fontes de energia. Ao mesmo tempo, sua condição de país ainda em desenvolvimento o coloca atrás da fronteira tecnológica energética e seu contexto social e político influencia no desenvolvimento desse mercado.

Entre essas novas tendências se encontra a difusão dos recursos energéticos distribuídos, que são tecnologias alocadas próximas ao último elo da cadeia de valor de energia, o consumidor, e que dão a ele uma maior participação nas interações da cadeia. Essa realidade corresponde a uma disrupção no setor, que evoluiu de uma lógica tradicionalmente centralizada.

Este trabalho busca estudar como a presença desses recursos energéticos distribuídos levantou a necessidade de uma revisão do modo de cobrança do uso da energia pelo consumidor final. Com as novas alternativas desse agente para responder aos sinais econômicos, é importante que tais sinais sejam eficientes na alocação de custos e incentivem a boa utilização do sistema. É então proposto no trabalho um modelo de tarifa eficiente, com uma visão do cenário brasileiro frente a esse novo paradigma.

1.1 Objetivos

O objetivo central do trabalho consiste em avaliar o novo paradigma de tarifa energética frente à integração de recursos energéticos distribuídos no sistema e apontar direções para o caso brasileiro. Dentre os objetivos específicos, estão:

- a) Apresentar a definição e o estado da arte das tecnologias de recursos energéticos distribuídos;
- b) Apresentar os impactos sistêmicos percebidos com a integração dos recursos energéticos distribuídos na cadeia de valor do setor;
- c) Propor um modelo eficiente para a estrutura da tarifa de energia;
- d) Aprofundar a análise para o cenário brasileiro, analisando a estrutura atual da tarifa de energia no país e apontando possíveis direções;

1.2 Conteúdo geral do trabalho

Este trabalho consiste em uma ampla pesquisa bibliográfica, de caráter exploratório, dos temas que compreendem os seus objetivos, e especialmente visando o objetivo central de formular conclusões a respeito da estrutura tarifária de eletricidade frente à adoção dos recursos energéticos distribuídos no território brasileiro.

Inicialmente, o trabalho contextualiza o mercado de eletricidade, identificando as características gerais que são encontradas nos mais diversos países a apontando em quais aspectos as suas configurações podem se diferenciar.

Em um segundo momento, o trabalho descreve as principais tecnologias de recursos energéticos distribuídos e quais são os impactos da sua implementação nos sistemas elétricos, abordando os principais benefícios e desafios encontrados na literatura do tema.

Após a identificação da problemática do tema, o trabalho segue com a revisão da proposta de estrutura tarifária elaborado pelo trabalho do Massachusetts Institute of Technology (MIT), “*Utility of the Future*”, que é utilizado como o modelo para a comparação com o cenário brasileiro.

A estrutura do mercado de eletricidade no Brasil é então apresentada, assim como o modelo tarifário vigente, ponto no qual o trabalho permite identificar os pontos de divergência do modelo atual adotado no país em relação ao modelo proposto.

Por fim, o trabalho segue com as considerações finais a respeito de pontos de avanço possíveis no caminho de uma estrutura tarifária mais moderna no Brasil, bem como a sugestão de estudos adicionais para a validação dos pontos adotados.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO: O MERCADO DE ENERGIA

Devido aos altos custos associados à transmissão e à distribuição de energia, as indústrias elétricas ao redor do mundo se organizaram historicamente como monopólios naturais regulados (BEGGS, 2002). As empresas monopolistas eram encarregadas da produção, do transporte e da distribuição de energia até o consumidor final. Tratavam-se de estruturas verticalizadas, de monopólio natural em toda a cadeia produtiva (JOSKOW, 2008).

No entanto, ineficiências observadas no setor associadas a altos custos, tanto de operação quanto de investimento, induziram a transferência dessa atividade ao capital privado, culminando em um processo de transformação radical da indústria elétrica a partir dos anos 1980 e 1990 (CASTRO, 2017). Joskow (2008) estabeleceu os elementos centrais da reforma do setor elétrico no Reino Unido pela promulgação da *The Electric Act* (ROTARU, 2013):

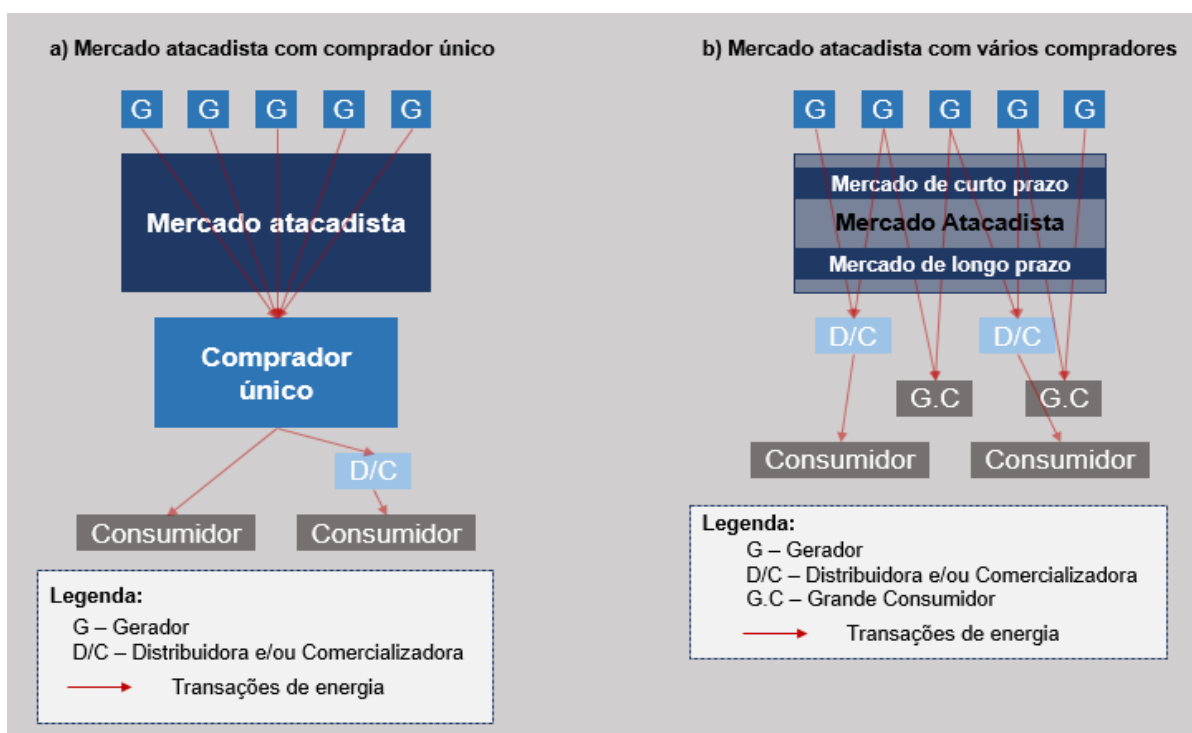
- a) Desverticalização das empresas com a separação das atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- b) Privatização das empresas públicas;
- c) Operação do sistema executado por um agente independente.

Seguindo o exemplo do Reino Unido, diversos países repensaram o modelo monopolista adotado até então, introduzindo estruturas de mercado e favorecendo a competição no setor, especialmente na atividade de geração. As atividades de transmissão e distribuição, em geral, continuaram sendo vistas como monopólios naturais em função das suas características intrínsecas, enquanto a comercialização do commodity energia elétrica criou novos modelos de mercado (MEDEIROS, 2003).

Cada país estabeleceu diferentes mecanismos de mercado para o setor elétrico. No entanto, destaca-se nessa seção a separação em dois grandes blocos: o mercado atacadista de energia e o mercado varejista de energia.

Conforme Castro (2017): “No mercado atacadista, a energia é vendida em grandes blocos pelos geradores aos comercializadores, distribuidores e grandes consumidores.” Ainda segundo Castro, embora cada país apresente características próprias, podemos separar o mercado atacadista em duas estruturas básicas. A Figura 1 ilustra o esquema de comprador único e a diferenciação entre o mercado de curto prazo e de longo prazo:

Figura 1 - Modelos de organização do mercado atacadista de energia



Fonte: Adaptado de Castro (2017)

No esquema de comprador único, o comprador geralmente é representado por uma empresa estatal, enquanto os geradores podem ser empresas estatais ou produtores independentes de energia. O comprador único acumula as funções de transmissão e distribuição para os consumidores finais. Os mecanismos de comercialização dos geradores com esse comprador variam entre os países que adotam esse modelo (CASTRO 2017).

No mercado atacadista com a presença de vários compradores, há a divisão entre dois mercados: o de curto prazo e o de longo prazo. O primeiro cria mecanismos para os agentes negociarem a energia livremente e o segundo busca cobrir riscos associados ao primeiro mercado, assim como garantir os investimentos em expansão.

No mercado de curto prazo, a ideia é elevar a concorrência aproximando-o ao máximo de um mercado de concorrência perfeita, em que uma grande quantidade de compradores e vendedores estabelecem o equilíbrio natural dos preços. Assim como acontece para outros mercados, o modelo de concorrência perfeita é puramente teórico e não é verificado na prática. Além disso, algumas características da energia elétrica a diferenciam de outros commodities, como o fato de não ser possível ser armazenada (a menos no estado atual das tecnologias de

armazenamento), da sua produção e demanda que devem se igualar a todo momento e de ser um produto totalmente homogêneo, que independe da sua fonte (CASTRO *et al.*, 2017).

Além disso, sendo uma indústria intensiva em capital e com altos custos afundados, há consideráveis barreiras de entradas no setor (GREEN; NEWBERRY, 1992). Kristen e Strbac¹. (2004, *apud* CASTRO *et al.*, 2017) detalham o desenho do mercado atacadista adotado nos sistemas com múltiplos compradores:

- a) Geradores realizam ofertas (*bids*) de uma certa quantidade de energia a um determinado preço, estabelecendo a curva de oferta;
Agentes participantes enviam seus requerimentos de energia a partir de projeções, estabelecendo a curva de demanda;
- b) A interseção das curvas de oferta e demanda determinam o preço do mercado, que por definição é igual ao preço do último gerador necessário para fornecer a energia demandada no momento. Como esse preço é definido pelo custo variável de produção, o preço do mercado é igual ao custo marginal desse último gerador. Os geradores com custos menores são remunerados a esse preço;
- c) Um operador independente do sistema garante o equilíbrio instantâneo da oferta e da demanda de energia elétrica.

Conforme apontam Shuttleworth e McKenzie (2002), os mercados de energia podem ser divididos em dois tipos: *gross pool* e *net pool*. No *gross pool*, o operador realiza o despacho centralizado independente dos contratos e, dessa forma, os contratos assinados entre os agentes se caracterizam por serem contratos financeiros, que não envolvem o despacho físico de energia elétrica.

Já no *net pool*, os agentes realizam os contratos por uma plataforma de negociação. A oferta resultante é informada ao operador independente, para que, então, ele possa fazer o despacho. Esses contratos são denominados contratos físicos, sendo identificados três tipos (SHUTTLEWORTH; MCKENZIE, 2002):

- a) Mercado do dia seguinte (*day ahead market*): As ofertas de energia são realizadas para cada hora ou fração do dia seguinte. Em geral, é nesse mercado em que ocorre o maior volume de transações (CASTRO *et al.*, 2017);
- b) Mercado intradiário (*intraday market*): Começa a ser operado logo após o fechamento do mercado do dia seguinte e se encerra pouco antes de começar a operação

¹ KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Fundamentals of Power System Economics**. 2004

real do sistema. Esse mercado permite aos agentes ajustarem as suas posições para cada hora ou fração de hora (CASTRO *et al.*, 2017);

c) Mercado de balanço: Acontece no momento efetivo de operação, dado que a oferta e demanda de energia elétrica devem se coincidir instantaneamente, havendo, ainda, a necessidade de ajustes em tempo real. Dessa forma, o operador solicita as variações de produção e consumo (CASTRO *et al.*, 2017). Além disso, outros serviços são requeridos para manter o equilíbrio do sistema, chamados de serviços ancilares. Esses serviços englobam controle de frequência e tensão, o supervisionamento da estabilidade e confiabilidade, manutenção e controle de falhas das linhas de transmissão, dentre outros aspectos (MEDEIROS, 2003).

Por fim, em diversos mercados há um mecanismo estabelecido *ex-post* à operação real do sistema, que são liquidadas as diferenças entre as quantidades contratadas e as quantidades efetivamente realizadas (CASTRO *et al.*, 2017).

É importante reforçar que todos esses mecanismos possuem diferenças em cada um dos mercados ao redor do mundo, inclusive quanto a sua presença ou ausência. No entanto, a definição geral do mercado atacadista, como foi apresentada, é de importante conhecimento para o entendimento da venda de energia elétrica que ocorre em grandes quantidades.

Dado o desenho do mercado de curto prazo, em que os geradores marginais determinam o preço, há um problema intrínseco de insuficiência de receita, já que tais geradores não conseguirão recuperar os custos fixos e o capital investido. Com isso, mecanismos adicionais para assegurar os incentivos aos investimentos na expansão do sistema e a confiabilidade do sistema devem ser criados.

Em alguns países, houve a criação de um sistema de remuneração pela capacidade/confiabilidade. Conforme apontam Prada e Ospina (2004), a estrutura do pagamento de capacidade é definida primeiro especificando como a confiabilidade será medida no sistema, depois uma tecnologia de referência é adotada para o cálculo do pagamento de capacidade, que então é alocado para os consumidores e distribuído entre os agentes geradores.

Em demais países, são criados mercados específicos para incentivar o investimento na expansão do sistema, garantindo a confiabilidade do sistema e suficiência de receita. Esses mercados são denominados mercados a prazo e Castro *et al.* (2017) identificam os três principais tipos: a) contratos bilaterais; b) mercados de capacidade/confiabilidade e c) leilões de contratação.

- a) Contratos Bilaterais: Dois agentes do mercado, geralmente um gerador e uma distribuidora, comercializadora ou consumidor livre, negociam diretamente por um *broker* e as condições de contrato são concordadas livremente (GOMEZ, 2007). Os contratos podem determinar o despacho físico da energia (contratos bilaterais físicos) ou não (contratos bilaterais financeiros) (CASTRO *et al.*, 2017);
- b) Mercado de capacidade/confiabilidade: No mercado de capacidade/confiabilidade, o operador do sistema projeta uma demanda, contemplando as necessidades de reserva do sistema e, então, realizam-se leilões em que os geradores oferecem capacidade disponível a um certo preço (CASTRO *et al.*, 2017);
- c) Leilões de contratação: No mecanismo de leilões de contratação, os leilões são realizados com antecedência à realização efetiva da demanda. Cada sistema pode se diferenciar quanto ao produto ofertado (capacidade, energia, dentre outras possibilidades) e não existe um preço único para todos os geradores, já que os agentes contratados recebem o preço ofertado durante toda a duração do contrato (CASTRO *et al.*, 2017).

É importante ressaltar que nem todo sistema conta com o mercado atacadista de curto prazo e de longo prazo. Cada país experimenta diferentes configurações dos mecanismos discutidos, combinando a presença ou a ausência de cada um deles, assim como características peculiares em cada modelo. A Figura 2 representa um painel simplificado com as diferentes configurações encontradas em diversos países estudados por Castro *et al.* (2017).

Figura 2 - Configurações do mercado atacadista em diferentes países

País	Despacho	Mercado de Curto Prazo				Mercado de Longo Prazo		
		Dia Seguinte	Intradiário	Balanço/Tempo Real	Conciliação de Diferenças	Contratos Bilaterais	Mercado de capacidade/confiabilidade	Leilões de Contratação
Brasil	Centralizado							
Chile	Centralizado							
China	Centralizado							
Colômbia	Centralizado							
Coreia do Sul	Centralizado							
Estados Unidos								
Califórnia	Contratos Físicos							
PJM	Contratos Físicos							
New England								
Iso	Contratos Físicos							
Índia	Contratos Físicos							
Japão	Contratos Físicos							
México	Centralizado							
Peru	Centralizado							
Portugal	Contratos Físicos							
Reino Unido	Contratos Físicos							

Fonte: Adaptado de Castro (2017)

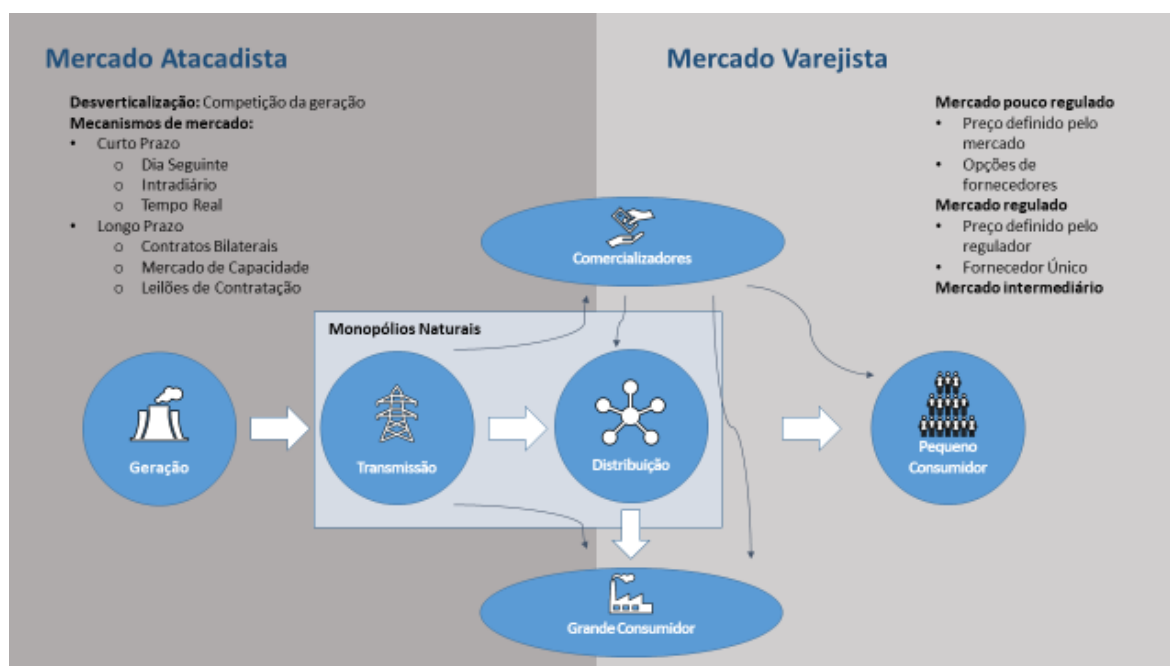
Similarmente a outros setores, o mercado atacadista de energia se difere do mercado varejista, no sentido em que o primeiro negocia majoritariamente com “revendedores” e grandes consumidores, enquanto o segundo negocia com pequenos consumidores. Com a liberalização do mercado elétrico e a criação de mecanismos de competição para o mercado atacadista, a possibilidade de tornar mais competitivo o mercado varejista foi considerado em diversos sistemas, sob a premissa de que a competição maximizaria os benefícios do usuário final, colocando pressão sobre os custos operacionais do varejo de energia, como aqueles referentes ao faturamento, medição e análise de crédito (POUDINEH, 2019).

Como a eletricidade é considerada um serviço essencial, a responsabilidade do mercado no que diz respeito à proteção social também promove a necessidade de que os agentes regulatórios se atentem às proteções necessárias aos consumidores, especialmente os de baixa renda. Dessa forma, os mercados varejistas de eletricidade são caracterizados por uma combinação de regras definidas para a promoção da competição e de regras definidas para a proteção aos consumidores, com cada sistema ponderando diferentemente esses dois fatores, muitas vezes atrelados ao contexto governamental por trás de cada jurisdição (ROS *et al.*, 2018).

Pode-se simplificar as diferenças entre os mercados varejistas pelo nível de regulação do preço da energia no varejo. Em alguns sistemas, há pouca regulação e os consumidores pagam um preço determinado pelo mercado e possuem diferentes alternativas de fornecedores. Em outros sistemas, o preço é regulado e o consumidor só possui uma alternativa de fornecedor. Há, também, sistemas com regulação intermediária, como teto de preço ou uma “opção alternativa” regulada (ROS *et al.*, 2018).

Com todos os diferentes mecanismos de mercado para a comercialização da energia no atacado e no varejo, não há um desenho único do mercado de energia que represente o funcionamento de todos os sistemas. No entanto, a Figura 3 mostra o esquema com uma visão generalista dos principais blocos do mercado de energia e as diferentes opções que cada sistema pode adotar:

Figura 3 - Visão generalizada dos mercados de energia



Fonte: Elaborado pelo autor (2020)

Na Figura 3, as flechas maiores representam o caminho tradicional do mercado elétrico, oriundo de quando o setor era totalmente verticalizado e regulado. As flechas menores representam novas possibilidades de relações surgidas com a liberalização do setor desde o fim do último século, com a criação de diferentes mecanismos para os mercados atacadista e varejista, como foram discutidos.

Essa estrutura está sendo novamente transformada. Com a ascensão de tecnologias como a geração distribuída e o armazenamento, outras relações começam a se tornar possíveis no setor elétrico, em especial no que se refere ao consumidor final como agente ativo da cadeia. O impacto dessas novas relações será tema das próximas seções deste trabalho.

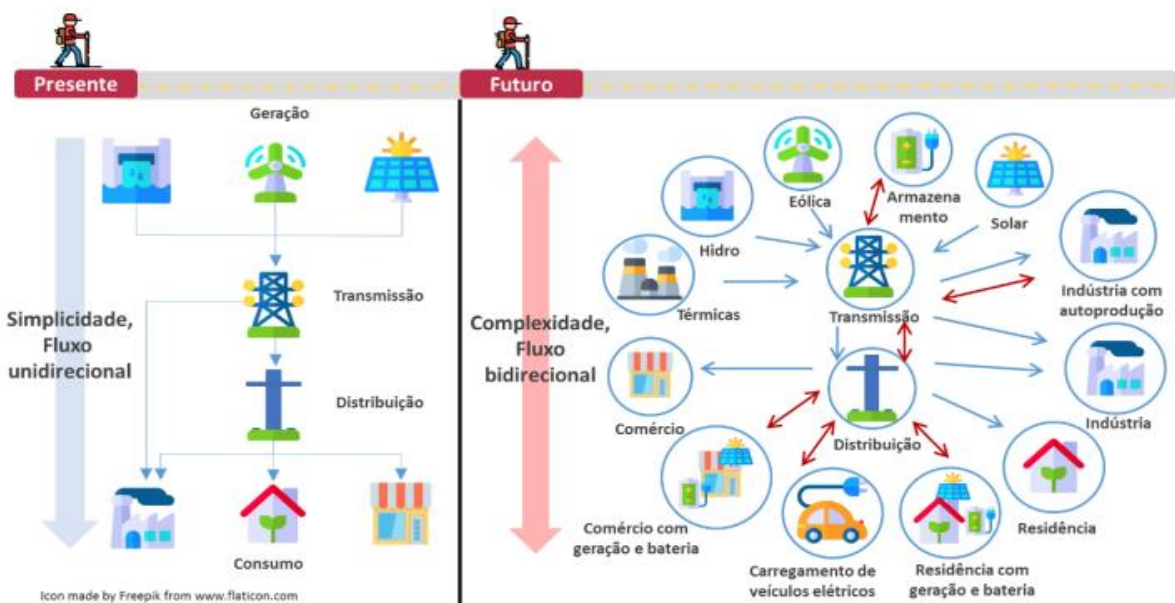
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Recursos Energéticos Distribuídos

A história dos sistemas elétricos de potência que configuram as atuais redes elétricas de energia representa uma das mais importantes conquistas da engenharia do século passado. Tais redes compreendem todos os ativos para a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica que alimenta as indústrias, o comércio, e as residências. Dessa forma, são acomodados geradores centralizados, longas linhas de transmissão de alta tensão e redes de distribuição de média e baixa tensão, a fim de realizar um transporte unidirecional de energia.

Atualmente, uma nova história tem sido escrita sobre a forma como a energia chega até o consumidor. Dentre os recursos energéticos distribuídos (RED) estão tecnologias de geração e armazenamento de energia que contrapõem a lógica tradicional da capacidade centralizada. Esses recursos são geralmente encontrados nas instalações dos consumidores (atrás dos medidores - *behind the meter*) e consolidaram a figura do prosumidor, aquele que produz e consome energia. Os novos prosumidores, mais empoderados, podem reduzir a sua dependência dos serviços tradicionalmente oferecidos pelos ativos que estavam acima deles na cadeia de valor. A Figura 4 ilustra como a integração de recursos energéticos distribuídos modifica a lógica do sistema:

Figura 4 - Transformações na cadeia de produção de eletricidade com a inserção de REDs



Fonte: EPE – Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético (2018)

É necessário notar a grande importância das novas tecnologias de informação e comunicação que permitiram esse novo paradigma no setor energético, em especial o conceito de *smart grids*. O objetivo de uma rede modernizada é endereçar os desafios do sistema a um custo mínimo. A rede elétrica inteligente deve ser capaz de acomodar todas as opções de geração e armazenamento, otimizar a eficiência energética e a utilização dos ativos, melhorar a qualidade da energia para o consumidor final, garantir propriedades de autorrecuperação, resistir a ataques físicos e cibernéticos e permitir novas soluções de negócios em um mercado elétrico com mais acesso. (KEARNEY, 2015)

Nas definições de redes inteligentes, destaca-se a tecnologia de medição eletrônica inteligente (*smart meter*), que percorre desde a geração de energia até o consumidor final, abrangendo o controle de perdas, o planejamento e a operação da rede, além de possuir capacidade de comunicação com os equipamentos da rede e com as unidades consumidoras. A tecnologia de sensoriamento é responsável pelo envio dos dados dos consumidores para os centros de controle, devendo ser tratados num software para prover informações úteis aos operadores da rede, favorecendo a tomada de decisão na operação de todo o sistema (WEF, 2017).

As principais tecnologias e soluções de recursos energéticos serão destacadas ao longo desse capítulo, sendo elas:

- a) Geração Distribuída;
- b) Armazenamento de Energia;
- c) Gestão da Demanda e Eficiência Energética;
- d) Mobilidade Elétrica.

3.1.1 Geração Distribuída

Sendo uma tecnologia em processo contínuo de inovação e de transformação nas suas relações com a sociedade, é natural que a geração distribuída, também conhecida como geração descentralizada, apresente muitas definições na literatura. Uma das mais recorrentes foi a proposta por Ackermann, 2001, que definiu a geração distribuída como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição e ao consumidor.

Segundo a Agência Internacional de Energia, IEA (2002), a geração distribuída é definida como a produção de energia localizada próxima à unidade consumidora, independente do seu tamanho e proveniente das tecnologias das células fósseis, da energia eólica e da energia

fotovoltaica. O Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), por sua vez, define a geração distribuída como uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independente da potência, tecnologia e fonte de energia.

Dessa forma, nota-se como característica fundamental da geração distribuída o fato de estar diretamente relacionada ao consumidor. Em termos regulatórios, a geração distribuída foi definida de forma oficial no Brasil pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, da seguinte forma:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados [...], conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento [...].

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

As definições mais atualizadas para a realidade brasileira estão englobadas nas Resoluções Normativas Aneel: REN 482/2012, REN 687/2015 e REN 786/2017, descritas abaixo:

I - Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.)

II - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (REN ANEEL, 2017)

Tais resoluções consideram outros aspectos, como potência instalada e a fonte de energia na sua definição de geração distribuída.

Em termos mais abstratos, pode-se entender a geração distribuída como uma alternativa à tradicional geração centralizada que predomina os setores elétricos desde o começo do século passado. No modelo centralizado, a geração é feita por grandes usinas e a energia gerada é repassada aos consumidores por longas linhas de transmissão de alta tensão e por linhas de distribuição de baixa tensão.

Dado o capital necessário para o investimento nesses projetos, a geração centralizada tradicionalmente ficou nas mãos de grandes empresas gestoras de ativos, que comercializam a

energia gerada diretamente com as distribuidoras. Dessa forma, o consumidor final possuía pouca liberdade de escolha da sua fonte energética nesse modelo.

Com o surgimento de alternativas viáveis de pequenos geradores de energia, em especial nos últimos anos, com a forte redução no custo dos painéis fotovoltaicos, a geração deixou de ser opção de investimento só para as tradicionais empresas gestoras de ativos e se tornou acessível para pequenos investidores, como prédios comerciais e pessoas físicas, nascendo a figura do prosumidor, aquele que consome e gera a sua própria energia.

Além disso, incentivos regulatórios visando a fomentação da energia limpa em diversos países criaram um ambiente favorável à implementação da geração distribuída, com o prosumidor sendo recompensado pela energia injetada de volta no sistema. Em relação ao Brasil, a remuneração do prosumidor foi definida pela REN 687/2015, a partir do sistema de compensação de energia elétrica.

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (REN ANEEL, 2015)

Logo, o proprietário de uma unidade consumidora com geração distribuída recebe o crédito na forma de energia ativa para que ele possa compensar o consumo de diferentes unidades consumidoras. Segundo a REN N° 687 (2015), os créditos são dados em energia ativa, não sofrendo reajustes tarifários e com validade de 60 meses. Esse conceito, em que o prosumidor pode abater o seu consumo a partir da energia gerada, é conhecido como *net metering*.

No Brasil, além dos clientes com microgeração ou minigeração distribuída, surgem os conceitos de geração compartilhada e autoconsumo remoto, que também são elegíveis para aderir ao sistema de compensação de energia elétrica

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada; (REN ANEEL, 2015)

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. (REN ANEEL, 2015)

A inserção da geração distribuída na matriz energética cria desafios para o sistema elétrico. Segundo o Kearney Energy Transition Institute (2015), o objetivo de uma rede elétrica é otimizar, dada uma combinação de capacidade de geração e padrões de demanda, a

confiabilidade do fornecimento de energia (frequência e duração das interrupções), a qualidade da energia (em termos do sinal elétrico, frequência e ângulo de fase) e a sua acessibilidade. Como uma alta penetração de geração distribuída no sistema, aumenta-se a complexidade de gerenciar a combinação de capacidade e demanda. Torna-se fundamental então que agentes reguladores estejam atentos com possíveis mudanças necessárias para acomodar os interesses de consumidores e empresas de energia, mantendo o objetivo da confiabilidade e acessibilidade na entrega de energia. Tais desafios serão discutidos no decorrer desse trabalho.


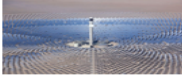


3.1.2 Armazenamento de Energia

Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) compreendem um conjunto de tecnologias que visam aumentar a disponibilidade, qualidade e confiabilidade da entrega de eletricidade. Segundo Kearney Energy Transition Institute (2018), o armazenamento de energia consiste em três processos, a saber: retirar energia da rede, armazenar e injetar novamente na rede. Dessa forma, essas tecnologias são avaliadas de acordo com a sua capacidade de retirar e injetar energia da rede e pela quantidade de energia e por quanto tempo elas são capazes de armazená-la. Essas qualidades determinam a aplicação de cada tecnologia de armazenamento de energia.

Essas tecnologias oferecem a possibilidade de armazenar a energia gerada em períodos de baixa demanda para ser utilizada em períodos de alta demanda. A solução para isso é extremamente importante nos sistemas com grande penetração de energias intermitentes, em que, muitas vezes, a geração proveniente da fonte solar ou eólica excede a demanda daquele momento. Além disso, tal característica pode fomentar novos modelos de negócio no setor energético, uma vez que proporciona a oportunidade do detentor da tecnologia de armazenar a energia em momentos de baixa do seu preço para revendê-la em horários que há valorização do seu preço, conceito conhecido como arbitragem da energia elétrica.

As tecnologias de armazenamento convertem a energia elétrica em outra forma de energia armazenável durante o processo de carga e, dessa forma, é comum classificá-las de acordo com o seu princípio de armazenamento. O esquema da Figura 5 ilustra essa classificação.

Figura 5 - Tecnologias de armazenamento de energia

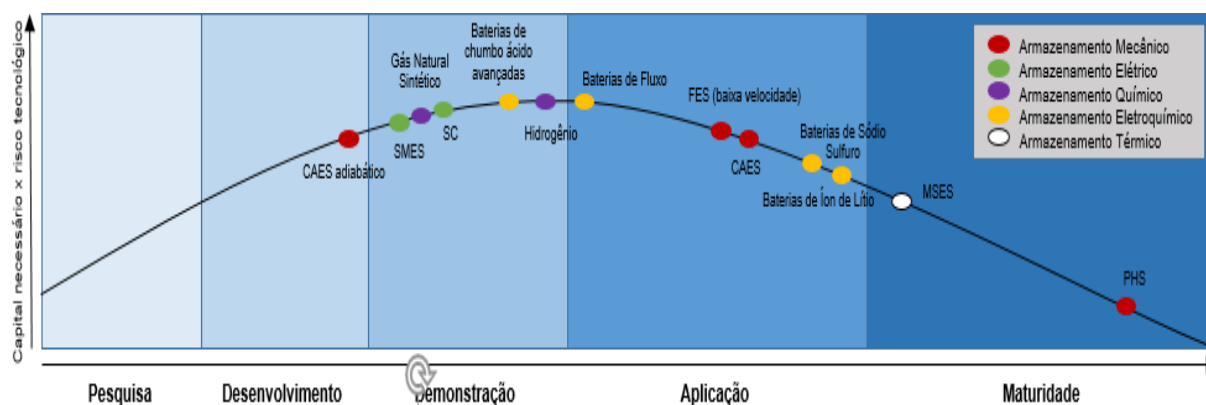
1		Armazenamento Mecânico	<ul style="list-style-type: none"> Bombas de armazenamento hidráulico (PHS) Armazenamento de ar comprimido (CAES) Armazenamento de energia em cilindro rotativo (FES)
2		Armazenamento Térmico	<ul style="list-style-type: none"> Armazenamento de sal fundido (MSES) Reservatório de água quente Armazenamento com materiais de mudança de fase (PCM)
3		Armazenamento Elétrico	<ul style="list-style-type: none"> Supercapacitores (SC) Sistemas Magnéticos Supercondutores (SMES)
4		Armazenamento Eletroquímico	<ul style="list-style-type: none"> Baterias de Íons de Lítio Baterias de Sódio Sulfuro Baterias de Fluxo (VRB)
5		Armazenamento Químico	<ul style="list-style-type: none"> Hidrogênio Gás natural sintético Outros compostos químicos (amônia, metanol, etc...)

Fonte: Adaptado de Kearney Energy Transition Institute (2018)

As bombas de armazenamento hidráulico (PHS, do inglês *pumped hydro storage*) representam a tecnologia mais madura de armazenamento de energia e podem alcançar altos patamares de acúmulo de energia a baixos custos. No entanto, possui uma densidade de energia mais baixa do que outras tecnologias, sendo necessário grandes volumes de água para a geração de energia, diminuindo a disponibilidade geográfica para a sua instalação. Dessa forma, é inviável que ela seja a única forma de armazenamento de um sistema que acomode grandes quantidades de fontes intermitentes, uma vez que o impacto ambiental das suas instalações diminuiria, consideravelmente, os seus ganhos ecológicos.

Apesar de ser a tecnologia mais madura, alternativas ainda estão sendo pesquisadas para o PHS, como os reservatórios subterrâneos. Da mesma forma, todas as outras tecnologias possuem um amplo território para o seu desenvolvimento, a fim de alcançar o seu máximo potencial. O esquema da Figura 6 ilustra o grau de maturidade de cada uma dessas tecnologias.

Figura 6 - Curva de maturidade das tecnologias de armazenamento de energia



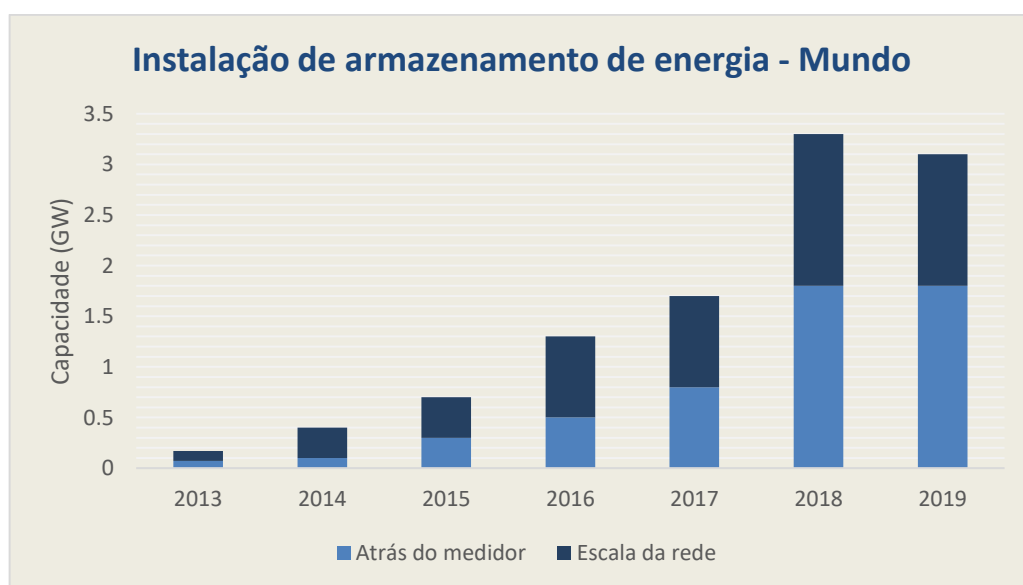
Fonte: Adaptado de Kearney Energy Transition Institute (2018)

Para Gouvea (2019), as baterias, em especiais as baterias de íon-lítio, destacam-se como alternativas para o setor elétrico de armazenamento distribuído, em virtude da sua disponibilidade de serem instaladas próximas ao consumidor e por abranger amplas capacidades de potência nominal para tempos de descargas curtos ou médios. Dessa forma, as baterias podem se associar à geração distribuída para evitar os seus efeitos negativos nas redes de baixa tensão, oferecendo maior estabilidade e flexibilidade.

De maneira geral, quando se trata de armazenamento de energia distribuído, fala-se, especialmente, de baterias. No entanto, é importante ressaltar que todas as tecnologias de armazenamento podem desempenhar um papel importante na transição para um sistema com maior penetração de fontes renováveis, sejam elas distribuídas ou centralizadas. Tecnologias de armazenamento centralizado podem se acomodar em um sistema com grande quantidade de geração distribuída, uma vez que as tecnologias de *smart grids* são suficientes para acomodar o fluxo bidirecional de energia e informações.

A Figura 7 demonstra a evolução da capacidade adicional instalada de armazenamento nos últimos anos, considerando aquelas que são de “escala da rede”, ou seja, cuja unidade possui uma capacidade da ordem de GWs, podendo armazenar grande parte da energia excedente localmente em um sistema, e aquelas que estão “atrás do medidor”, que denotam, principalmente, as baterias que podem ser instaladas juntas ao consumidor para armazenar o seu próprio excedente energético.

Figura 7 - Capacidade anual adicional instalada de armazenamento de energia



Fonte: <https://www.iea.org/reports/energy-storage> (2020)

3.1.3 Gestão de Demanda e Eficiência Energética

Como notado por Steiniger (2017), tradicionalmente os setores elétricos atuavam em uma lógica em que se considerava a demanda (ou carga do sistema) como dada e cabia à geração, pelas usinas de energia despachável, ajustarem-se para suprir tal demanda. Sendo assim, para atender às variações horárias, semanas ou sazonais de energia, foram estabelecidos conceitos como a “ordem de mérito de custo” e “usinas de energia de pico”, em que diferentes unidades geradoras eram acionadas ou não, de acordo com a necessidade.

Com o crescimento das fontes renováveis intermitentes e da geração distribuída, aumentou-se a complexidade da gestão da geração, dada a dificuldade de se prever a geração pelas fontes solares e eólicas e a necessidade de despachar a energia dessas fontes imediatamente após geradas. Com isso, torna-se cada vez mais necessário que mecanismos de gestão da demanda energética também sejam definidos, de forma que geração e demanda se ajustem um ao outro em um processo iterativo.

Um dos principais mecanismos para o gerenciamento pelo lado da demanda é a resposta à demanda (DR, do inglês *Demand Response*). A resposta à demanda se refere à utilização de preços (por exemplo, tarifas com postos tarifários ou descontos/multas na conta final do cliente) no mercado de energia elétrica para influenciar o momento e/ou o nível da demanda, em resposta às condições de fornecimento, de geração, ambientais, econômicas, dentre outros fatores (IEA, 2003).

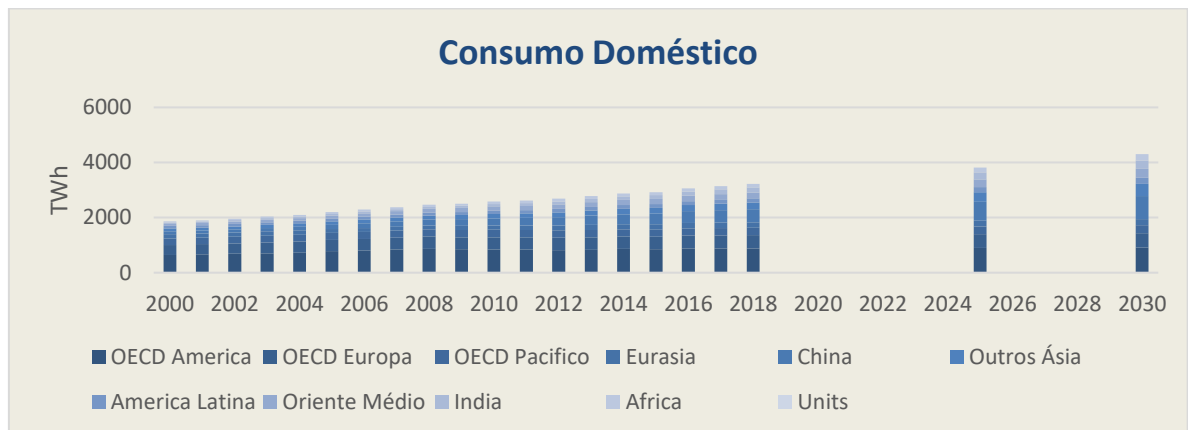
Segundo a Kearney Energy Transition Institute (2015), ao contrário da gestão da demanda, uma tecnologia já madura que força reduções de cargas nos consumidores industriais, a resposta de demanda é uma tecnologia nova, possível pelo uso de medidores inteligentes e eletrodomésticos inteligentes. Contudo, o impacto dessas tecnologias só pode atingir o seu verdadeiro potencial com um grande número desses dispositivos.

A resposta de demanda permite aos consumidores diminuir as suas contas e consumo de energia, bem como participarem do mercado de reserva de capacidade. Para as distribuidoras, o controle aperfeiçoado da demanda de eletricidade reduz a necessidade de fontes flexíveis (como plantas de picos e sistemas de armazenamento centralizados), diminuindo as cargas de pico no nível de subestações e melhorando a previsibilidade da demanda e o consumo de dados.

Já a eficiência energética compreende um conjunto de iniciativas para o uso mais racional das fontes de energia a fim de reduzir o consumo energético. Entre essas iniciativas, estão os incentivos para o aumento da eficiência de aparelhos eletrodomésticos. Com o

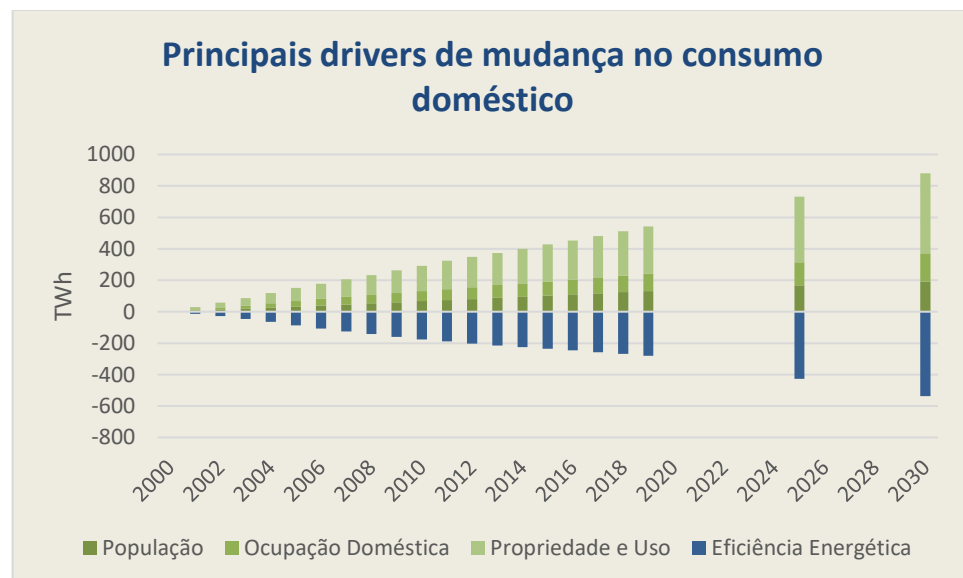
crescimento econômico, a expectativa é sempre de um aumento no consumo, com uma maior quantidade de aparelhos domésticos por casa. No entanto, o avanço tecnológico também permite que cada vez mais esses aparelhos melhorem em relação à eficiência energética. A Figura 8 ilustra a expectativa projetada pela IEA para o consumo doméstico até 2030 e a Figura 9 ilustra como cada fator contribui para essa evolução.

Figura 8 - Evolução do consumo energético doméstico



Fonte: Adaptado de International Energy Agency - <https://www.iea.org/reports/appliances-and-equipment> (2020)

Figura 9 - Contribuição de cada fator na evolução do consumo doméstico



Fonte: Adaptado de International Energy Agency - <https://www.iea.org/reports/appliances-and-equipment> (2020)

Como destaca Gouvea (2019), há diversos mecanismos de eficiência energética já presentes no Brasil, como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel),

instituído pelo MME em 1985, em parceria com o Inmetro, fabricantes e fornecedores de bens e serviços e pesquisadores de universidades. O programa adota um selo de referência para instruir e estimular os consumidores na busca por equipamentos e eletrodomésticos mais eficientes. Além disso, esse programa recebeu um impulso maior com a publicação da Lei de Eficiência Energética em 2001, tendo, assim, a sua abrangência e responsabilidade ampliadas.

Também contribuindo para a eficiência energética no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regula e fiscaliza o Programa de Eficiência Energética (PEE), que é definido pela própria agência:

O objetivo do PEE é promover o uso eficiente da energia elétrica em todos os setores da economia por meio de projetos que demonstrem a importância e a viabilidade econômica de melhoria da eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia. Busca-se maximizar os benefícios públicos da energia economizada e da demanda evitada, promovendo a transformação do mercado de eficiência energética, estimulando o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica (ANEEL, 2020a).

Dessa forma, a eficiência energética se alia aos mecanismos de gestão de demanda como ferramentas de transformação do setor energético do lado do consumo, contrapondo-se ao tradicional foco na oferta de energia com o planejamento da geração.

3.1.4 Mobilidade Elétrica

A eletrificação do sistema de transporte se refere à substituição da fonte energética da frota de veículos dos tradicionais combustíveis fósseis para a eletricidade. É uma tendência mundial impulsionada pelos esforços na redução da emissão de gases do efeito estufa (GEE), estimulados por políticas públicas e privadas. A eletrificação do transporte, em conjunto com a transição para uma matriz energética mais limpa, é de vital importância para a redução necessária de GEE nesse setor e o cumprimento de acordos internacionais, como o Acordo de Paris.

Segundo a IEA (2011), há três tipos de veículos elétricos:

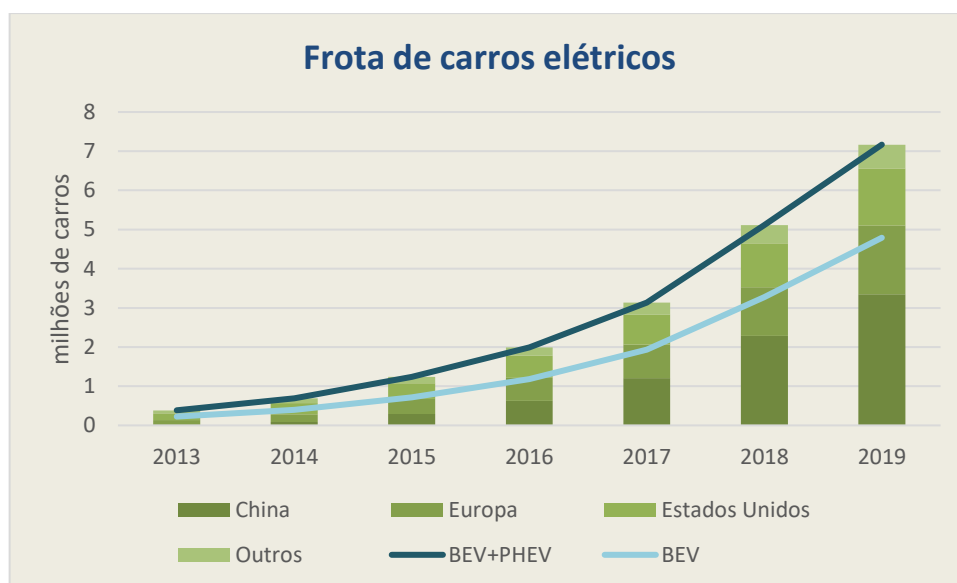
a) Veículo Híbrido Elétrico (HEV – *Hybrid Electric Vehicle*): No híbrido tradicional, há o motor à combustão e o motor elétrico. No entanto, a bateria não pode ser carregada pela rede elétrica, sendo carregada unicamente pelo motor à explosão. Tipicamente, o motor elétrico é utilizado para a aceleração à baixa velocidade e o motor à combustão para alta velocidade, uma vez que o tamanho da bateria se torna inviável para esse veículo cobrir uma longa distância apenas no motor elétrico;

b) Veículo Híbrido Elétrico Plug-In (PHEV – *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*): Assim como no híbrido tradicional, esses veículos apresentam ambos os motores elétricos e de combustão. No entanto, a bateria desses veículos pode ser carregada pela rede elétrica, possibilitando uma maior economia de combustível, mas também garantindo a segurança do motor de combustão para longas viagens;

c) Veículo Elétrico à Bateria (BEV – *Battery Electric Vehicle*): Veículos que não apresentam motor a combustão, sendo totalmente alimentado pela rede elétrica de energia.

Segundo o IEA (2020), as vendas de 2.1 milhões de carros elétricos em 2019 foram um recorde e representaram 2,6% do total de vendas de carros no ano para compor 1% da frota total. A Figura 10 evidencia a evolução da frota de carros elétricos nos últimos anos.

Figura 10 - Evolução da frota de carros elétricos no mundo



Fonte: Adaptado de International Energy Agency (2020)

O contínuo crescimento da frota de veículos ainda possui muitas incertezas, em especial fatores como o custo do kWh, o custo das baterias e a infraestrutura disponível para recarga das baterias. Como notam Webb e Wilson (2017), o escopo da integração dos veículos elétricos à rede elétrica (V2G – *Vehicle to Grid*) ainda é dependente de complexos cálculos de custo-benefício. As baterias dos veículos podem ser usadas, por exemplo, para armazenar o excesso de energia do sistema, aumentando a capacidade de pico, mas a sua depreciação deve ser levada em conta. De qualquer forma, o mercado de veículos elétricos vai atuar concomitantemente

com a demanda por armazenamento de energia, ocasionada pela inserção das fontes intermitentes e da geração distribuída, no estímulo à pesquisa e desenvolvimento de baterias.

No Brasil, a ausência de subsídios atrasa a penetração dos carros elétricos na frota nacional e os altos preços desses veículos ainda estão longe da realidade do consumidor brasileiro. Além disso, a interação com a política governamental para o setor automobilístico é complexa e pode influenciar na penetração dos carros elétricos, especialmente no que se refere às políticas voltadas aos biocombustíveis. Conforme Gouvea (2019), “Nessa perspectiva, busca-se a adoção de veículos do tipo HEV por serem híbridos, dessa forma os biocombustíveis poderão ser aproveitados, porém vai contra a direção do mercado internacional”.

Por fim, o possível impacto econômico decorrente da crise do Covid-19, que pode gerar diminuição de renda da população e do mercado de crédito, pode impactar severamente no curto prazo a indústria automobilística como um todo e, especialmente, as opções de veículos mais caros, como é o caso da maior parte dos carros elétricos. No entanto, a tendência dos últimos anos de crescimento da mobilidade elétrica aponta para um engajamento da sociedade com soluções de descarbonização, que, se mantido pelos próximos anos, poderá indicar uma próspera década para a mobilidade elétrica.

3.2 Integração dos recursos energéticos distribuídos no sistema

Os recursos energéticos distribuídos alteram a lógica centralizada tradicional das redes elétricas e agregam funções no último elo da cadeia, que antes pouco participava da tomada de decisões. Dessa forma, é natural que sejam notados impactos sistêmicos na integração dessas tecnologias.

Como apresentado na seção anterior, recursos como as baterias, veículos elétricos e a gestão da demanda ainda apresentam desafios tecnológicos que concernem a sua viabilidade e eficiência e que devem ser enfrentados com a alocação de investimentos para pesquisa e desenvolvimento. No entanto, essa seção foca apenas nos impactos sistêmicos, que afetam as relações estruturais do setor elétrico.

Tais impactos foram divididos entre benefícios e desafios, mas é importante ressaltar que esses efeitos muitas vezes são interligados e, por isso, a integração de recursos energéticos distribuídos deve ser analisada em toda a sua amplitude.

3.2.1 Benefícios da inserção dos recursos energéticos distribuídos

Um dos primeiros pontos benéficos a se destacarem na ideia de recursos energéticos distribuídos é a maior autonomia individual de cada usuário e sua possível independência do sistema. Mas sendo o setor elétrico um serviço essencial para a sociedade, é importante que os benefícios coletivos também sejam destacados. Essa seção discorre sobre os principais ganhos do sistema com a inserção dessas tecnologias.

3.2.1.1 Custos evitados de geração e postergação de investimentos nos ativos da rede

Uma nova unidade geradora representa um aumento da confiabilidade do sistema na entrega de energia, pois aumenta a capacidade total e, por conseguinte, diminui a chance de que falte capacidade para atender à demanda em dado momento. (CASTRO *et al.*, 2018)

Portanto, como um recurso extra ao sistema elétrico, a geração distribuída aumenta a capacidade total dele, trazendo maior confiabilidade. Por elevar a capacidade, a geração distribuída permite deslocar a geração de usinas despacháveis e adiar investimentos de empresas e agentes reguladores relacionados ao aumento da capacidade. Dessa forma, de acordo com o trabalho de Castro *et al.* (2018), podemos identificar quatro possíveis benefícios financeiros ao sistema com a inserção da geração distribuída:

- a) Custo evitado de geração;
- b) Postergação de investimentos em ativos de geração;
- c) Postergação de investimentos em ativos de transmissão;
- d) Postergação de investimentos em ativos de distribuição.

3.2.1.1.1 Custo evitado de geração

A decisão de despachar a geração das usinas é tomada de acordo com a ordem de mérito, que define a prioridade entre as unidades geradoras de acordo com o seu custo variável. Dessa forma, o acréscimo da capacidade ocasionado pela GD desloca a geração de uma usina com custo variável maior. Essa característica permite o custo evitado de geração. Denholm *et al.* (2014) enumeram cinco modelos para calcular esse custo:

- I. Gerador evitado simples;
- II. Gerador evitado ponderado;
- III. Preços históricos de mercado;
- IV. Simulação simples do Setor Elétrico em uma planilha;

V. Simulação detalhada do Setor Elétrico em um modelo de despacho.

Apesar de cada modelo apresentar um nível de complexidade e granularidade, o princípio por trás de todos é avaliar o custo marginal da geração deslocada com a introdução de determinada capacidade de geração distribuída. Para o caso do Brasil, Castro *et al.* (2018) destacam a maior complexidade do cálculo oriunda do fato de, muitas vezes, a usina a ser despachada ser uma hidrelétrica. Apesar de ser uma fonte renovável, com custo variável zero, o aumento dos níveis dos reservatórios representa um custo de oportunidade relacionado à disponibilidade de despachar a energia em outro momento. A quantificação desse valor, no entanto, requer ferramentas mais complexas, como modelos de otimização de operação.

3.2.1.1.2 Postergação de investimentos em ativos de geração

Assim como a geração distribuída permite que usinas com maior custo variável deixem de ser despachadas em determinado momento, é natural que o aumento de capacidade proporcionado também permita que o investimento em novas usinas seja postergado.

O método apresentado por Castro *et al.* (2018) para a quantificação desse benefício é o crédito de capacidade. A metodologia do crédito de capacidade envolve determinar uma porcentagem sobre a capacidade instalada que representa a real colaboração da unidade geradora ao sistema. Com esse número, estabelece-se o pagamento de capacidade (*capacity payment*), que é o valor monetário que representa o montante necessário para incentivar a instalação de uma unidade geradora capaz de atender aos requisitos de potência dado pelo mercado de capacidade.

Conforme Madaeni *et al.* (2012), há diferentes métodos para o cálculo do crédito de capacidade, que são baseados em análises de confiabilidade. No caso do Brasil, há o desafio desse cálculo, devido aos escassos dados de irradiação solar confiáveis para o país. É de se esperar, no entanto, que a geração distribuída fotovoltaica tenha uma contribuição significativa para a nação, pois a sua geração mais elevada coincide com o verão, época do ano com maior consumo de energia elétrica no país (ONS², 2017, *apud* CASTRO, 2018).

² ONS. **Evolução Mensal de Carga.** 2017

3.2.1.1.3 Postergação de investimentos em ativos de transmissão

As linhas de transmissão são, geralmente, dimensionadas de acordo com a demanda de pico e, por isso, os investimentos são realizados para que se consiga transmitir toda a energia necessária em determinada localidade (CASTRO, 2018).

Desse modo, quando a geração distribuída coincide com o horário de pico e, dessa forma, contribui para a diminuição da demanda de pico, há um ganho para o sistema na forma de postergação dos investimentos necessários nas linhas de transmissão.

Como a geração é feita próxima ao local de consumo, a geração distribuída não é geralmente conectada às linhas de alta tensão, aliviando o congestionamento (restrição operacional das redes quanto à potência entregue) das linhas de transmissão. Castro (2018) ainda destaca o ganho ambiental representado para o caso brasileiro, em que a geração centralizada é realizada distante dos centros de carga. Muitas vezes, a construção das linhas de transmissão ocorre em áreas pouco antropomorfizadas, aumentando a pegada ecológica. A postergação desses investimentos confere uma redução desse impacto.

3.2.1.1.4 Postergação de investimentos em ativos de distribuição

Os investimentos em linhas de distribuição também podem se beneficiar da possível redução da demanda de pico ocasionada pela geração distribuída. No entanto, efeitos contrários, como o impacto nos equipamentos causados pela geração local e o fluxo bidirecional de energia, também são relevantes. Esses efeitos serão discutidos entre os desafios da inserção de REDs.

3.2.1.2 Impactos Ambientais: impulsionando uma matriz energética mais limpa

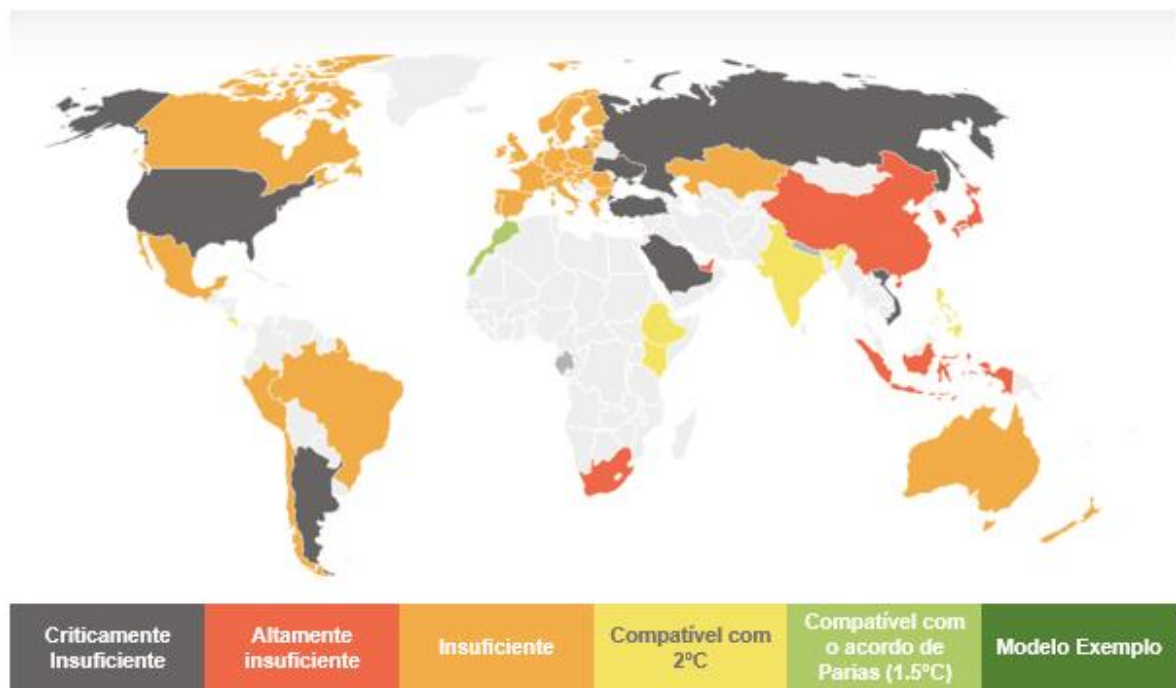
A ameaça do aquecimento global, fenômeno que descreve o aumento da temperatura média global e que impacta o ecossistema e a biodiversidade da Terra, bem como aspectos socioeconômicos, é um tópico que tem gerado inúmeros debates nas últimas décadas.

O crescimento populacional e econômico, que desencadeou diversas transformações na relação da sociedade com a natureza, aumentou a necessidade de recursos naturais à disposição para atender os novos padrões de consumo e produção. Dentre esses fatores, destaca-se a emissão dos Gases do Efeito Estufa (GEE), que são gerados, principalmente, pela queima de

combustíveis fósseis como fonte energética e pelas mudanças no uso da terra, como ocorrem em desmatamentos.

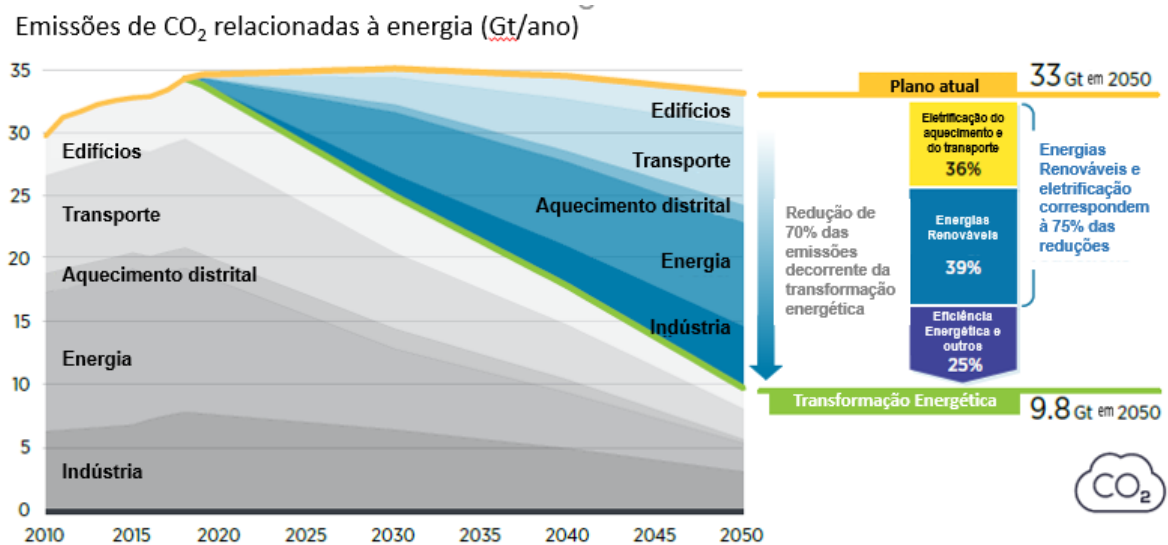
O Acordo de Paris, assinado em 2016, é um tratado no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (CQNUMC ou UNFCCC, do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*) e representa o mais recente esforço global sobre as diretrizes de combate ao aquecimento global, regendo medidas a fim de conter o aumento da temperatura abaixo de 2°C e, preferencialmente, abaixo de 1,5°C. No entanto, os esforços dos países têm sido classificados como insuficientes, como mostra o esquema da Figura 11.

Figura 11 - Classificação dos esforços dos países de acordo com o Acordo de Paris



Fonte: Adaptado de Climate Action Tracker (2020)

Grande parte da solução para o aquecimento global passa pela transição energética, que busca diminuir a dependência de fontes responsáveis pela emissão de GEE com a substituição por fontes energéticas renováveis e limpas. A Figura 12 representa a quantificação, feita pela IRENA (2019), do peso da transição energética para a redução das emissões de CO₂.

Figura 12 - Emissões de CO₂ relacionadas à energia

Fonte: Adaptado de IRENA (2019)

É importante destacar a importância das energias limpas e renováveis como agente da transformação energética, sejam elas centralizadas ou distribuídas. Dessa forma, a geração distribuída que se utiliza de combustíveis fósseis deteriora o seu papel como solução viável de descarbonização do setor de energia. Contudo, como já mencionado ao longo do corpo desse trabalho, a geração fotovoltaica desponta como a principal representante da geração distribuída, e, com isso, contribui positivamente para essa mudança.

Podemos utilizar os princípios descritos nesse trabalho sobre o papel da GD na postergação de investimentos e para evitar a geração de outras fontes para também avaliar o seu impacto na descarbonização energética. Em outras palavras, além dos custos evitados de geração por outras fontes, a GD renovável evita a emissão de CO₂ que ocorreria com a geração de fontes não limpas. Além disso, a diminuição das perdas técnicas nas linhas de transmissão e distribuição, dada a diminuição da distância entre geração e consumo, diminui também a necessidade de mais geração provinda de fontes não limpas.

Outros recursos energéticos distribuídos também desempenham papel importante para a transição energética, como destaca a figura elaborada pela IRENA. A eficiência energética e a gestão da demanda similarmente diminuem a necessidade de maior geração de energia não limpa. A eletrificação do transporte, representada pelos veículos elétricos, reduz a dependência desse setor dos combustíveis fósseis. As baterias podem potencializar os ganhos da geração, aumentando a viabilidade de maior penetração de geração renovável intermitente.

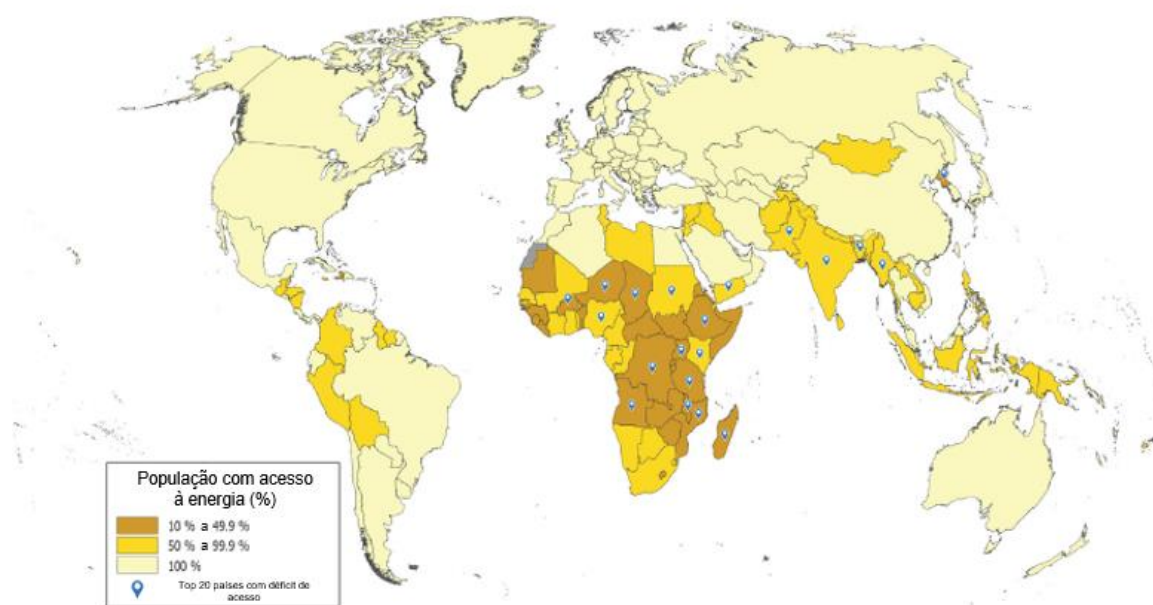
No entanto, deve-se destacar que a geração distribuída não pode ser enxergada como a solução final da transição energética. Mesmo com as soluções de armazenamento, a capacidade da geração distribuída de fornecer uma capacidade confiável a todo o sistema é bastante limitada e há a necessidade de unidades geradoras despacháveis. As soluções de usinas renováveis despacháveis hoje são majoritariamente centralizadas, como as usinas hidrelétricas e a energia solar concentrada.

Além disso, a geração distribuída não se aproveita dos ganhos de escala da geração centralizada, diminuindo a eficiência dessa solução. Por fim, é importante que sejam avaliados os impactos ambientais indiretos dos recursos energéticos distribuídos. Em especial, os processos de descarte de painéis fotovoltaicos e de fabricação de baterias de íon-lítio apresentam importantes desafios ambientais e que precisam ser aperfeiçoados.

3.2.1.3 Acesso universal à energia: recursos distribuídos em sistemas isolados

A energia é um catalisador do desenvolvimento e as sociedades necessitam dispor da energia de forma confiável e acessível para se desenvolverem. Ainda assim, diante do atual cenário, é estimado que em torno de 600 milhões de pessoas não possuam acesso à eletricidade em 2040 (IRENA,2020). A Figura 13 esquematiza a situação de acesso à energia ao redor do globo.

Figura 13 - População com acesso à energia por país



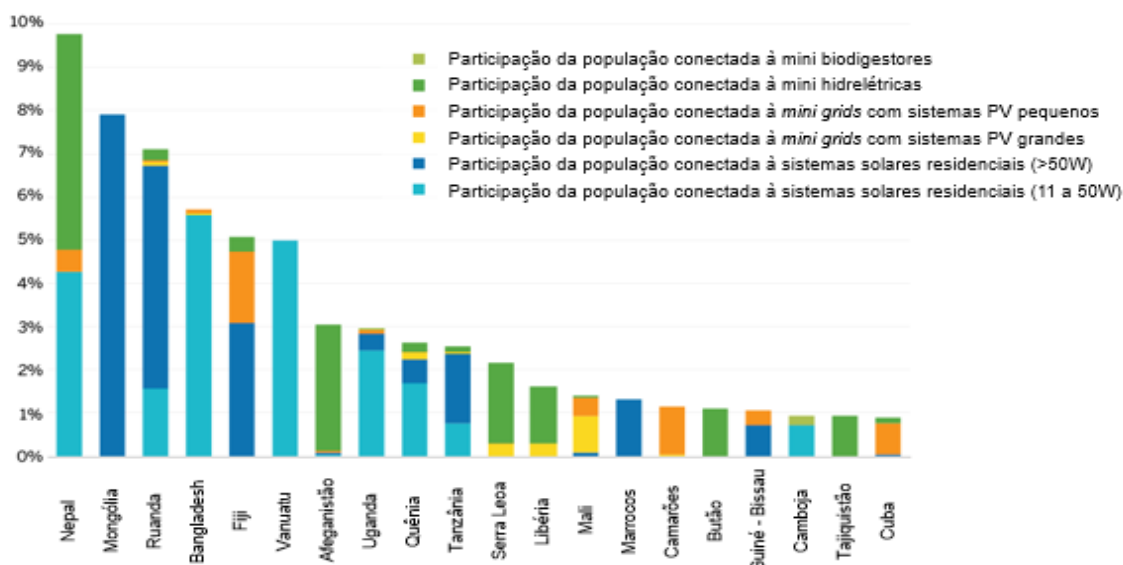
Fonte: Adaptado de IRENA (2020)

Com essa realidade, as Nações Unidas incluíram como o objetivo 7 dentre os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS, ou SDG, do inglês *Sustainable Development Goals*) - o acesso universal à eletrificação e às tecnologias limpas de cozinha.

Nas redes tradicionais de energia elétrica, as linhas de transmissão e distribuição se beneficiam do efeito de escala ao atenderem uma área com maior demanda. No entanto, regiões com população dispersas, geografia complexa e obstáculos regulatórios, muitas vezes, tornam a opção de estender a rede até elas pouco viável. A solução para a eletrificação dessas regiões passa por duas alternativas: elas podem criar pequenas redes, as chamadas *mini grids*, ou se tornarem totalmente independente da uma rede, ou *off-grid*.

As *mini grids* são redes isoladas da rede principal (*main grid*), que contam geralmente com pequenas unidades geradoras para prover a energia, como geração solar fotovoltaica, geradores à diesel, e pequenas turbinas eólicas e hidrelétricas, para entregar energia a um conjunto isolado de unidades consumidoras. Já a alternativa *off-grid* conta com um sistema independente para prover energia à unidade consumidora, que também pode optar pelas diferentes opções de fontes energéticas.

Dessa forma, a geração distribuída é um importante componente para esses sistemas. No caso da geração fotovoltaica, as baterias também desempenham o papel fundamental para resolver o mesmo problema de intermitência que essa geração traz às outras redes. A Figura 14 ilustra a segmentação por tecnologias para os países com maiores participações de sistemas *off-grids*.

Figura 14 - Porcentagem da população conectada aos sistemas *off-grid*

Fonte: Adaptado de IRENA (2020)

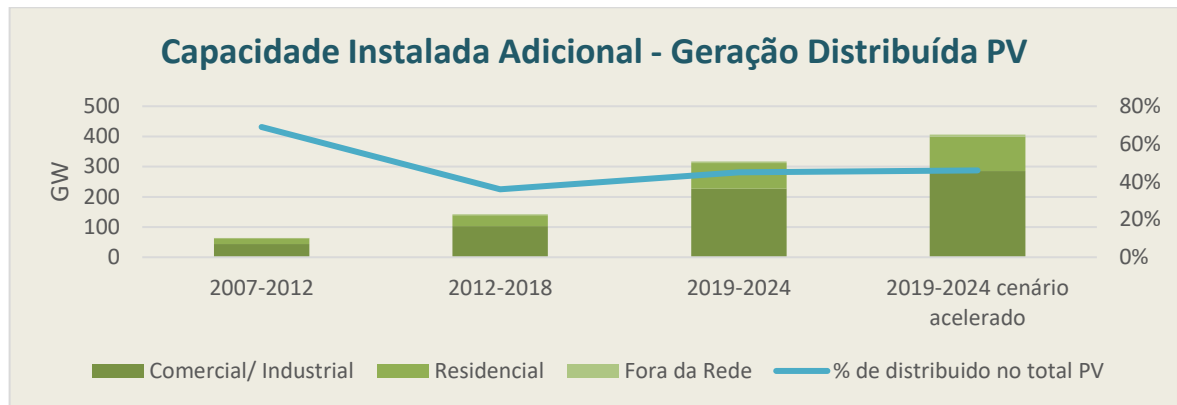
3.2.2 Desafios da inserção dos recursos energéticos distribuídos

Sendo a descentralização da cadeia produtiva de eletricidade uma grande quebra de paradigma frente a uma lógica centralizada centenária, é de se esperar que desafios emergjam no decorrer do processo de integração dessas novas tecnologias. Essa seção descreverá os principais problemas enfrentados pelos sistemas com uma penetração considerável dessas tecnologias.

3.2.2.1 Integração da energia solar distribuída: A “Curva de Pato”

A geração distribuída não se limita à geração por fonte solar fotovoltaica, abrangendo uma ampla gama de tecnologias, como pequenos geradores eólicos e hidráulicos, células de combustível a gás natural e geradores térmicos. No entanto, é evidente a importância das células fotovoltaicas como representante da geração distribuída renovável. A Figura 15 ilustra o crescimento da geração distribuída fotovoltaica no mundo.

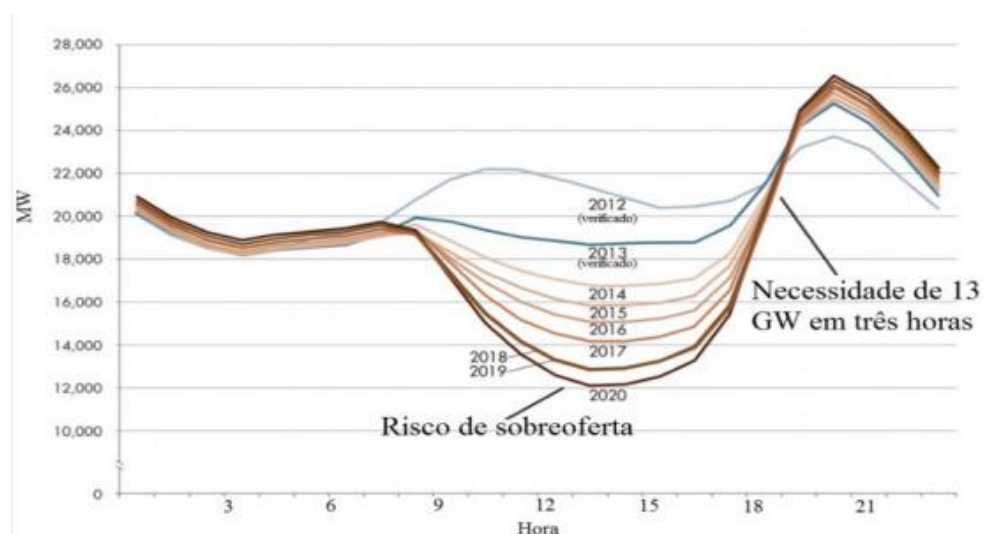
Figura 15 - Evolução da capacidade instalada de geração distribuída fotovoltaica



Fonte: Adaptado de International Energy Agency (2019)

Sendo uma fonte intermitente caracterizada pela maior geração ao longo do dia, os consumidores proprietários da geração distribuída solar diminuem a sua dependência de energia elétrica provida da rede ao longo desse período, efeito esse que pode ser enxergado como uma queda na demanda pelo ponto de vista do agente distribuidor. Com uma grande penetração da geração distribuída solar no sistema, o impacto na curva de carga diária se torna relevante, ocorrendo uma grande redução da demanda ao longo do período de maior radiação solar. Esse fenômeno foi notório na Califórnia e ficou conhecido como a “Curva de Pato”, devido ao seu formato. A Figura 16 ilustra essa curva, conforme projetada pelo operador independente do sistema da Califórnia (CAISO).

Figura 16 - Curva do Pato real e projetada para o Sistema da Califórnia, entre 31 de março de 2012 e 2020



Fonte: Adaptado de CAISO por Castro et al. (2018)

Essa alteração na curva de carga diária gera desafios para o operador do sistema, causado por dois efeitos preponderantes na curva de efeito: a grande queda da carga pelo começo da manhã (*ramp down*) e o grande aumento necessário no fim da tarde (*ramp up*).

O primeiro efeito gera o risco de sobreoferta ou *overgeneration risk*. De acordo com Fowlie (2016), um possível problema é que a carga líquida se reduza a um montante que o operador do sistema precise desligar usinas com baixa flexibilidade de operação. Em outras palavras, a geração fotovoltaica distribuída atinge um valor muito elevado, a ponto de ser necessário desligar usinas projetadas para terem poucas interrupções na operação.

Conforme destacado por Castro (2018), grande parte das usinas tradicionais não foram projetadas para ter um grande número de interrupções, pois necessitam de um maior período de tempo para iniciar e interromper a sua operação. Dessa forma, caso as usinas que foram projetadas com características de geração de base sofram um grande número de interrupções, elas podem se tornar economicamente inviáveis. Igualmente, o segundo efeito requer uma recuperação rápida da carga, o que também desafia a flexibilidade de grande parte das usinas.

Uma das soluções para a curva de pato passa pelo investimento em usinas mais flexíveis. Essa solução se encontra na dificuldade de aliar esse propósito com o propósito de uma matriz energética mais limpa, já que as principais alternativas de fontes limpas hoje são intermitentes. Outra solução, de grande importância em longo prazo, mas que ainda possui muitas barreiras técnicas, é o investimento das alternativas de armazenamento de energia (tanto distribuída como em escala da rede). Com o armazenamento de energia, o excesso de geração proveniente da energia fotovoltaica distribuída poderia ser armazenado e utilizado no período da noite. Por fim, a evolução da gestão de demanda, com o estabelecimento de tarifas mais sofisticadas e que reflitam os custos da geração distribuída no sistema é fundamental para aquelas regiões que já estão sofrendo com esse problema. A discussão sobre tarifas dinâmicas será feita, posteriormente, neste trabalho.

3.2.2.2 Subsídios cruzados e *cost shift*: A espiral da morte do setor elétrico

Conforme já discutido, o setor elétrico tradicionalmente cresceu com uma lógica centralizada e regulada, com pouca atuação do consumidor para movimentar a sua dinâmica, sendo esse o último elo da cadeia e responsável pela remuneração de todo o sistema. Esse modelo se aproveitou das economias de escala, que permitiu a redução de custos com os investimentos da otimização da entrega de energia para vários consumidores.

Com o surgimento da geração distribuída, o consumidor passou a gerar a sua própria energia. Dada a simplificação do modelo tradicional, a precificação da tarifa de energia não foi pensada de forma a acomodar esse novo agente na cadeia. Somado aos incentivos governamentais à geração renovável, generosos sistemas de remuneração foram oferecidos para prosumidores, como o já mencionado *net metering*, contribuindo para a ascensão da GD.

Com isso, criou-se uma distorção entre o preço pago por esses prosumidores aos operadores do sistema e o custo que eles realmente geram. Por sua vez, o sistema deve continuar sendo remunerado pelos seus custos e, na grande maioria dos países, há um agente regulatório garantindo que isso ocorra, dada a importância do sistema elétrico para o país. Os custos que os prosumidores deixam de pagar são então onerados pelos restantes participantes do sistema, que recebem um aumento nas suas tarifas de energia. Esse acréscimo de tarifa, por sua vez, eleva o estímulo para que os participantes restantes também se tornem prosumidores, aumentando ainda mais a tarifa. Esses subsídios cruzados surtiram o efeito que recebeu o nome de espiral da morte (*death spiral*) do setor energético.

É importante salientar que esses efeitos são percebidos apenas quando a penetração da geração distribuída alcança certa proporção na capacidade total. Para o Brasil, a penetração de GD ainda é pouco relevante para observar esse fenômeno. No entanto, o generoso sistema de *net metering* presente, em que o prosumidor recebe créditos do excesso de energia que podem ser resgatados até depois de 60 meses, aliado à realidade socioeconômica do país, coloca uma advertência para que esse ponto receba atenção.

Conforme indica Castro *et al.* (2018), no Brasil, o baixo poder aquisitivo do consumidor médio de energia elétrica limita muito a sua capacidade financeira de adquirir um sistema fotovoltaico e contribui para a existência de um subsídio perverso dos consumidores mais pobres (não adotantes) para os mais ricos (adotantes). Além disso, outro fator que leva em conta a realidade socioeconômica do país é a ocorrência das perdas não técnicas, caracterizadas pelas fraudes e furtos de energia. Com o aumento da tarifa, eleva-se o incentivo para esse tipo de perda, o que, novamente, é custeado pelo restante dos contribuintes.

A solução para o problema de subsídios cruzados passa, novamente, pela tarifação da energia, que deve seguir o princípio de alocar os custos para aquele que foi o gerador do custo, ressaltando, mais uma vez, a importância desse tema, que ainda será discutido neste trabalho.

3.2.2.3 Investimentos na rede de distribuição: uma rede bidirecional

Assim como a implementação de recursos energéticos distribuídos pode postergar ou mesmo extinguir a necessidade de alguns investimentos nas redes tradicionais, ela também cria desafios técnicos, pois a rede elétrica deverá se tornar uma rede em que o fluxo energético e de informações é bidirecional. O aumento da penetração dos RED pode, então, ocasionar problemas relacionadas à qualidade de energia, uma vez que os sistemas atuais não foram projetados para acomodar grandes quantidades de energia injetadas pelo prosumidor e padrões de carga e descarga de tecnologias de armazenamento e veículos elétricos.

Segundo Denholm *et al.* (2014), a difusão da geração distribuída pode levar a problemas na manutenção da tensão na rede de distribuição. A eletricidade deve chegar ao consumidor final dentro de uma faixa permitida e flutuações de tensão acima dos níveis permitidos podem danificar equipamentos eletrônicos.

Ainda segundo Castro (2018), a tensão ao longo de um alimentador tende a diminuir à medida em que aumenta a distância em relação à subestação e, no caso de uma geração local, como a distribuída, a tensão na localidade tende a aumentar. No caso da geração fotovoltaica, como não há geração à noite, a tensão na localidade deixa de aumentar nesse período. Essa constante regulação da tensão no sistema de distribuição pode reduzir a vida útil dos seus equipamentos.

Dessa forma, diversas tecnologias podem ser implementadas para melhorar a resiliência das redes:

- a) O Controle de Tensão e Potência Reativa (Controle Volt/VAr ou VVC, do inglês *volt/var control*): tem por objetivo manter a tensão em níveis adequados em todos os pontos do alimentador da distribuição, considerando as mais diversas condições de operação do sistema (MELLO, 2018). Apesar dos princípios do VVC já serem bem conhecidos, a otimização avançada por algoritmos está em fase de demonstração nas redes de distribuição (pelo CVR) e nos estágios iniciais de desenvolvimento nas redes de transmissão;
- b) CVR (do inglês, *Conservation Voltage Reduction*): refere-se à diminuição da tensão fornecida nas redes de distribuição para o nível mais baixo possível dentro da faixa de tensão adequada, de forma a reduzir o pico de consumo dos alimentadores e melhorar a economia de energia para distribuidora em horários de maior consumo (MELLO, 2018);
- c) DLR (do inglês, *Dynamic Line Rating*): Realiza a predição da capacidade máxima de condutores para o transporte de corrente elétrica determinada pelo seu comportamento

térmico, que por sua vez é afetado por condições meteorológicas. Com a aplicação de sensores, comunica o sistema e permite a otimização do fluxo de energia se revelando uma ferramenta eficaz na minimização da necessidade de ampliação das redes elétrica com crescente procura energética e com o consequente aumento do número de fontes produtoras de energia, nomeadamente fontes renováveis descentralizadas. (CASALEIRO, 2015);

d) Limitadores de corrente de falta (FCL, do inglês *Fault Current Limiter*): A inserção de mais geradores descentralizados na rede contribui para o aumento dos níveis de corrente de curto-circuito. Os limitadores de corrente de falta são dispositivos que têm como característica transitar para um estado de alta impedância para absorver a flutuação da corrente.

Essas tecnologias podem ser classificadas como tecnologias de infraestrutura de redes dentro do conceito de *smart grids*. É importante ressaltar que não é somente os REDs que conferem problemas de tensão e qualidade para a rede e, dessa forma, essas tecnologias são importantes para a modernização da rede em outros cenários. No entanto, a alta penetração de REDs tornaria ainda mais fundamental essa modernização para assegurar a confiabilidade das redes.

3.2.2.4 Cibersegurança: protegendo o consumidor na era dos dados

As inovações dos medidores inteligentes bidirecionais e outras tecnologias de comunicação e processamento baseada em sensores fornecem um recurso poderoso para o mundo do “Big Data”, mapeando as preferências do consumidor e os padrões de consumo. (KNIEPS, 2017).

Essa emergência das tecnologias de *smart grid*, que envolvem os conceitos de computação em nuvem e internet das coisas para permitir a troca de informação entre aparelhos e usuários, e entre usuários entre si, levanta discussões importantes sobre cibersegurança e proteção de dados.

É esperado que os medidores sejam equipados com as técnicas de segurança padrão, tais como utilização de certificados digitais e criptografia (LOPES *et al.* 2012). No entanto, a exemplo da Internet, sabe-se que tais técnicas não são suficientes para impedir que o sistema seja atacado. O ataque de *hackers* pode interferir ativamente no sistema, com o envio de

mensagens falsas que prejudicam a distribuição de energia ou o roubo de informações dos usuários para uso maliciosos.

Apesar de grande parte da solução desses problemas passar pela melhoria das tecnologias de proteção e segurança de dados, deve-se destacar a importância desse tópico para a implementação dos recursos energéticos distribuídos. O uso das tecnologias de dados é de fundamental importância para a gestão de demanda, que permitirá a integração efetiva dos REDs. É importante que haja aceitação dos usuários em relação a sua adoção e, sendo um tópico de grande discussão na sociedade hoje, a proteção de dados tem papel essencial para o futuro das redes elétricas.

3.3 Implementação de sinais econômicos eficientes na estrutura tarifária do setor energético

Assim como o setor elétrico perdurou por anos com a mesma infraestrutura, baseada em geradores centralizados e longas linhas de transmissão e distribuição, o modelo de remuneração do setor também se conservou durante esse tempo, ligado à própria lógica da infraestrutura.

Tradicionalmente, os medidores utilizados para aferir a energia (kWh) disponibilizados a um consumidor de baixa tensão eram baseados em indução magnética, em que um disco girava a partir da passagem de corrente por uma bobina e indicava a medição por ponteiros. Dessa forma, a energia era medida em intervalos regulares, como uma vez por mês, e geralmente pela visita de um técnico da concessionária à residência do consumidor.

Dessa forma, grande parte das tarifas de energia ao redor do mundo eram majoritariamente volumétricas, ou seja, o maior componente da sua precificação era baseado em uma taxa sobre a energia consumida em um grande intervalo de tempo.

Essa estrutura foi suficiente para as necessidades do setor elétrico durante muito tempo. Com a falta de opção do consumidor em participar na criação de valor da cadeia, grande parte dos consumidores de baixa tensão possuíam padrões de demanda bastante similares, de forma que era fácil para a concessionária prever o consumo energético dos seus clientes. Para aqueles consumidores que poderiam apresentar uma maior flexibilidade ou padrões peculiares, como grandes indústrias, medidores mais complexos e tarifas mais sofisticadas poderiam ser colocados à disposição (HARO *et al.*, 2017). Com isso, todos os custos do sistema poderiam ser alocados no componente volumétrico das tarifas a partir das projeções da demanda de energia.

No entanto, o avanço das tecnologias de recursos energéticos distribuídas, como apresentado neste trabalho, permitiu a todos os consumidores uma maior participação na tomada de decisões do setor. Prosumidores, por exemplo, podem variar significativamente a sua curva de consumo, como a curva de pato representando um possível efeito global dessa resposta dos prosumidores. Além disso, a adoção de sistemas de armazenamento e de tecnologias de gestão da demanda tornam a tarefa de projetar a demanda esperada ainda mais complexa.

Mais importante que a problemática da predição do consumo, é a necessidade de que a tarifa energética contenha importantes sinais econômicos para a resposta do consumidor. Em outras palavras, a estrutura deve ser tal que a alocação dos seus custos seja refletida o melhor possível para o causador desses custos.

Grande parte dos custos das redes elétricas é direcionada pela sua capacidade de carga (kW) e não pela quantidade de energia entregue. Dessa forma, um consumidor que requer uma carga 2kW ao longo de 12 horas do dia e, dessa forma, consome 24kWh de energia, pode causar menos custos à rede do que um consumidor que requer uma carga de 4kWh ao longo de 6 horas e que também consome 24kWh. Similarmente, um consumidor que requer 4kW ao longo de 6 horas em que o sistema é menos demandado (por exemplo, durante a madrugada), contribui menos para a capacidade total necessária da rede do que outro consumidor que requer 4kW em horários cujo sistema está mais sobrecarregado.

Portanto, torna-se evidente que o momento do consumo é um importante fator na contribuição do custo do sistema. Tecnologias mais avançadas de medidores, que já estão sendo adotadas em diversos países, permitem a medição do consumo com maior granularidade. Essas tecnologias não contribuem apenas para que as concessionárias consigam mais dados para melhorar as suas projeções de demanda pois, combinadas à uma estrutura tarifária mais robusta, podem possibilitar incentivos para que os consumidores utilizem a energia de maneira mais eficiente. Dessa forma, uma tarifa mais dinâmica se torna, por si só, um mecanismo de gestão da demanda.

Além disso, uma tarifa com sinais econômicos eficientes também permite que as alternativas de investimento dos consumidores sejam colocadas no mesmo plano competitivo que as alternativas de outros elos da cadeia, como geradores centralizados. Dessa forma, um sistema de preços eficiente pode servir como sistema nervoso central do setor de energia, coordenando as ações de diversos fornecedores e consumidores de serviços elétricos pela comunicação de cobranças que refletem as suas condições de custo (MIT, 2016).

3.3.1 Princípios para o design de uma tarifa eficiente

Segundo o MIT (2016), o preço do serviço de entrega de eletricidade deve ser tecnologicamente neutro, ou seja, não deve beneficiar uma tecnologia em detrimento da outra, uma vez que o serviço oferecido é o mesmo. Além disso, os preços devem ser simétricos: a injeção marginal de energia na rede, dado um local e um período, deve ser precificada igualmente à retirada marginal da energia no mesmo local e período. Incentivos a uma tecnologia ou outra podem ser justificados, mas devem ser aplicados em adição e separadamente ao componente que reflete os custos, de forma a minimizar a distorção dos sinais econômicos.

Os sistemas de energia ao redor do mundo possuem diferentes níveis de liberalização nos seus elos da cadeia, no entanto, dada à característica de monopólio natural da distribuição da energia e o valor social que a energia elétrica representa na sociedade, é esperado que o setor seja regulado em algum ponto. Sendo assim, o preço da eletricidade deve incorporar os custos dos serviços providos pelo mercado, os custos regulatórios dos serviços não providos pelo mercado e outras tributações regulatórias que as autoridades decidirem incluir na tarifa (MIT, 2016).

Nesse contexto, dois princípios são dominantes entre os critérios defendidos para a tarifa da energia elétrica: eficiência na alocação de custos e suficiência para a recuperação de custos regulatórios. Com isso, MIT (2016) destaca quatro elementos essenciais para um sistema de preços da entrega da energia elétrica:

- a) Preço para a energia elétrica;
- b) Preços para os serviços relacionado à energia, como reserva de potência operativa e capacidade;
- c) Preços para os serviços da rede (transmissão e distribuição);
- d) Preços para recuperar custos residuais (como incentivos às energias renováveis outros custos regulatórios).

Com base na estrutura proposta pelo MIT (2016), essa seção será dividida de forma a discutir a alocação efetiva de cada um dos custos presentes nesses elementos, a fim de garantir a eficiência (primeiro objetivo), bem como recuperar todos os custos regulatórios (segundo objetivo).

3.3.1.1 O preço da energia elétrica

Segundo Schweppe *et al.*³ (1978, *apud* MIT, 2016), o preço economicamente ideal da energia elétrica é determinado em cada ponto de conexão e em cada momento, calculado com base na oferta e demanda responsivas a esse preço, definindo o chamado Preço Marginal Locacional (PML). Dessa forma, os PMLs representam o custo marginal de suprimento incremental de energia, considerando os custos com transporte, perdas de energia e restrições reais das redes (FERREIRA FILHO, 2017).

Apesar de ser o ideal a ser conquistado, o cálculo preciso dos PMLs de cada agente em cada conexão da rede está distante dos modelos atuais das tarifas de eletricidade e os seus benefícios devem ser contrabalanceados com os custos operacionais de implementação das tecnologias que permitam essa maior granularidade no cálculo do preço da energia. Nesse sentido, o MIT (2016) identificou três possibilidades para a simplificação do PML:

- a) Calcular apenas o componente referente à energia ativa, ignorando a energia reativa;
- b) Utilizar de valores médios durante um tempo, que podem variar desde alguns minutos até meses ou anos;
- c) Utilizar de valores médios sobre uma porção geográfica da rede, que pode variar desde a conexão individual de cada agente até a rede inteira, com opções intermediárias como zonas de transmissão ou distribuição com características similares.

A fim de melhor entender as possíveis simplificações e balancear o que se perde de eficiência nos sinais econômicos, com o que se ganha de praticidade, cada uma dessas dimensões será analisada separadamente.

3.3.1.1.1 A dimensão temporal

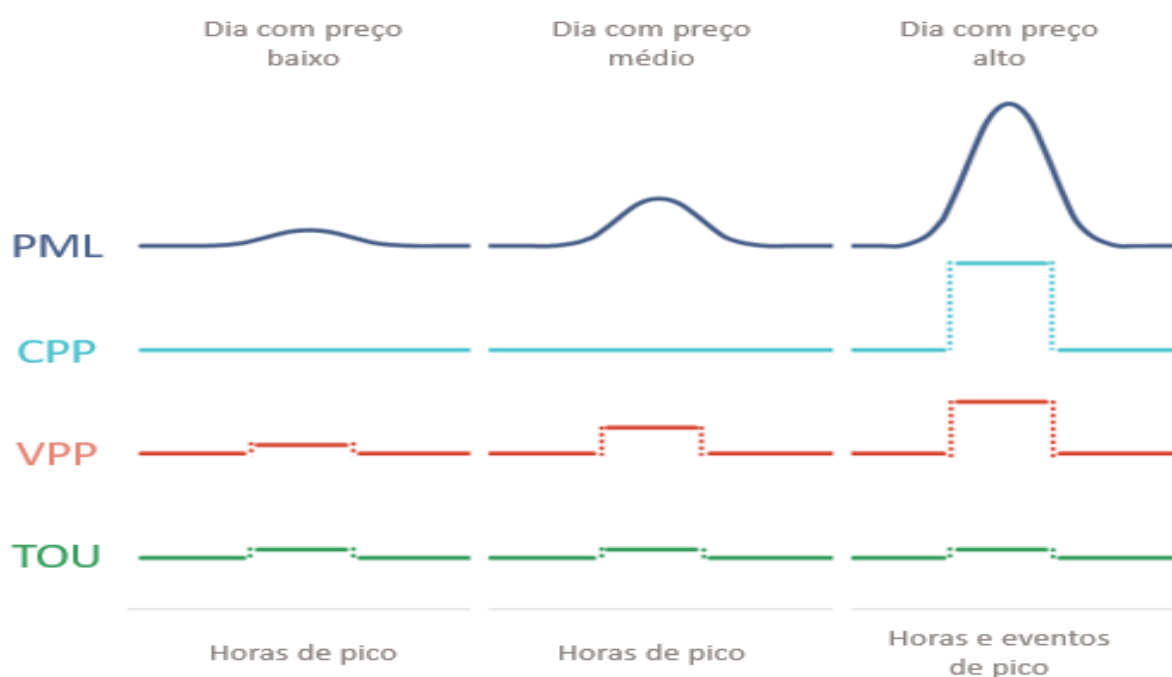
Como já destacado ao longo desse trabalho, a variação dos padrões de demanda e de geração dos diferentes agentes da rede leva a uma diferenciação temporal do preço da energia elétrica, efeito que é potencializado com a inserção de recursos energéticos distribuídos. Alguns sistemas de energia ao redor do mundo já adotam tarifas que buscam capturar parte das variações temporais, exemplificado pelas *time-of-use tariffs* (TOU) e *critical peak pricing* (CPP).

³ SCHWEPPE, F. C. et al. **Spot Pricing of Electricity**. 1988

Nas *time-of-use tariffs* são definidos os períodos de uso que buscam refletir a diferenciação entre os horários em que há mais demanda daqueles com menor demanda, para então precificar a energia em cada um desses períodos. Esses períodos são pré-estabelecidos com bastante antecedência e para grandes períodos, pelo estudo das típicas curvas de demanda de períodos anteriores. Apesar de apresentarem esse nível básico de granularidade e poderem incentivar investimentos eficientes, como acumuladores de calor, essas tarifas não são flexíveis o suficiente para lidar com variações mais dinâmicas das condições, como as proporcionadas pela maior penetração de REDs (MIT, 2016).

Já no *critical peak pricing*, os operadores do sistema antecipam uma alta do preço da energia no atacado e informam ao consumidor um aumento gradual na tarifa durante um período específico. Com isso, os agentes são incentivados a reduzir o seu consumo nos períodos do ano em que os custos são mais altos. No entanto, o CPP falha em indicar variações mais regulares do preço da energia (MIT, 2016).

A Figura 17 ilustra as diferenças entre as diversas estruturas de tarifa temporal. Além da TOU e do CPP, há também a comparação com o *variable peak price* (VPP) que, assim como a TOU, define antecipadamente as horas de pico, mas o seu preço é variável e determinado pelo preço da energia no atacado.



Fonte: Adaptado de U.S. Department of Energy (2016)

Desse modo, os sinais econômicos recebidos pelo consumidor pelas alternativas simplificadas podem variar consideravelmente do atual preço em curto prazo. Para a TOU, o descompasso é mais evidente tanto em períodos de escassez de geração como de congestionamento da rede, quando o preço da energia sobe abruptamente, sinalizando a necessidade de investimentos (MIT, 2016). Os custos que poderiam ser evitados por uma relativa pequena economia no consumo de energia não são realizados pelos sinais econômicos enviados pela TOU.

Por outro lado, com o CPP e o VPP, esses sinais podem ser melhores refletidos se os picos projetados coincidirem com os atuais momentos de escassez de geração e congestionamento de rede. No entanto, segundo o MIT (2016), a raridade desses eventos os torna difíceis de serem estimados. Com isso, a discussão para o desenvolvimento de tarifas mais granulares no espaço temporal deve ser cuidadosamente analisada.

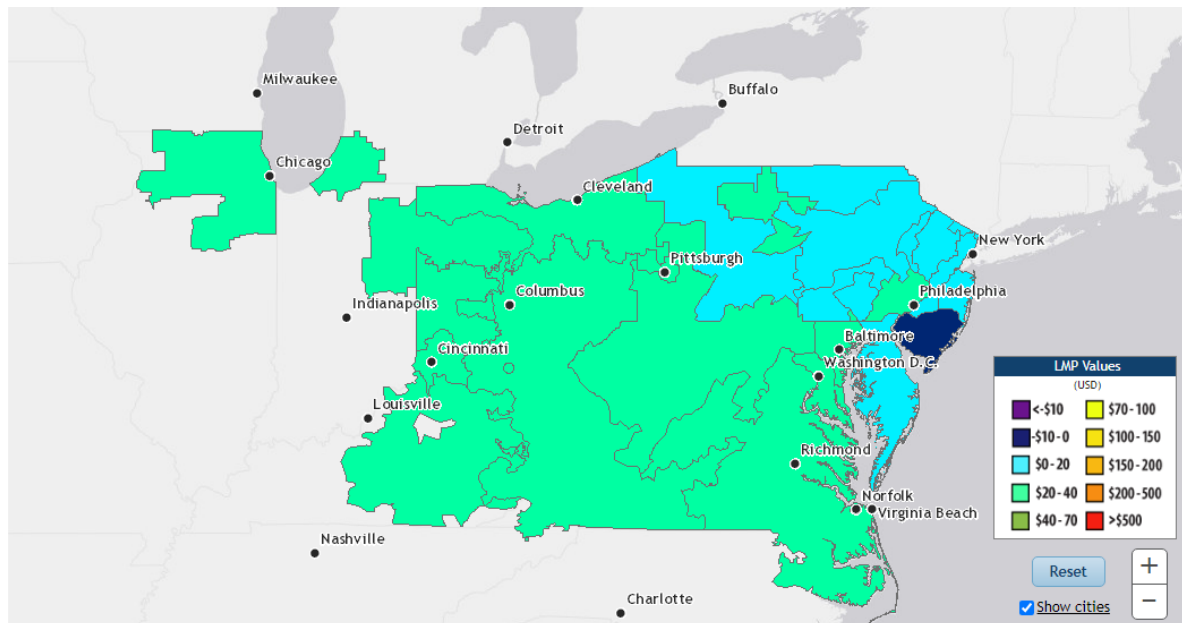
3.3.1.1.2 A dimensão espacial

Dado um mesmo período, o preço marginal da energia elétrica também sofre variações geográficas, devido às perdas e ao congestionamento nas linhas de transmissão e distribuição da rede.

Alguns sistemas já adotam simplificações espaciais do preço da energia. Na União Europeia, há uma diferenciação por zonas de licitação, em que o preço da energia no atacado é uniforme. No entanto, essas zonas são fortemente influenciadas pelos limites geográficos dos seus países, em um esforço de facilitar a integração dos mercados, e com isso são negligenciadas as restrições da rede dentro de cada zona (MIT, 2016).

Como destaca Ferreira Filho (2017), PMLs ao nível de transmissão já são utilizados em mercados elétricos como o PJM nos Estados Unidos, Nova Inglaterra, Mercado Elétrico Regional da América Central e Chile, o que já representa uma melhoria na eficiência da precificação de energia neste nível. A Figura 18 ilustra os preços em tempo real disponibilizados publicamente na página virtual do PJM.

Figura 18 - Monitoramento dos PMLs no PJM, verificado às 17:46 do dia 22/10/2020



Fonte: <https://www.pjm.com/library/maps/lmp-map.aspx> (2020)

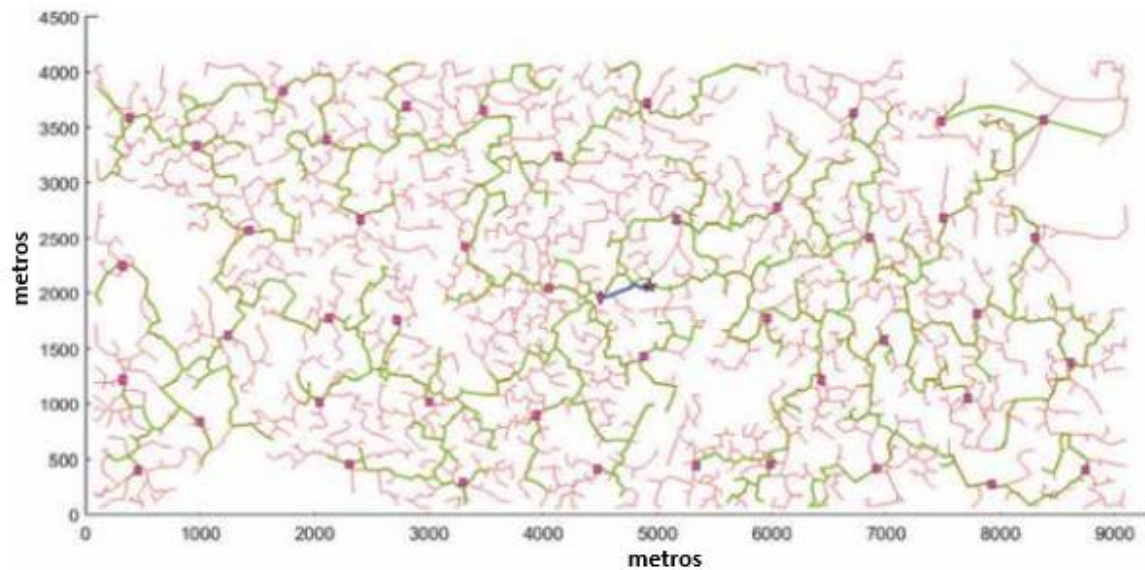
Tradicionalmente, a topologia das redes de transmissão se difere daquela das redes de distribuição. Nos sistemas de transmissão, confere-se a presença de redes malhadas conectadas a diversas unidades geradoras e se verificam regularmente congestões, enquanto nas linhas de distribuição são conferidas as redes radiais com pouca conexão às unidades geradoras e com alimentadores e transformadores dimensionados, de modo a evitar congestão (FERREIRA FILHO, 2017).

Como tratado neste trabalho, a inserção de recursos energéticos distribuídos na rede de distribuição vem tornando a distinção entre ela e a rede de transmissão cada vez menos clara, de modo que ambas podem possuir diversas conexões com unidades geradoras (e armazenadoras) e a necessidade de se gerenciar um fluxo bidirecional de energia e informação. Além disso, as tecnologias de comunicação, dentro do contexto de *smart grids*, apenas recentemente evoluíram, de tal forma que seja possível considerar o cálculo de PMLs a nível das linhas de distribuição. Desse modo, agora se pode questionar a viabilidade da implementação de PMLs na linha distribuição, considerando os seus custos operacionais e os seus ganhos para a eficiência dos sinais econômicos.

Para o estudo do efeito de PMLs na rede de distribuição, MIT (2016) realizou uma simulação a partir de um modelo baseado em uma porção do território de Austin, no Texas, representado pela Figura 19. A Figura 20 representa o mapa de calor dos PMLs ao longo dessa mesma rede, na ausência de congestão desta. Dessa forma, as diferenças dos preços se dão pelas

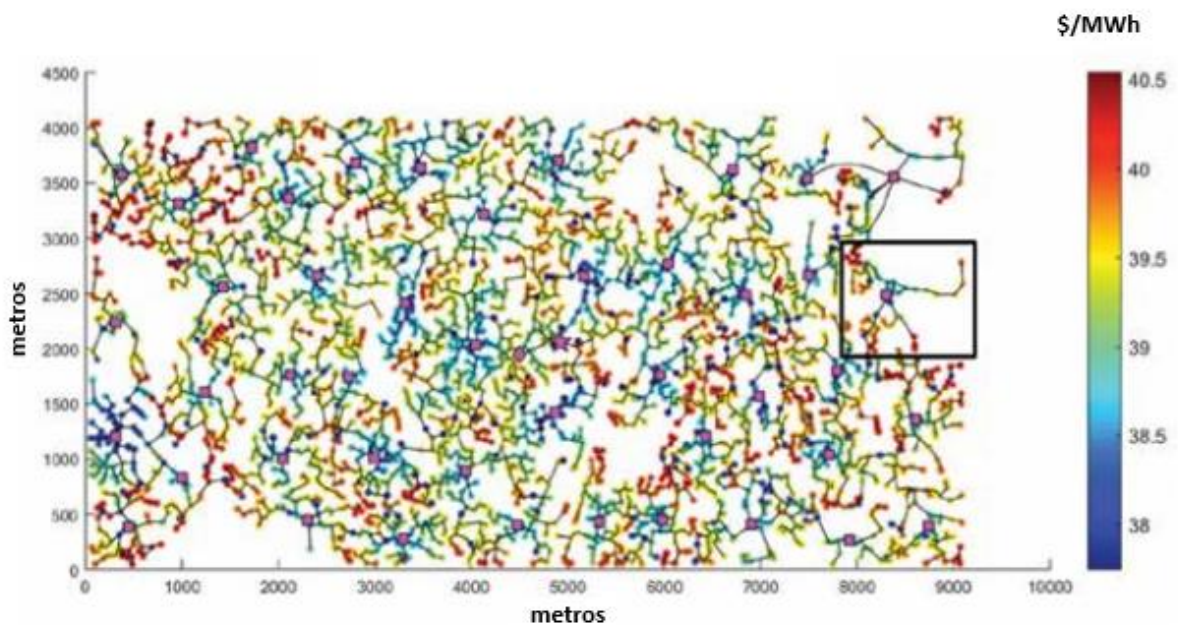
perdas ao longo da rede de distribuição. A Figura 21 amplifica uma região da rede em que se pode observar a presença de um transformador MT/BT (de média tensão para baixa tensão). Como é de se esperar, conforme se aumenta a distância do transformador na linha de baixa tensão, o preço verificado também aumenta em decorrência das maiores perdas.

Figura 19 - Layout da rede de distribuição urbana usada na simulação de PML



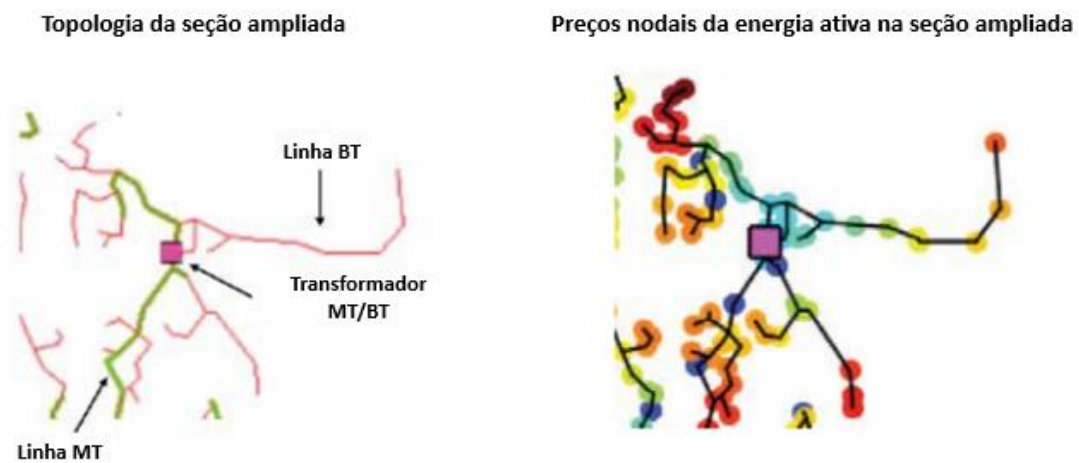
Fonte: Adaptada de MIT (2016)

Figura 20 - Distribuição de PML ao longo da rede considerada durante uma única hora



Fonte: Adaptada de MIT (2016)

Figura 21 - Distribuição de PML em uma seção ampliada da rede conectada a um transformador MT/BT



Fonte: Adaptada de MIT (2016)

A ocorrência de congestionamento na rede de distribuição, apesar de rara atualmente, pode se tornar mais frequentes em cenários de maior penetração dos REDs, dadas as exigências adicionais que essas tecnologias demandam da rede, como já discutido neste trabalho. Nesse caso, os preços dos nós que estiveram congestionados vão tender ao custo de interrupção, conceito utilizado para definir e agrupar os custos econômicos que afetam a sociedade resultantes de uma interrupção de fornecimento (SINAPSIS *et al.*, 2016).

3.3.1.1.3 A energia reativa

A energia reativa pode ser produzida e consumida por diversos dispositivos conectados à rede de distribuição, como geradores síncronos, capacitores e inversores, e as concessionárias de distribuição cobram essa parcela da energia no cálculo de perdas, dada a ineficiência gerada pelo fato dela “ocupar o espaço”, que poderia estar sendo utilizado pela energia ativa, que gera trabalho. Atualmente, o cálculo dos PMLs no nível de distribuição não contabiliza a produção e o consumo de energia reativa.

No entanto, como destaca MIT (2016), as raras ocasiões de congestionamento nas redes de distribuição são geralmente relacionadas aos problemas de tensão, que estão por sua vez fortemente relacionados com o fluxo de energia ativa. Portanto, a energia reativa pode aliviar a operação da rede em momentos de congestionamento e, uma vez que os agentes do sistema

forem capazes de fornecer e consumir energia reativa em resposta aos preços, os PMLs de energia reativa podem oferecer sinais econômicos eficientes.

Com isso, a utilização de preços marginais referentes à injeção ou retirada de energia reativa na rede pode ser útil para sinalizar oportunidades de instalação de dispositivos de compensação e mudar configurações da rede, mas esses ganhos podem ser pequenos. Mais pesquisas são necessárias para avaliar a viabilidade da aplicação desse método nas tarifas.

3.3.1.2 O preço da reserva de potência operativa

A Reserva de Potência Operativa é a parcela de geração utilizada pelo operador do sistema na realização do controle de frequência, a fim de compensar desequilíbrios de carga e geração em curtos espaços de tempo (SEHN, 2019). O custo da reserva de potência operativa é tipicamente uma pequena fração do custo total da energia, adicionando entre 1.5% e 2% ao custo total de produção da energia (HUMMON *et al.*, 2013).

Apesar de representar uma pequena parcela dos custos totais, há uma boa oportunidade para que haja sinais econômicos eficientes referente às RPOs, especialmente no contexto de maior penetração de REDs, já que a presença da geração próxima ao consumidor reduz as redundâncias que reservas distantes geram ao sistema, notadamente na transmissão (CHAVES, 2009).

Dessa forma, MIT (2016) destaca que deve ser objetivo na estrutura do mercado de energia que os REDs participem da provisão de RPOs, junto às alternativas centralizadas e facilitem os esforços da gestão da variabilidade decorrentes de fontes intermitentes. Essa provisão poderia ser feita através da figura do agregador, que têm a função de agrupar unidades consumidoras e facilitar os cálculos da sua potência disponível, e com isso representa-las nas estruturas de mercado adotadas pelo setor.

Os mercados de eletricidade, nos diferentes países, diferenciam-se nos métodos ou procedimentos de gerenciamento das reservas operativas (CHAVES, 2009). Geralmente se estabelece uma média para esses custos e então ela é adicionada à tarifa final (MIT, 2016). Para a viabilização da resposta de demanda, é essencial que os desequilíbrios de carga e geração sejam refletidos na maior granularidade de tempo possível.

3.3.1.3 O preço da capacidade

O aumento da penetração de energias renováveis intermitentes pressiona para baixo o preço do mercado de energia no atacado, uma vez que os custos marginais dessas usinas tendem a ser menores (zero ou próximo de zero), pelas próprias características inerentes aos recursos renováveis, deslocando outros geradores com maior custo e diminuindo o custo da usina marginal. Nesses sistemas, torna-se mais importante assegurar a sua confiabilidade e, com isso, cresce a importância de se definir um mercado de capacidade que garanta incentivos aos agentes para investir na expansão adequada para o atendimento à demanda futura (CASTRO, 2017).

O mercado de capacidade não está presente em todos os países, uma vez que as peculiaridades de cada sistema determinam a complexidade e a necessidade de um mercado de capacidade eficiente. No entanto, na presença de um mercado de capacidade, é importante que os REDs possam participar de forma que sejam devidamente compensados pela sua contribuição na confiabilidade do sistema. Além disso, também deve ser discutido como pode ser enviado os sinais econômicos para os agentes econômicos que não participam diretamente desse mercado, notadamente a grande parte dos usuários finais, pequenos consumidores (MIT, 2016).

Nesse caso, uma cobrança que leve em conta a coincidência do consumo (ou injeção) do usuário final com os horários de pico da zona definida para o mercado de capacidade pode prover eficientes sinais econômicos em curto prazo. Os REDs que injetam energia no sistema nesses horários são creditados pela sua contribuição na redução da capacidade nele requerida.

Segundo o MIT (2016), essa cobrança criaria sinais em curto prazo significantes e voláteis, o que poderia incentivar a participação dos usuários finais, seja diretamente ou por agregadores, no mercado de capacidade, caso prefiram previsibilidade das receitas e tenham boas projeções sobre a sua demanda. Com o comprometimento a atender os requisitos acertados nesse mercado, qualquer consumo acima da quantidade comprometida ainda estaria exposto à cobrança de coincidência de pico.

3.3.1.5 O preço dos serviços de rede (transmissão e distribuição)

O Preço Marginal Locacional, discutido anteriormente como referência para a alocação dos custos da energia entregue, cobre, na sua forma ideal, a totalidade dos custos de servir energia ao consumidor. Em outras palavras, um preço da energia aplicado a cada nó da rede e

em cada momento, considerando redes perfeitamente dimensionadas, recuperaria todo o custo marginal da entrega de energia (RUBIO-ODÉRIZ⁴, 1999, *apud* MIT 2016).

A aversão aos riscos presente nos monopólios naturais das redes de distribuição e transmissão faz com que os investimentos, por muitas vezes, sejam superdimensionados, o que é ampliado pela economia de escala e por erros de planejamento dessa infraestrutura. Esses custos se tornam irreversíveis e, com isso, o PML, mesmo na sua forma ideal, deixa de ser suficiente para recuperá-lo. Além disso, nenhum sistema já adota PMLs na sua total granularidade, em que seria aplicado a cada nó do usuário final e em cada momento e, por isso, a recuperação do custo das redes pelo PMLs é puramente hipotética (MIT, 2016).

Sendo assim, dado o princípio de suficiência de custos, torna-se fundamental que uma nova parcela seja adicionada à tarifa de energia a fim de cobrir os custos regulados dos serviços das redes. Essa nova parcela deve seguir os mesmos princípios de alocação eficiente de custos, em que o responsável pelo custo (no caso das redes, quem se beneficiará pelo investimento nela) deve ser cobrado. Além disso, essa nova parcela não deve distorcer os sinais econômicos enviados pela parcela correspondente ao PML, visto que esta já foi definida como padrão-ouro para o envio de sinais econômicos eficientes (MIT, 2016).

Diferentes abordagens são encontradas na literatura a fim de elaborar uma tarifa que indique com eficiência a contribuição do usuário para a necessidade de novos investimentos na rede. A proposta de abordagem adotada no estudo MIT (2016) considera o conceito de coincidência do consumo (ou geração) com o pico do sistema, similar ao discutido para a precificação da capacidade. Deve-se definir, portanto, quais serão os parâmetros adotados para essa cobrança.

Dado que as redes são planejadas de modo a acomodar picos de energia em diversos cenários plausíveis de operação, calculados a partir de intervalos das variáveis que impactam as condições do sistema (como o clima e os padrões de carga), o MIT (2016) propõe a utilização de um número suficiente de distintos picos de energia durante um ano para alocar a cobrança de capacidade. Isso permite que a variabilidade das condições da rede seja levada em conta e minimiza a aleatoriedade da sua computação.

Nesse modelo, a concessionária de energia aloca os custos anualizados relacionados aos investimentos em capacidade para serem coletados por múltiplos períodos, como meses, baseado na probabilidade e amplitude de condições de pico antecipadas. Com tal custo definido,

⁴ RUBIO-ODÉRIZ, F. J. **Methodology of Transmission Network Cost Allocation under a Competitive Regulatory Framework**. 1999

os usuários são cobrados a partir da proporção de sua demanda em kW em relação à demanda em kW total do sistema.

Sendo assim, a soma total a ser coletada dos usuários referente aos investimentos na rede em dado período é estabelecida a priori, no entanto a alocação desses custos entre os usuários é realizada dada a sua verdadeira contribuição para o pico do sistema. Tal lógica é justificada, dado que os investimentos nas redes são baseados nos picos precedentes e a alocação entre usuários cria sinais eficientes para a utilização da rede em curto prazo (MIT, 2016).

Para ilustrar melhor como a cobrança a partir de coincidência de pico aloca o custo para aqueles que mais contribuírem para o pico do sistema, uma simulação foi realizada. Foram considerados 50 picos antecedentes, com um custo hipotético de R\$100.000 referente às necessidades de investimento na rede, alocado de acordo com a magnitude desses picos antecedentes. Para os picos realmente realizados, foi considerado que eles se diferem dos antecedentes dentro da margem do desvio padrão e que 1000 consumidores foram responsáveis pelo seu valor. A Figura 22 ilustra o resultado dessa simulação, distribuindo os consumidores de acordo com a sua frequência de presença no último quartil do consumo de potência (kW) entre todos os picos.

Figura 22 - Simulação em Python de um cenário para cobrança de custo coincidente de pico



Fonte: Elaborada pelo autor (2020)

Pela figura, é possível perceber que os consumidores que mais foram onerados acompanham a sua frequência no quartil superior da potência requerida para o seu consumo e, dessa forma, são os mais responsáveis pela maior necessidade de investimento no sistema. Similarmente, a injeção de energia no sistema durante os picos estabelecidos deve ser remunerada pela mesma metodologia, dada à contribuição que ela representa na redução da potência total demandada para a rede.

3.3.1.6 Recuperação dos custos residuais

Após a definição dos componentes de energia (kWh) e da capacidade (kW) da tarifa energética, ainda não há garantia da recuperação total dos custos, restando dois elementos principais para serem analisados: custos residuais da rede, aqueles que não são eficientemente recuperados pelas cobranças que refletem os seus investimentos e custos de políticas públicas cujos agentes reguladores decidem aplicar à cobrança de energia (MIT, 2016).

A primeira discussão relacionada a esses custos é se devem ou não serem alocados para o consumidor de energia. Em relação aos custos residuais da rede elétrica, apesar de o simples fato de estar diretamente relacionado ao consumidor de energia ser uma boa justificativa para a sua alocação nas tarifas de energia, deve ser levado em conta o possível efeito de saída da rede que pode ocorrer quando as tarifas se tornam mais caras. Uma vez que o consumidor tem a alternativa dos REDs e a possibilidade da sua autonomia energética, uma tarifa maior aumenta o incentivo para essa opção, o que pode comprometer as economias de escala características das redes de transmissão e distribuição e elevar o custo para os demais consumidores ainda participantes. Dessa forma, o governo ou o agente regulador pode, uma vez que enxergar tal possibilidade como um risco ao bem-estar social, considerar razoável que tais custos sejam recuperados por impostos.

Similarmente, governos e agentes reguladores devem decidir sobre como alocar os custos das políticas públicas. Tratando-se de políticas públicas voltadas ao setor de energia, grande parte diz respeito aos esforços de descarbonização e incentivos às energias renováveis, orientados pela preocupação com as mudanças climáticas. Uma vez que a produção de energia elétrica representa grande parte das emissões de gás carbono e muitas das tecnologias envolvidas na descarbonização se desenvolveram nesse setor, em muitos países os custos de políticas públicas relacionados a esse tema são alocados nas tarifas de energia. Dessa forma, torna-se válida a discussão sobre a viabilidade de se dividir esses custos com outros setores,

especialmente para aqueles que também são responsáveis pela emissão dos gases poluidores, mas possuem menos alternativas para a sua redução.

A segunda discussão se refere ao critério de alocação desses custos na tarifa, uma vez que seja decidido pelos agentes reguladores que esses custos serão recuperados pelo próprio setor elétrico. Nesse ponto, como destaca MIT (2016), é de fundamental importância que a alocação desses custos não distorça os sinais econômicos dos componentes das tarifas que refletem os custos da entrega de energia. Se incluirmos uma tarifa volumétrica (proporcional ao consumo em kWh), por exemplo, os sinais temporais e locacionais definidos pela PML serão modificados, corrompendo os incentivos que eles projetam ao prosumidor.

Há casos em que os custos das políticas públicas se relacionam diretamente ao consumo de energia, como políticas que obrigam determinada participação de energias renováveis no consumo de eletricidade. Por exemplo, se o regulador determina que 20% da energia seja provinda de fontes renováveis, um consumo de 10 kWh de energia a mais acarreta que 2 kWh sejam produzidos por elas. Se as energias renováveis recebem subsídios, então o custo marginal dessa política pública associada a um acréscimo de consumo é igual ao grau do subsídio em questão multiplicado pela porcentagem de energia renovável determinada pelo regulador. Nesses casos, uma tarifa volumétrica poderia ser aplicada (MIT, 2016).




Para os demais custos, que não são relacionados à entrega da energia, o critério de alocação que não distorce os demais componentes deve ser estabelecido. Uma possibilidade é a aplicação de um componente fixo, que não entraria em conflito com as parcelas relacionadas à energia (kWh) e à capacidade (kW). A implicação dessa medida é que consumidores com menores rendas seriam impactados mais fortemente, visto que pagariam a mesma quantidade que aqueles com maiores rendas, mas dispendo de menos recursos (MIT, 2016).

A opção proposta pelo MIT é a utilização do preço de Ramsey-Boiteux, modelo que busca encontrar o preço que maximiza a função bem-estar social em cenários de monopólios regulados enquanto arrecada o suficiente para recuperar os seus custos (RAMSEY, 1927). Nesse modelo, o preço aumenta conforme o inverso da elasticidade da demanda e a dificuldade se dá, justamente, em se determinar a elasticidade do preço do consumo de eletricidade para cada classe de usuário, havendo a necessidade de buscar aproximações razoáveis para a riqueza (MIT, 2016).

3.3.2 Estruturando a tarifa eficiente

A partir da discussão desta seção, que analisou a proposta do estudo realizado pelo MIT, chega-se ao protótipo da estrutura de tarifa desejada para que os sinais econômicos sejam passados eficientemente aos agentes, contribuindo para o desenvolvimento da rede como um todo. A Figura 23 ilustra o esquema dessa tarifa.

Figura 23 - Protótipo da tarifa eficiente de energia

 Custos a serem recuperados	 Cobrança a ser aplicada	 Considerações a serem tomadas
Custos da energia elétrica	Preço Marginal Locacional (PML) para cada retirada e injeção de energia no sistema (KWh)	Escolhas da granularidade temporal e locacional
Custos de investimento na Rede	Cobrança coincidente com os picos (KW)	Metodologia de alocação dos custos da rede entre picos
Custos Residuais da Rede e Políticas Públicas	Cobrança que não distorça os sinais econômicos da energia (kWh) e demanda de potência (kW)	Decisão pela alocação considerando o contexto socioeconômico dos consumidores (preço fixo, preço de Ramsey)

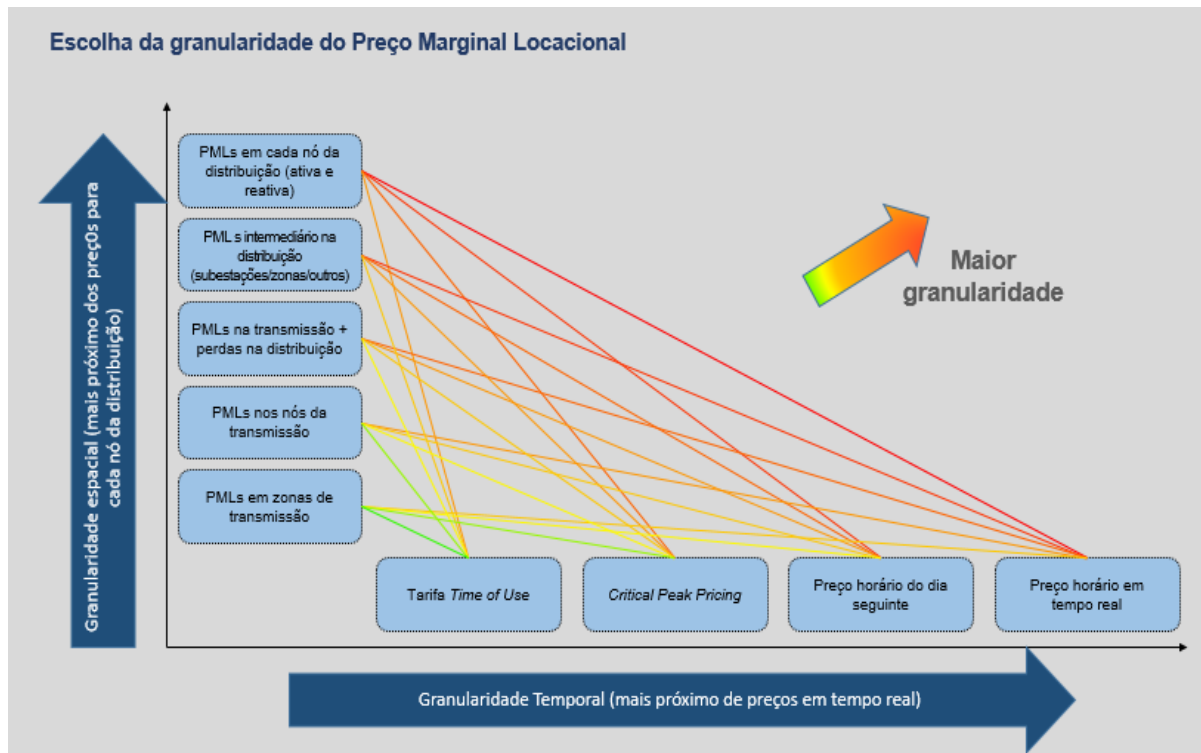
Fonte: Elaborada pelo autor (2020)

Os três principais componentes dessa estrutura são: a) a componente volumétrica, relacionada à própria entrega da energia elétrica (\$/kWh); b) a componente de capacidade, relacionada aos investimentos necessários para assegurar a capacidade total do sistema (\$/kW) e c) uma componente para custos residuais, cobrando de todos os usuários e que não deve entrar em conflito com os incentivos providos pelos dois outros componentes (\$/usuário).

Cada um desses componentes possui questões quanto à cobrança, levando em conta o nível de precisão necessária para ganhos em eficiência dos sinais econômicos em relação aos custos operacionais para a sua implementação.

Para a componente de energia, deve-se avaliar esses fatores para cada possibilidade de granularidade temporal e locacional. A Figura 24 ilustra essas diferentes possibilidades.

Figura 24 - Considerações quanto à granularidade temporal e espacial do PML



Fonte: Adaptado de MIT (2016)

A forma final desse componente compreende uma escolha no eixo horizontal e outra escolha no eixo vertical. Para cada nível a mais de granularidade em quaisquer dos dois eixos, devem ser considerados os custos de implementação e computação. Apesar da complexidade de se chegar ao PML para cada nó em cada agente ligado às redes de baixa tensão, as tecnologias atuais de *smart meters* já permitem a verificação horária do consumo e/ou geração em cada unidade, de forma que preços calculados em pequenos intervalos de tempo, dentre minutos a uma hora, já são factíveis em alguns sistemas. Combinar essa alternativa com uma computação ao nível intermediário da distribuição, considerando subestações, por exemplo, já se pode chegar a uma alternativa de cobrança da energia elétrica com eficiência consideravelmente maior que os modelos atuais.

Para o componente relacionado aos investimentos na capacidade da rede, a própria tecnologia de *smart meters* também permite o cálculo da potência utilizada em cada unidade em determinado tempo. Dessa forma, torna-se necessária apenas a decisão quanto à metodologia do cálculo para a contribuição com os picos.

Por fim, o componente referente aos custos residuais deve primeiro passar por uma decisão dos governos e agentes regulatórios sobre a inclusão de cada um deles, sejam custos de

rede ou de políticas públicas, na tarifa, conforme discutido anteriormente. Uma vez incluído, tal componente não deve corromper as outras duas componentes, como é o caso em muitos sistemas em que eles são incluídos no componente volumétrico da tarifa. O passo de eliminar esse custo das componentes de energia e capacidade é o mais simples para o estabelecimento de uma tarifa mais eficiente e pode ser aplicado de imediato, sem restrições tecnológicas. A discussão sobre o método de alocar tais custos a fim de maximizar o bem-estar social se torna o próximo passo.

As considerações de cada um desses componentes devem se somar a outros mecanismos de reforço da eficiência econômica, como as já discutidas participações dos REDs nas provisões de reserva de potência operativa e de capacidade do sistema. Além disso, a recepção dos usuários da energia elétrica a uma possível nova estrutura também deve ser considerada. Estruturas muito complexas e que se diferem significativamente dos valores atuais podem sofrer resistência, assim como diferenças entre preços para uma mesma classe consumidora, já que em modelos tradicionais, a cobrança era a mesma para agentes conectados no mesmo nível de tensão. A totalidade dessas questões é de fundamental importância para o estabelecimento da tarifa mais adequada para cada sistema.

3.4 O setor elétrico brasileiro

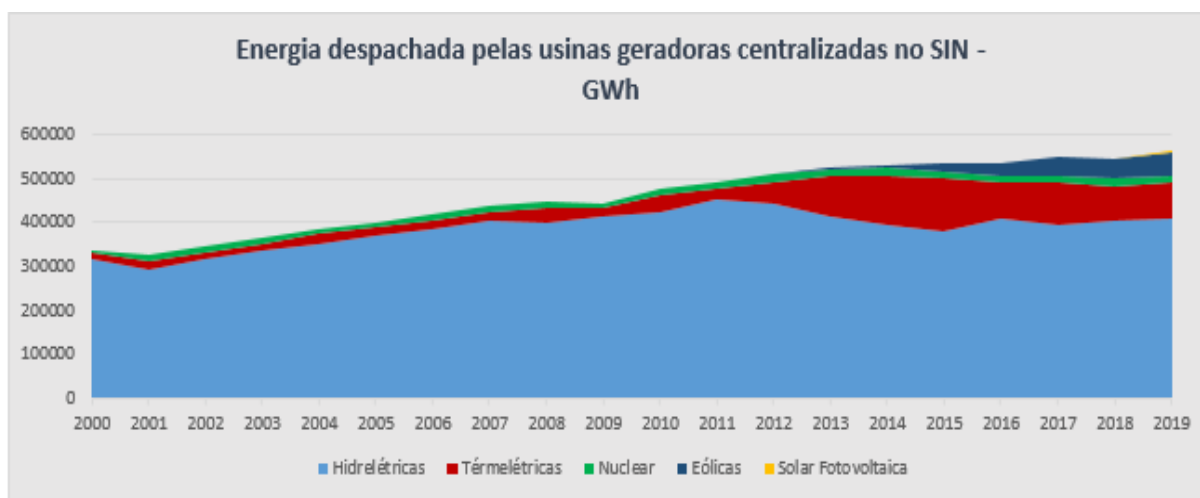
Conforme apresentado anteriormente neste trabalho, o mundo passou por uma revisão do setor elétrico nas últimas décadas, com a desverticalização das suas atividades e a separação em segmentos competitivos (geração e comercialização) e monopólios naturais (distribuição e transmissão). O Brasil, assim como o restante do mundo, também se viu, ao longo dos anos, com a necessidade de mudança na estrutura do seu setor elétrico.

A história do setor elétrico brasileiro passou por várias reviravoltas, marcadas pela ligação próxima com os planos dos diversos governos e com a situação macroeconômica que permeava sobre o país em cada época. Desde a estatização das companhias elétricas ao longo dos anos 40 a 60, a desestatização nos anos 90 e a última grande reforma que, vigente desde 2004, buscou conciliar os desejos pela maior participação da iniciativa privada, com referência nos diversos mercados internacionais, com os anseios das grandes empresas estatais e a diminuição da confiança gerada após a crise de 2001.

O conjunto de usinas, ativos de transmissão e linhas distribuição é denominado SIN – Sistema Interligado Nacional – e abrange a maior parte do território brasileiro. A primeira marcante diferença do sistema elétrico brasileiro, em comparação a outros mercados, decorre

da própria geografia do país e está presente desde o início da eletricidade no território brasileiro: a significativa presença da fonte hidrelétrica na sua matriz energética. A Figura 25 representa a quantidade de energia despachada pelo SIN para cada fonte de energia. Apesar da recente participação significativa de fontes térmicas, em especial devido à recente crise hidrológica, e o aumento da participação das fontes eólica e solar, a fonte hídrica continua sendo a grande representante da geração de energia no Brasil.

Figura 25 - Energia despachada por fonte geradora no SIN



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2020)

No arcabouço atual do setor elétrico brasileiro, diversas instituições são responsáveis por diferentes atuações em relação a sua regulação. Dentre elas, se destaca a do Ministério de Minas e Energia (MME): “Órgão do governo federal que representa a União como Poder Concedente, responsável pela condução das políticas energéticas do país” (WALVIS, 2014). Segundo o próprio ministério:

Dentre as atuais e principais responsabilidades do MME estão o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), ambos presididos pelo ministro de Minas e Energia. O CNPE é vinculado à Presidência da República, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas para o setor. O CMSE tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional (MME, 2020).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada para regular o setor elétrico e é uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Dentre as suas principais funções: a) regular a geração, transmissão e distribuição e comercialização de energia elétrica; b) fiscalizar, diretamente ou mediante a convênios, as concessões, permissões e os serviços de energia elétrica; c) implementar políticas e diretrizes do governo federal

relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos; d) estabelecer tarifas; e) dirimir as divergências entre agentes e consumidores e f) promover as atividades de outorga de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica (ANEEL 2020b).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o

Órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (ONS, 2020).

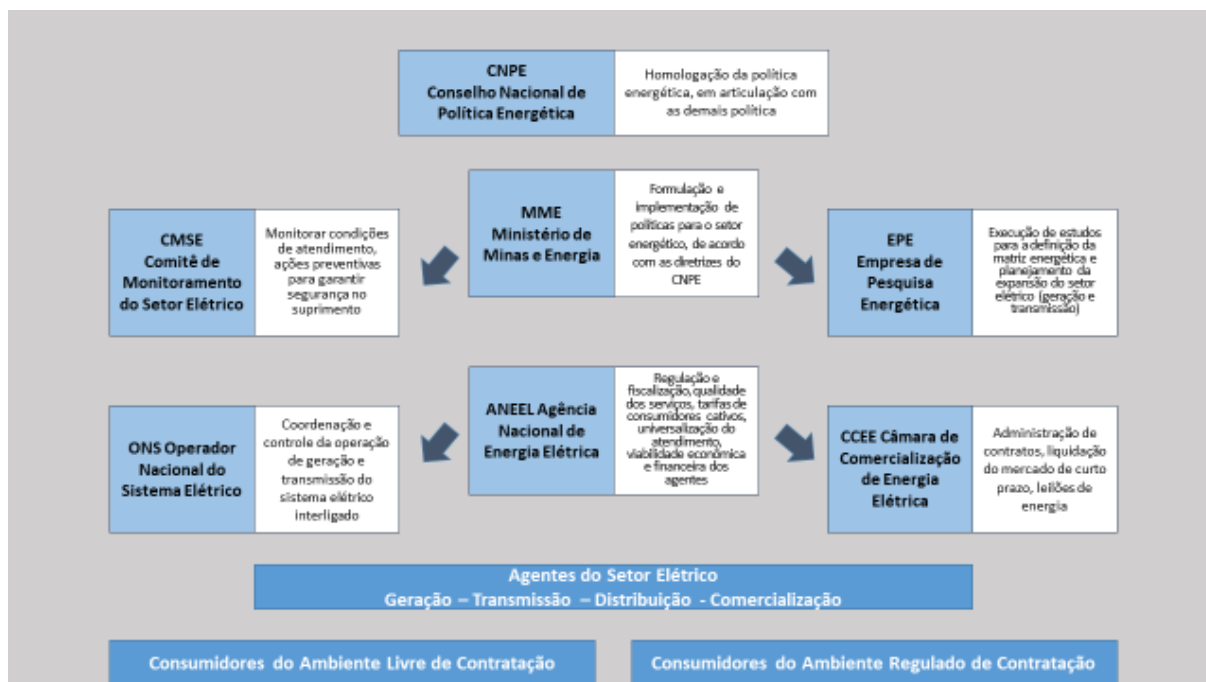
O ONS busca garantir a segurança e o suprimento contínuo em todo o país, promovendo a otimização da operação do sistema, possibilitando a acessibilidade de todos os agentes e contribuindo para a minimização do custo na sua expansão (ONS, 2020).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) “Tem por finalidade prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis” (EPE, 2020a).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEEa) “[...] atua desde a medição da energia gerada e efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto prazo. Também promove os leilões de energia, sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel” (CCEE, 2020a).

A Figura 26 ilustra as relações entre as instituições reguladoras do setor elétrico brasileiro.

Figura 26 - Instituições e agentes do setor elétrico brasileiro



Fonte: Adaptado de Amaral Filho (2007, p. 157)

A energia elétrica é comercializada no Brasil em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O modelo implantado no Brasil com a reforma de 2004 teve como um dos objetivos centrais criar condições para a realização de investimentos em geração. Esses dois ambientes atendem todos os consumidores de energia no país - os livres podem negociar no ACL, enquanto os cativos devem ser atendidos pelas distribuidoras que negociam os seus contratos no ACR e devem compulsoriamente contratar um volume correspondente a 100% do seu mercado.

Nesses ambientes, não se transaciona energia, mas um contrato financeiro, denominado garantia física, que representa um lastro de confiabilidade para o sistema (CASTRO, 2017). A garantia física é estabelecida pelo MME e corresponde ao montante, em MW médios, correspondente à quantidade máxima de energia relativa à unidade geradora, que poderá ser utilizada para a comprovação de atendimento de carga ou comercialização e, dessa forma, é sempre menor que a potência instalada. Na sequência do trabalho, os dois ambientes de contratação são detalhados.

3.4.1 Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

No ambiente de contratação regulada, as distribuidoras submetem anualmente ao Ministério de Minas e Energia a demanda necessária para atender todos os consumidores referentes à sua área de concessão, e então a totalidade da demanda de todas as distribuidoras resulta na demanda agregada do sistema que deve ser atendida pelo leilão. Nos leilões, realizados pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) e supervisionados pela ANEEL, as geradoras ofertam determinada quantidade de energia a um preço (R\$/MWh) e aquelas que ofertarem as menores tarifas celebram os contratos junto às distribuidoras, até que a demanda total do sistema seja conferida (WALVIS, 2014).

Nesse modelo, o cálculo da demanda pela distribuidora se torna um importante fator do seu negócio, já que tanto a sobrecontratação quanto a subcontratação são penalizadas. Dadas as diferenças nos estágios de amortização do capital em empreendimentos novos e existentes, os leilões são separados em de energia existente e de energia nova (WALVIS, 2014).

Os leilões de energia existentes podem ser do tipo A-1, ajuste ou fontes alternativas. Nos leilões A-1, a energia é contratada para atender as distribuidoras no ano seguinte à contratação, com contratos de três a quinze anos e limitados à reposição de contratos vencidos. Os leilões de ajuste objetivam complementar a carga de energia necessária do mercado consumidor da distribuidora até o limite de 1% do seu tamanho, com contratos variando de três meses a dois anos (ACENDE BRASIL, 2014).

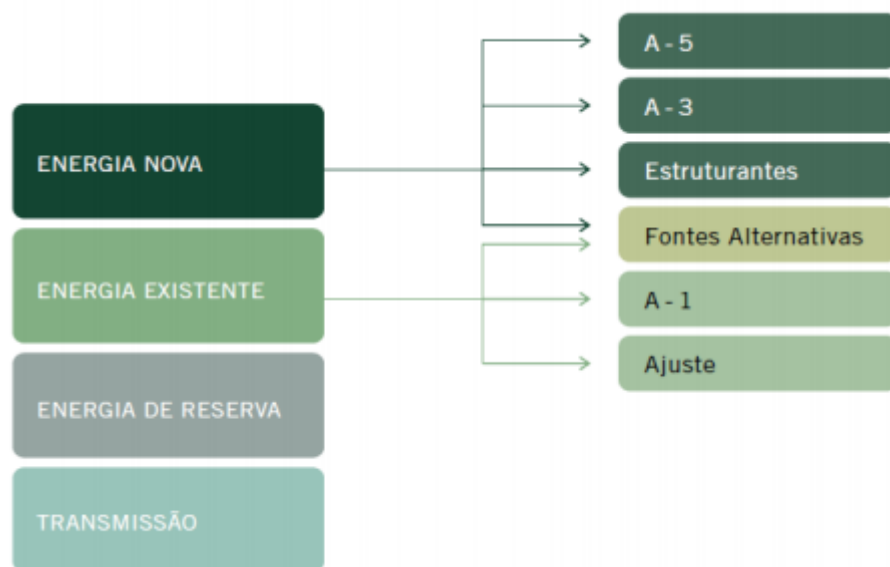
Já os leilões de energia nova são contratados de forma a atender o prazo estimado para a construção de novos empreendimentos, podendo ser do tipo A-3 ou A-5, fornecendo energia três e cinco anos após a contratação, respectivamente, e com contratos com duração mínima de 15 anos e máxima de 30 anos. Há também os leilões de energia estruturante, destinados a projetos de caráter estratégico (WALVIS, 2014).

Os leilões de energia alternativa acontecem tanto na modalidade de energia existente quanto energia nova e se destinam à contratação de energia proveniente usinas eólicas, PCHs ou usinas de biomassa (ACENDE BRASIL, 2014). A energia é contratada para o fornecimento de um a cinco anos e os contratos têm duração mínima de 10 anos e máxima de 30 anos (WALVIS, 2014).

No âmbito do ambiente regulado, ainda há dois tipos de leilões: leilões de energia de reserva e leilões de transmissão. O primeiro é destinado à contratação de reserva de capacidade, com o objetivo de aumentar a segurança do suprimento do sistema (WALVIS, 2014). Já os leilões de transmissão são destinados à licitação de obras da infraestrutura de transmissão, como

as linhas de transmissão e as subestações. A Figura 27 ilustra os leilões realizados no ambiente de contratação regulado.

Figura 27 - Tipos de leilões presentes no ACR

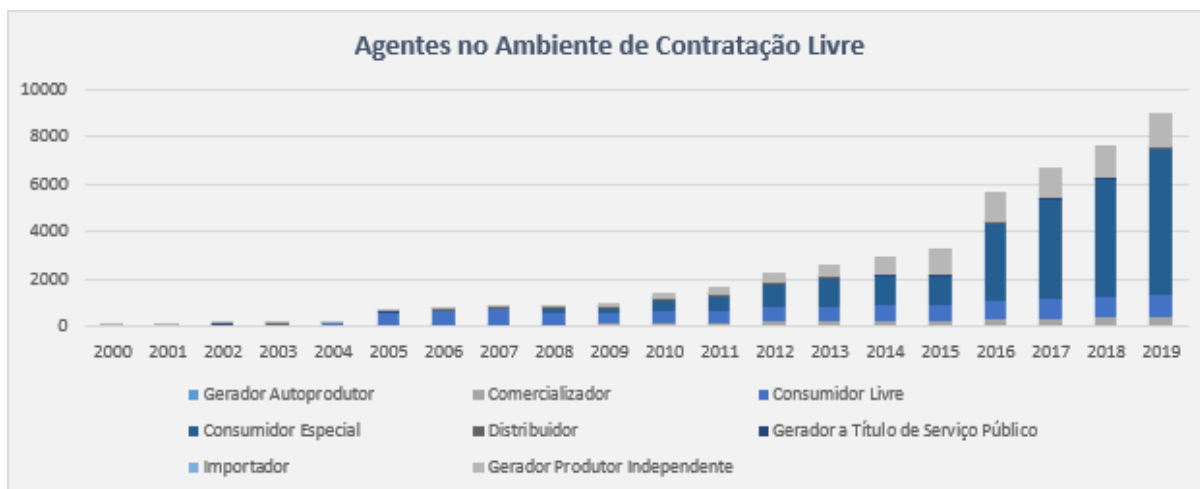


Fonte: ACENDE BRASIL (2014)

3.4.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ambiente de contratação livre atuam diversos agentes, sendo eles os consumidores especiais, consumidores livres, geradores, produtores independentes, autoprodutores com excedentes, comercializadores, distribuidores e importadores (WALVIS, 2014). Esses agentes celebram contratos bilaterais, negociando livremente e formalizando as transações por Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL). A Figura 28 ilustra o crescimento do número de agentes no ACL ao longo dos anos:

Figura 28 - Número de agentes do Ambiente de Contratação Livre de energia

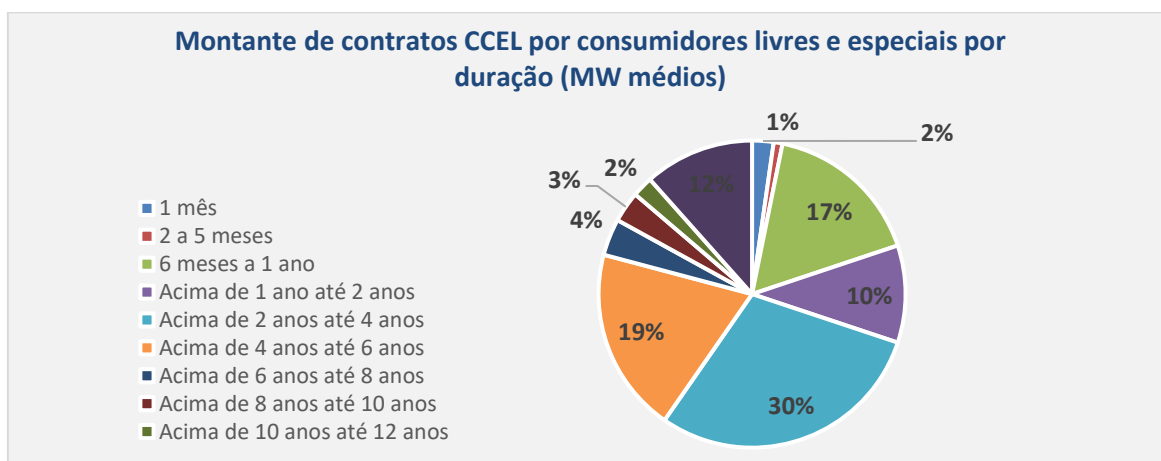


Fonte: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10-1.html> (2020)

Os agentes comercializadores surgem como figura importante do ACL, pois reduzem a percepção de risco do consumidor, ao assumir o risco de crédito, e a percepção de penalidade dos geradores, ao assumir o risco de performance, no seu ato de comprar e revender energia, além de aumentarem a liquidez do mercado (WALVIS, 2014).

Assim como as distribuidoras no ambiente regulado, os consumidores livres devem comprovar o atendimento de 100% da sua carga. Os contratos no ACL possuem, em geral, uma duração média menor do que os celebrados no ACR. A Figura 29 apresenta a participação no montante (em MW) de contratos realizados pelos consumidores livres e especiais no ACL por duração.

Figura 29 - Duração de contratos no ACL



Fonte: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-10-1.html> (2020)

3.4.3 Mercado de Curto Prazo

Além dos ambientes livre e regulado, o Brasil conta com um mecanismo de conciliação de diferenças em que se apuram as diferenças entre os montantes contratados e os montantes medidos. Essas diferenças são calculadas a partir de modelos computacionais que consideram a situação hidrológica e são valoradas pela definição do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) (CASTRO, 2017).

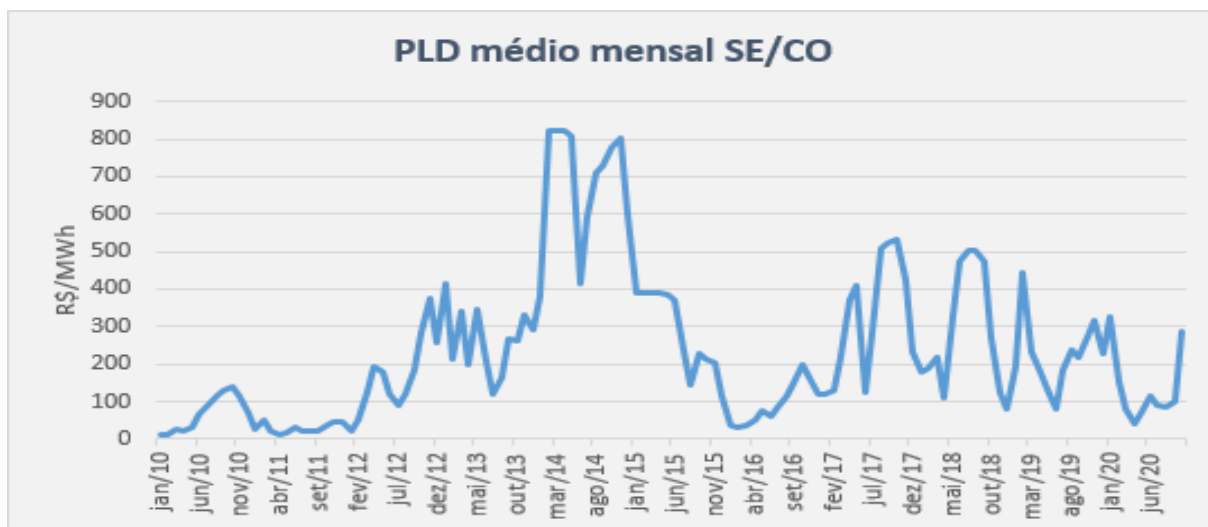
Apesar de não se assemelhar aos mecanismos de curto prazo de outros países, como foram tratados nesse trabalho, esse mecanismo de conciliação de diferenças é conhecido como o mercado de curto prazo no Brasil. A principal característica desse mercado em curto prazo é a presença de um comprador único, a CCEE, que calcula o preço spot na forma do PLD (WALVIS, 2014). Como destaca Castro e Leite (2010), o preço *spot* proporciona maior flexibilidade nas negociações e permite ajustes entre energia contratada e a energia gerada, sendo usado como referência para contratos em longo prazo.

O PLD é calculado *ex-ante*, ou seja, é “apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado” (CCEE, 2020b). Segundo a CCEE, o PLD tem por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício do uso da água presente e o benefício do seu armazenamento para uso posterior. Atualmente, ele é calculado em uma base semanal, mas a partir de janeiro de 2021 será calculado em base horária, trazendo maior flexibilidade para o mercado.

Por refletir mais a hidrologia do que os custos efetivos de geração, existe uma discrepância sistemática entre o PLD e o custo médio da energia e, ainda, este preço de curto prazo não fornece sinalização econômica para o aumento ou diminuição estrutural da oferta no mercado de energia (CASTRO *et al.*, 2014).

A Figura 30 representa o PLD médio mensal no subsistema SE/CO ao longo dos meses, deixando claro o efeito da crise hidrológica, que expôs os agentes do mercado livre a altos preços de liquidação.

Figura 30 - Variação temporal do PLM médio mensal no subsistema SE/CO



Fonte: CCEE (2020b)

Como não existe a comercialização de energia física, mais sim de contratos na forma de garantia física, observa-se grande variação entre energias contratada e medida e, dessa forma, o PLD assume grande relevância. Devido à sua significativa oscilação, aliado ao menor prazo dos contratos no ambiente livre, o ACL não representa papel significativo na expansão do sistema, que é assegurada, principalmente, pelo ACR e os contratos em longo prazo (CASTRO, 2017).

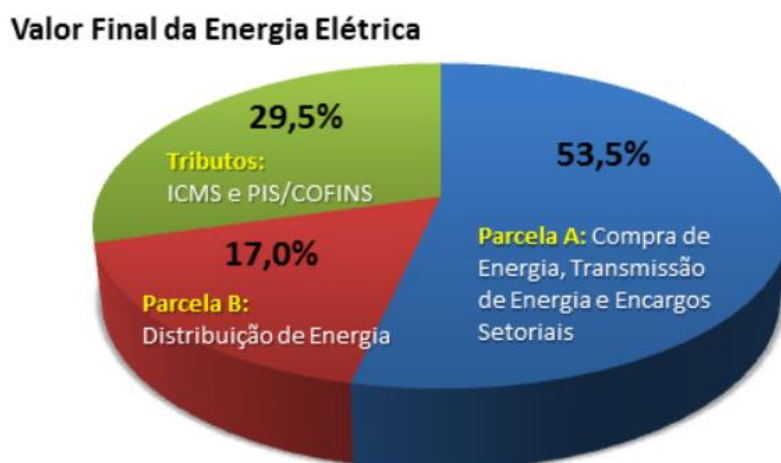
3.5 A tarifa de eletricidade no Brasil

A metodologia do cálculo tarifário da eletricidade no Brasil é de responsabilidade da ANEEL, tendo como principais objetivos a preocupação com a modicidade tarifária e a remuneração dos diversos elos da cadeia de valor, da geração à comercialização. A consideração dos custos a serem remunerados pela tarifa na metodologia da ANEEL se assemelha, como era de se esperar, àqueles considerados na proposta de tarifa do MIT, sendo representados pela fórmula: **energia gerada + transporte de energia + encargos setoriais**.

Nesse modelo, a energia gerada é precificada a partir do mercado atacadista, conforme foi descrito no trabalho, com a competição que se dá pelos leilões, objetivando a diminuição dos seus custos. Os custos de transporte de energia até o consumidor, que compreende tanto os referentes aos ativos de transmissão quanto às linhas de distribuição, é regulado e calculado pela ANEEL, dadas as características de monopólio natural desses dois segmentos. Os encargos setoriais, por sua vez, são instituídos por lei e apenas incorporados na tarifa, assim como os

demaís impostos cobrados pelo Governo Federal, Estadual e Municipal, como o PIS/COFINS, o ICMS e a contribuição para a iluminação pública (ANEEL, 2020c). A Figura 31 ilustra a participação desses custos no total da tarifa, segundo a ANEEL.

Figura 31 - Participação dos custos no valor final da energia elétrica brasileira



Fonte: ANEEL (2020c)

Conforme foi representado na imagem, a ANEEL separa o cálculo tarifário em duas parcelas: Parcela A e B. A Parcela A representa aqueles custos que não são gerenciáveis pela distribuidora, como o custo de aquisição, os custos de transporte até os sistemas de distribuição, e os encargos setoriais.

Os custos de aquisição são definidos a partir dos contratos realizados entre geradores e distribuidores pelos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF). Já os custos de transporte são recuperados pela aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Nos leilões de transmissão, as concessionárias vencedoras são aquelas que ofertam o menor valor para a receita disponível para a operação dos ativos, denominada Receita Anual Permitida (RAP). O cálculo do TUST é realizado a partir da simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede e a RAP total a ser arrecadada no ciclo (ANEEL, 2020d).

A Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora e, por isso, estão sujeitos ao controle e à influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa (ANEEL, 2020d). A parcela B compreende os custos que serão apresentados a seguir.

- a) Custos operacionais: são aqueles relacionados às atividades de distribuição e comercialização (que no Brasil é inteiramente incorporada pelas distribuidoras para o

consumidor cativo), como a operação e a manutenção das linhas de distribuição, leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, dentre outros aspectos. Esses custos são calculados pelo *benchmark* entre as diversas empresas concessionárias, a fim de premiar as melhores práticas (ANEEL, 2020d).

- b) Cota de depreciação e remuneração dos investimentos: referente à recomposição do capital investido e à remuneração dos investimentos. Ela é composta de uma taxa de rentabilidade para o capital da empresa, considerando o custo de oportunidade compatível ao risco da atividade e de uma taxa de depreciação dos bens da concessionária (ANEEL, 2020d).
- c) Receitas irrecuperáveis: Se referem à parcela da receita total faturada da concessionária que tem baixa expectativa de arrecadação, em função da inadimplência por parte dos consumidores. Para o cálculo da receita irrecuperável, é utilizada uma metodologia de comparação das empresas (*yardstick competition*), porém, há considerações a respeito das diferenciações entre as áreas concessionárias das distribuidoras, como as características socioeconômicas (ANEEL, 2020d).

No que tange às outras receitas, as concessionárias de distribuição possuem outras fontes além da cobrança de tarifas, podendo ser receitas inerentes ao serviço de distribuição, como as provenientes de serviços cobráveis, de atividades acessórias próprias, tais como arrecadação de convênios, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, além de atividades acessórias complementares, como elaboração de projetos e serviços de construção. Tais receitas são deduzidas no cálculo tarifário (ANEEL, 2020d).

Para a atualização da tarifa é determinada uma revisão, denominada Revisão Tarifária Periódica, em que seu período é definido nos contratos de concessão, podendo variar de concessionária para a concessionária, mas sendo realizada a cada quatro anos em média (ANEEL, 2020d). Nesses reajustes, os custos regulatórios gerenciáveis das distribuidoras, realizados a partir de mecanismos de *benchmark* com múltiplas variáveis, são recalculados, premiando aquelas distribuidoras cujos custos realizados são menores que o custo regulatório definido e penalizando aquelas com custos maiores, incentivando a eficiência.

Além dessa revisão periódica, outro mecanismo de atualização da tarifa é o Reajuste Tarifário Anual. Nesse mecanismo, que acontece anualmente, os custos não gerenciáveis referentes à Parcela A são reajustados diante da sua variação e os custos da Parcela B são corrigidos pelo índice de inflação definido pelo contrato de concessão (IGP-M ou IPCA) deduzidos do Fator X. O Fator X, por sua vez, é um índice calculado pela ANEEL para

mensurar os ganhos de produtividade da concessionária decorrentes do aumento do mercado e do consumo por cliente. Dessa forma, o Fator X atua como redutor do índice de inflação e busca repassar ao consumidor os ganhos de produtividade da atividade de distribuição (ANEEL, 2020d).

3.5.1 Modalidades tarifárias no Brasil

Uma vez determinado o cálculo dos custos que compõem a tarifa de energia, o próximo passo é entender como esses custos são estruturados na cobrança para o consumidor final. Os consumidores são divididos em dois grupos: Grupo A e Grupo B, e cada um possui diferentes modalidades tarifárias. A Figura 32 apresenta como esses dois grupos se dividem nas diferentes classes de consumidores.

Figura 32 - Classes de consumidores

Grupo	Classe	Descrição
A	A1	Nível de tensão superior ou igual a 230 kV
	A2	Nível de tensão de 88 a 188 kV
	A3	Nível de tensão de 69 kV
	A3a	Nível de tensão de 30 a 44 kV
	A4	Nível de tensão de 2,3 a 2,5 kV
	A5	Sistema Subterrâneo
B	B1	Classe residencial e subclasse "baixa renda"
	B2	Classe rural, com subclasse agropecuária, cooperativa, indústria rural, serviço público de irrigação rural
	B3	Classe industrial, comercial, poder público e consumo próprio
	B4	Classe de iluminação público

Fonte: ANEEL (2005 - Adaptado de BINI, 2015)

Para o Grupo A, que representa os consumidores de alta e média tensão, além de consumidores subterrâneos, há duas modalidades tarifárias possíveis: horária azul e horária

verde. O primeiro ponto a se destacar é que para esses consumidores, a tarifa é binômia, com uma porção cobrada pela demanda contratada (em kW) e outra pelo consumo (em kWh). Na modalidade horária azul, válida para todos os subgrupos de A, as tarifas são diferenciadas de acordo com as horas, tanto para a parcela de demanda de potência quanto para a parcela de consumo, enquanto na horária verde, que é válida para os grupos A3a, A4 e AS, há uma tarifa única de demanda de potência (ANEEL, 2020e).

Para o grupo B, que representa as unidades consumidoras de baixa tensão, também há duas opções de modalidades tarifárias, ambas monômias, com apenas um componente cobrado pelo consumo (em kWh). A convencional é uma tarifa única independente das horas de utilização, enquanto a horária branca, não disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse baixa renda do subgrupo B1, possui tarifas diferenciadas de acordo com a hora de utilização (ANEEL, 2020e).

Essas distinções horárias, válidas para as modalidades do grupo A e para a tarifa branca do grupo B, são definidas pelos postos tarifários. O posto de ponta é um período diário de 3 horas seguidas, com exceção dos sábados, domingos e feriados, o posto intermediário pode variar de 1h a 1h30 antes e depois do horário de ponta, e os demais horários são definidos como posto fora de ponta. Cada distribuidora define os postos horários da sua área de concessão e para as modalidades do Grupo A são aplicadas as diferenciações do posto de ponta e fora de ponta, enquanto na tarifa branca o posto intermediário também é considerado (ANEEL, 2020e).

Atualmente, há uma cobrança mínima da energia, mesmo que não haja consumo dessa. O custo de disponibilidade é determinado pela Resolução nº 414 de 2010 da ANEEL.

O custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento mensal de consumidor responsável por unidade consumidora do grupo B, é o valor em moeda corrente equivalente a: I - 30 kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores; II - 50 kWh, se bifásico a três condutores ou III - 100 kWh, se trifásico.

Esse custo não deve ser confundido com uma tarifa binômia, mas apenas uma franquia mínima cobrada pela distribuidora pela disponibilidade da ligação da unidade com o sistema. No entanto, discussões para um modelo de tarifa binômia para o grupo B já são uma realidade, como discutido no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL: “A atual estrutura tarifária é aplicada há várias décadas e está defasada, pelo fato de existirem custos fixos no curto prazo que não variam com o consumo”.

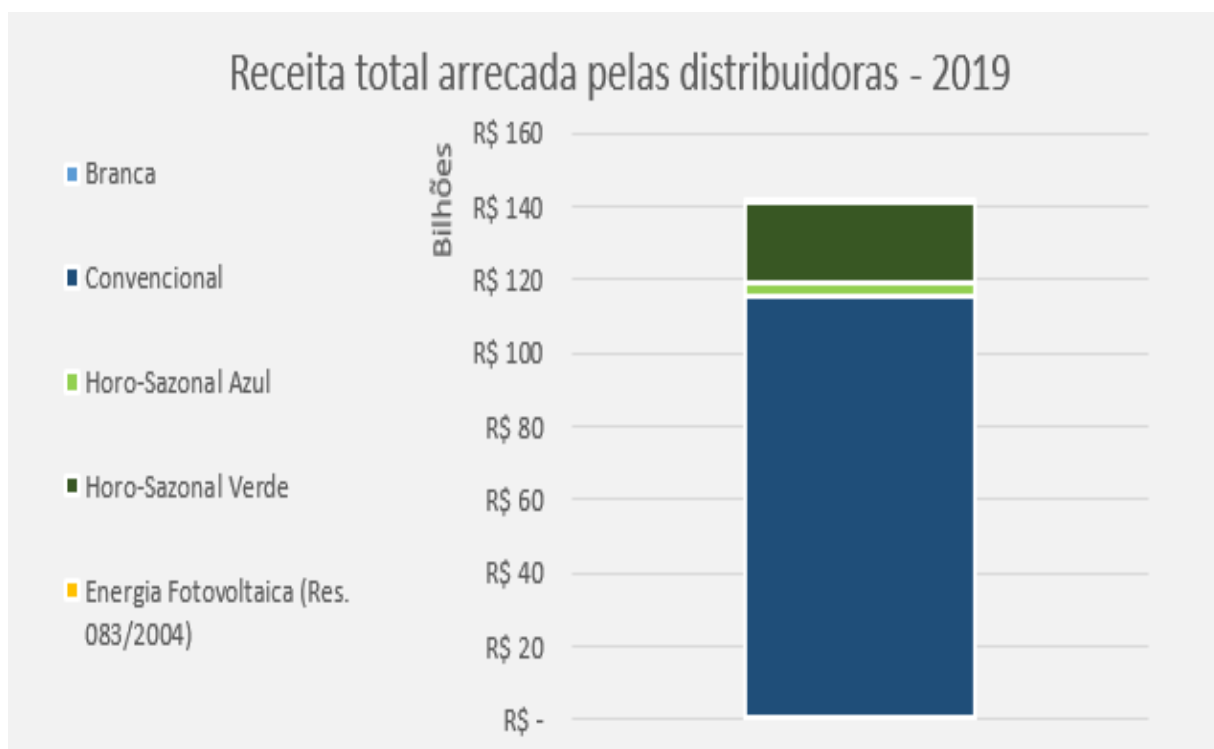
Além do mecanismo de postos horários, há outro mecanismo de regulação da demanda de pico vigente no modelo tarifário atual: as bandeiras tarifárias. As bandeiras tarifárias são aplicadas para todos os consumidores cativos e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de

eletricidade (ANEEL, 2020e). Atualmente, há quatro níveis de bandeira: verde, amarela, vermelha – patamar 1 e vermelha – patamar 2.

Outra mudança importante na cobrança do usuário de energia que está em progresso se refere ao sistema de compensação de energia para as unidades consumidoras com presença de geração distribuída que, como já apresentado no trabalho, funciona como um sistema de *net metering* na atual configuração regulatória. Conforme noticiado recentemente, o Tribunal de Contas da União (TCU) interpretou esse sistema como uma forma de subsídio e decidiu que a ANEEL deve apresentar uma proposta alternativa⁵.

A Figura 33 representa a proporção de contribuição para a receita das diferentes modalidades tarifárias discutidas nessa seção.

Figura 33 - Receita arrecadada por modalidade tarifária



Fonte: ANEEL (2020e)

3.6 Perspectivas dos recursos energéticos distribuídos no Brasil

Assim como nos demais mercados de eletricidade, os recursos energéticos distribuídos vêm ganhando espaço na cadeia de valor energética brasileira. No entanto, o crescimento dessas

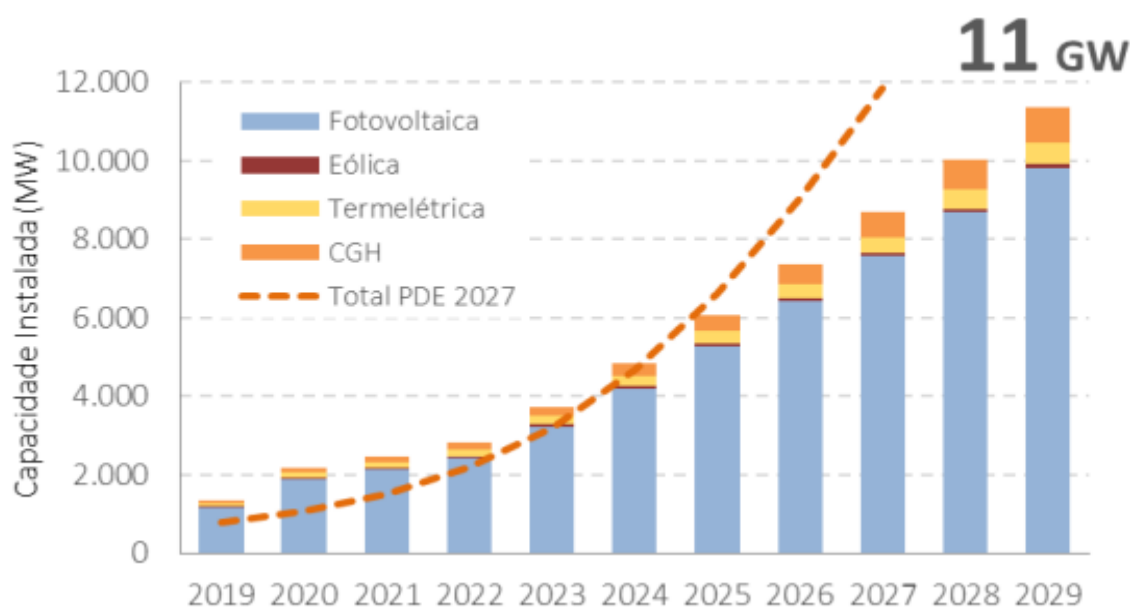
⁵ Ver mais em: <https://epbr.com.br/tcu-determina-fim-de-subsidio-que-beneficia-geracao-solar-distribuida/>

tecnologias segue um ritmo diferente no país, influenciado pelas suas características socioeconômicas e pela sua estrutura própria do setor de energia.

Em relação à geração distribuída, definidas pelas modalidades de micro e minigeração distribuída no arcabouço regulatório atual, a grande disponibilidade de recursos energéticos (como a alta incidência solar em diversas regiões), o alto valor das tarifas e o modelo de *net metering* favorável ao prosumidor foram grandes incentivos para o crescimento da sua capacidade instalada (EPE, 2020b).

Já antecipando as mudanças tarifárias e no mecanismo de compensação de energia, a EPE realizou uma projeção do crescimento da capacidade instalada de micro e minigeração distribuída no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE – 2029). Para tal, utilizou como premissas que as parcelas relativas ao transporte de energia não seriam passíveis de compensação a partir de 2021 e que a tarifa se tornaria binômia para consumidores de baixa tensão, a partir de 2022, com a parcela dos custos de transporte deixando de ser cobrada volumetricamente. A Figura 34 ilustra a projeção realizada pelo EPE.

Figura 34 - Evolução da capacidade instalada de micro e minigeração distribuída



Fonte: EPE (2020b)

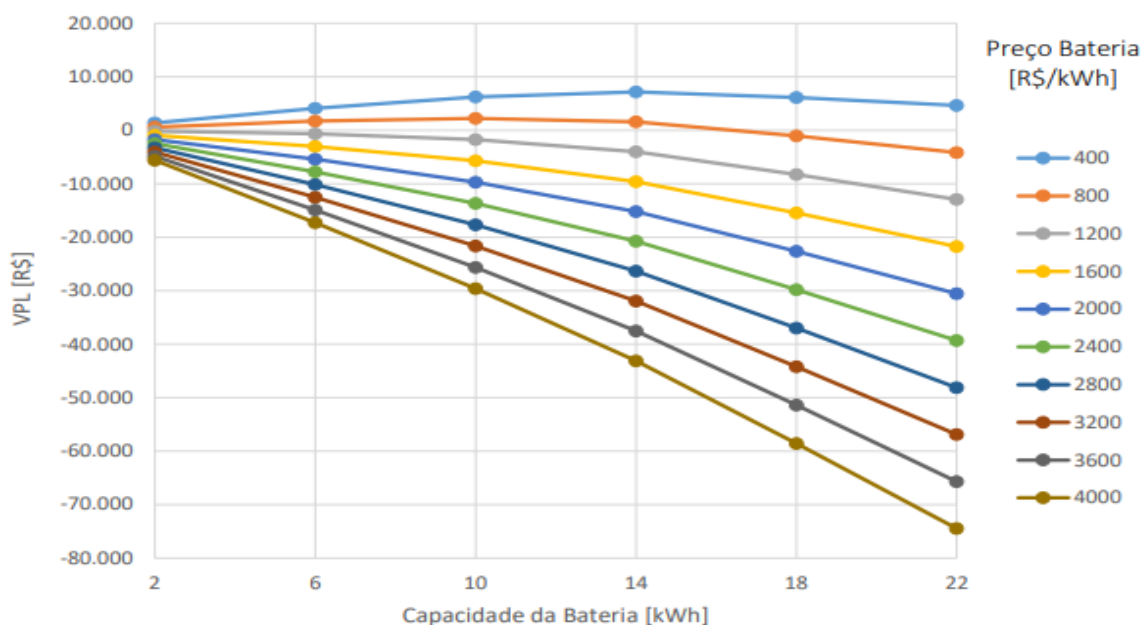
Em relação às soluções de armazenamento atrás do medidor, em que a tecnologia da bateria íon-lítio é predominante em todo mundo, a presença no mercado brasileiro ainda é pouca. A principal barreira para a adoção das baterias nas unidades consumidoras é o seu preço

ainda exorbitante no cenário nacional, sendo o custo da bateria íon-lítio, em 2019, estimado em, aproximadamente, R\$ 4.000,00/kWh (EPE, 2020b).

No PDE 2029, a EPE identifica três possíveis usos para o armazenamento atrás do medidor, sendo eles: a) aumento do autoconsumo da microgeração distribuída; b) mudança para a tarifa branca e c) substituição da geração a diesel na ponta na média tensão. As simulações dos três cenários revelam projeções em que o preço da bateria íon-lítio não permite a viabilidade econômica necessária para uma adoção em grande escala dessa tecnologia.

É importante notar que em relação ao aumento do autoconsumo da microgeração distribuída, o mecanismo de compensação vigente não fornece incentivos para a adoção das soluções de armazenamento atrás da ponta, uma vez que não há vantagem referente ao consumo imediato da energia produzida. O PDE 2029 simula o cenário de mudança nesse mecanismo, em que custos de transporte não são compensados, para um consumidor residencial genérico com consumo médio de 720 kWh/mês, utilizando um sistema fotovoltaico de 3,8 kW e localizado em Minas Gerais, na área de concessão da CEMIG. A Figura 35 ilustra o resultado da simulação do valor presente líquido desse consumidor, utilizando uma taxa de desconto de 6% a.a.:

Figura 35 - Simulação de VPL para diferentes preços da bateria



Fonte: EPE (2020b)

A partir da simulação é possível perceber que, mesmo considerando as mudanças no mecanismo de compensação de energia, o preço que torna a bateria um investimento viável,

que é abaixo de R\$800/kWh, ainda está muito abaixo do preço atual. Segundo a literatura (SCHMIDT⁶ *et al.*, 2019, *apud* EPE 2020b), espera-se uma redução no preço de 7,6% a.a., o que levaria o preço para R\$ 1.800,00/kWh em 2029, o que representa uma falta de viabilidade econômica no horizonte dos próximos 10 anos.

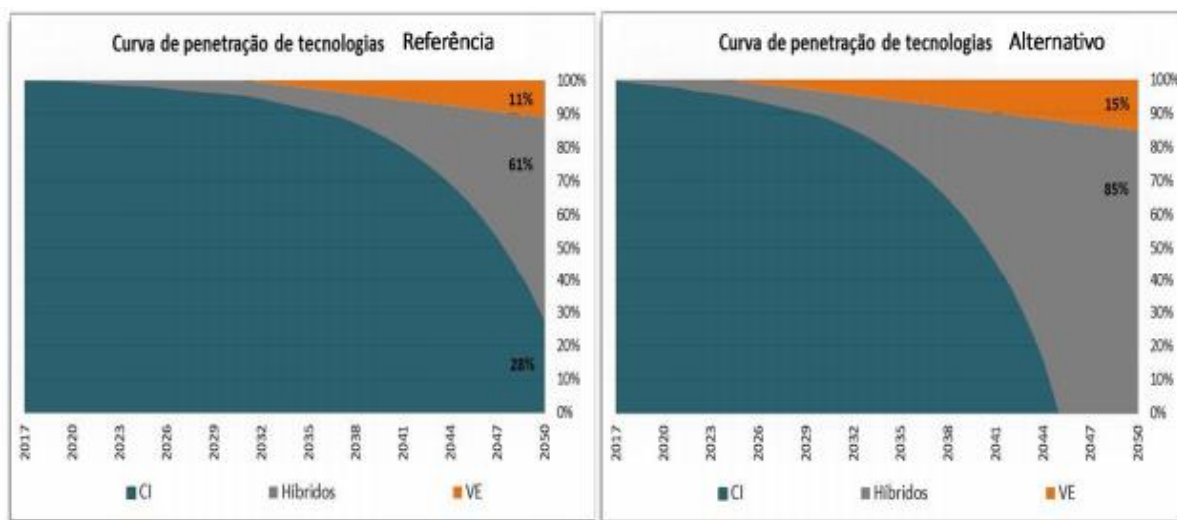
Por fim, outros fatores podem corroborar para a mudança desse cenário. Um aumento da competitividade internacional e nacional e consequente aumento da disponibilidade de fornecedores de baterias poderia abaixar o seu preço para além das projeções atuais. Além disso, mudanças tarifárias mais acentuadas e mudanças legislativas, como a significativa redução da carga tributária na importação de baterias, poderiam acelerar o cenário de adoção do armazenamento distribuído no Brasil. No atual momento, no entanto, a perspectiva é que a sua adoção ocorra apenas em projetos isolados, em que outros fatores, além da viabilidade econômica, sejam considerados (EPE, 2020b).

As perspectivas da mobilidade elétrica no Brasil são rodeadas por diversas incertezas, em especial devido à quantidade de setores que podem ser impactados, como o próprio setor elétrico, o automobilístico, o petrolífero, além de relações complexas do poder público com esses setores e com os próprios consumidores. Em particular, o setor de biocombustíveis, com forte presença no país, representa uma alternativa concorrente aos veículos elétricos frente a um futuro do setor de transportes com menor emissão de gases poluidores.

Outro desafio para a maior penetração de veículos elétricos no país é o próprio custo dele, consequência dos elevados valores das baterias que já foram discutidos. O estudo de eletromobilidade e biocombustíveis feito pelo EPE, como apoio ao documento do Plano Nacional de Energia de 2050 (PNE – 2050), realizou duas projeções para a penetração de veículos híbridos e elétricos na frota nacional, considerando um cenário de referência, em que a transição energética é longa, e outro alternativo, com a transição energética curta. A Figura 36 ilustra o resultado dessas projeções.

⁶ SCHMIDT *et al.* **Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies.** 2019

Figura 36 - Penetração de veículos elétricos na frota nacional



Fonte: EPE (2018)

Como pode ser observado, a penetração de veículos híbridos, e principalmente dos elétricos puros, deve ocorrer lentamente. O EPE ainda considera que, visto os desafios socioeconômicos atuais do país, o cenário alternativo não deve ter uma probabilidade de ocorrência relevante.

Em relação à gestão da demanda, o Brasil já apresenta diversas iniciativas para o incentivo à eficiência energética, em especial o Programa de Eficiência Energética, iniciativa da ANEEL para fomentar projetos de melhoria na viabilidade econômica e eficiência energética dos equipamentos. Já no que se trata da resposta à demanda, principal mecanismo de aumento da autonomia do usuário final no âmbito da gestão da demanda, o país apresenta as modalidades tarifárias horárias já discutidas no trabalho, como as modalidades para os consumidores de alta e média tensão e a tarifa branca para os consumidores de baixa tensão.

O principal ponto para continuar a discussão sobre o aumento da granularidade das tarifas e do envio de sinais econômicos eficientes para os consumidores passa pela penetração da tecnologia dos medidores inteligentes nas unidades consumidoras, em especial naquelas conectadas à baixa tensão. Atualmente, apenas aqueles consumidores que adotarem a modalidade de tarifa branca terão, necessariamente, os seus medidores substituídos.

Segundo o modelo desenvolvido no trabalho de Arruda Junior (2018), 27 milhões de medidores inteligentes serão instalados até o ano de 2032, para o cenário base e sem aplicação de políticas de incentivo. Essa estimativa é alcançada com uma redução de apenas 10% no preço dos medidores inteligentes e com o aumento de 20% nas ações de publicidade. Para Leite

(2013), “é imprescindível conscientizar a sociedade que a tarifa branca é ofertada para possibilitar a redução dos custos e a melhoria dos serviços de eletricidade”

Portanto, torna-se evidente que a adoção de recursos energéticos distribuídos no Brasil ainda está em fase inicial e diversas barreiras se apresentam para a adoção considerável de tecnologias, como o armazenamento atrás do medidor, o veículo elétrico e os medidores inteligentes. No entanto, diante da inexorável evolução do setor, de um ponto de vista global, para uma realidade mais distribuída e com o usuário da ponta da cadeia mais ativo, não seria surpreendente uma significativa aceleração da adoção dessas tecnologias no país, impulsionadas pelo desenvolvimento delas no exterior. Dessa forma, é fundamental que o país estude as medidas mais viáveis para se preparar para as mudanças que estarão por vir no setor elétrico.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho analisou, a partir de uma revisão extensa da literatura, as novas tecnologias de recursos energéticos distribuídos e o impacto da sua inserção na cadeia produtiva da eletricidade. Foram discutidos os benefícios da integração desses recursos no sistema, como a postergação de investimentos, a sua sintonia com os ideais de descarbonização do setor elétrico e a sua alternativa como solução de sistemas isolados. Também foram analisados desafios, como os subsídios cruzados decorrentes do mecanismo de *net metering*, que podem levar à chamada espiral da morte para as distribuidoras, a alteração do padrão de carga, que dificulta a previsibilidade da demanda do sistema e pode ocasionar a configuração da “curva de pato”, e a necessidade de novos investimentos na rede para torná-la mais adaptada à realidade do fluxo bidirecional de eletricidade e energia.

A partir da nova realidade descentralizada do sistema, foi destacada a importância de reavaliar a estrutura da tarifa de energia, que deve transmitir sinais econômicos eficientes a todos os agentes da cadeia, em especial com a ascensão do consumidor como agente ativo. As tarifas devem refletir os custos diretamente para os seus responsáveis, de forma que os investimentos na expansão do sistema sejam corretamente sinalizados e remunerados de acordo com o comportamento e as necessidades dos agentes.

A partir do estudo realizado pelo MIT, foram identificadas as características do modelo eficiente da tarifa elétrica, sendo elas: (1) adoção do preço marginal locacional para a cobrança da energia entregue, com a melhor escolha de granularidade temporal e geográfica, de acordo com as tecnologias disponíveis; (2) a cobrança de uma taxa referente à recuperação dos investimentos da rede, majoritariamente direcionados pela necessidade do aumento da capacidade na potência entregue, sinalizada pelo mecanismo de cobrança coincidente com os picos de energia; e (3) alocação da taxa referente aos custos residuais, de forma que não distorça os sinais econômicos das cobranças pela entrega da energia e pela necessidade de investimento na rede.

No Brasil, a estrutura do mercado atacadista de energia reflete a realidade centralizada e a matriz predominantemente hidroelétrica que o país adotou no último século. A remuneração do investimento na expansão do sistema decorre, principalmente, dos contratos em longo prazo firmados no Ambiente de Contratação Regulado, com a participação do mercado livre ainda carente de maior relevância. Além disso, a liberalização do mercado ainda é restringida ao mercado atacadista, com os consumidores cativos do mercado varejista não podendo optar por

diferentes fornecedores da energia. Por fim, as tarifas totalmente volumétricas aplicadas aos consumidores de baixa tensão não cumprem o papel da sinalização de sinais econômicos eficientes a esses agentes. Com isso, pode-se elaborar pontos de melhoria no modelo de remuneração adotado no setor elétrico brasileiro, que serão apresentados a seguir.

A separação de uma componente relacionada à entrega da energia e aplicação de preços marginais locais pelo consumo (kWh), com maior granularidade temporal e possibilidade de maior granularidade geográfica dentro da própria área de concessão da distribuidora, poderiam ser empregadas. Como passo intermediário, podem ser analisadas alternativas para a viabilização da maior adoção da tarifa branca pelos consumidores e a consequente disseminação de medidores inteligentes nas unidades consumidoras.

A separação de uma componente relacionada aos custos de expansão da rede e aplicação da cobrança coincidente de pico poderiam ser realizadas. Como passo intermediário se destaca, além da disseminação dos medidores inteligentes, a já discutida mudança para a tarifa binômia aos consumidores de baixa tensão.

A identificação dos custos residuais e a revisão dos encargos e tributos cobrados atualmente na tarifa elétrica, com a preocupação de que esses não distorçam os sinais econômicos presentes em uma possível reestruturação para uma tarifa binômia ou trinômia que poderia ser implantada.

A revisão do mecanismo de compensação de energia para a micro e minigeração distribuída, evitando subsídios cruzados não desejados para o setor.

A maior liberalização do mercado, com a participação dos consumidores de baixa tensão no mercado livre, poderia ser uma opção.

O estudo sobre a viabilidade de mudança na estrutura do mercado atacadista de energia brasileiro, com novas estruturas para o mercado de energia, como um mercado em curto prazo mais análogo ao adotado em outros países, e novas estruturas para o mercado em longo prazo, como a possível criação de um mercado de capacidade. A adoção do PLD horário é um passo para uma maior granularidade na informação do preço ao mercado atacadista, porém uma possível mudança da composição da matriz energética, como a maior participação de fontes diferentes de hidrelétricas, pode necessitar novas estruturas. Com essas novas estruturas, os recursos energéticos distribuídos também poderiam participar dos mercados de capacidade e de serviços ancilares, aumentando a isonomia entre tecnologias.

Apesar da dificuldade em realizar tantas mudanças em um setor com elevado grau de importância para o país, é necessário que os agentes reguladores estejam atentos para o que é necessário, de tal forma a garantir a evolução do mercado de eletricidade brasileiro de acordo

com as melhores práticas globais, sempre considerando a preocupação quanto à sua sustentabilidade, eficiência, acessibilidade e atendendo da forma mais satisfatória às demandas da sociedade, como as preocupações quanto aos impactos ambientais e com o acesso universal ao bem essencial que é a energia elétrica.

4.1 Sugestões de trabalhos futuros

O estudo de mudanças no setor elétrico, por ser um tema complexo e com diversos fatores interconectados, de tal forma que uma mudança pode ocasionar uma cadeia de consequências, leva a conclusões que devem ser sempre colocadas à prova com outros estudos e analisadas em conjuntos com estudos complementares. A inserção de recursos energéticos distribuídos é uma grande disrupção a um sistema tradicionalmente centralizado e, por isso, outros fatores devem ser considerados. A fim de complementar este estudo, pode-se citar a importância de:

- a) Avaliar o contexto político e social brasileiro, a fim de analisar se há forças sociais favoráveis às mudanças sugeridas para o setor elétrico;
- b) Analisar o impacto da inserção de recursos energéticos distribuídos para o surgimento de novos modelos de negócio e de organização no setor elétrico, como a comercialização entre os prosumidores, a viabilização de sistemas isolados em áreas antes atendidas pela rede e as distribuidoras assumindo serviços relacionados aos REDs ou possuindo-os como ativos;
- c) Analisar no amplo contexto científico e tecnológico a evolução de recursos energéticos distribuídos e de outras tecnologias, a fim de compará-los e com isso auxiliar a sociedade na escolha das melhores alternativas para atender os seus objetivos.

REFERÊNCIAS

ACENDE BRASIL. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações.**

2012. Disponível em: https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2020/04/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. **Distributed generation: a definition.** Electric Power Systems Research, 2001. p. 195-204

ANEEL. **Resolução nº 414 de 2010.** 2010. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/REN_414_2010_atual_REN_499_2012.pdf/d299b3a0-ad4a-4c68-a280-6891e10b4465. Acesso em: 03 dez. 2020.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012.** 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL.** 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/4+Modelo+de+AIR++SGT++Tarifa-Binomia.pdf/ea152997-0f6e-b2d1-d443-8354cd2a380a>. Acesso em: 03 dez. 2020.

ANEEL. **Programa de Eficiência Energética.** 2020a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica>. Acesso em: 03 dez. 2020.

_____. **Bem-vindo à ANEEL!** 2020b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>. Acesso em: 03 dez. 2020.

_____. **Entendendo a Tarifa.** 2020c. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2. Acesso em: 03 dez. 2020.

_____. **Cálculo tarifário e metodologias.** 2020d. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia>. Acesso em: 03 dez. 2020.

_____. **Tarifas Consumidores**. 2020e. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores>. Acesso em: 03 dez. 2020.

ARRUDA JUNIOR, E. V. **Análise Prospectiva de Redes Inteligentes no Brasil: Uma abordagem de Dinâmica de Sistemas**. 2018. Disponível em: https://deps.paginas.ufsc.br/files/2019/04/Elson_Arruda.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

BEGGS, C. **Energy Management, Supply and Conservation**. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2002. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/4777/4777_9.PDF. Acesso em: 03 dez. 2020.

BRASIL. **DECRETO Nº 5.163 DE 30 DE JULHO DE 2004**. 2020. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163.htm#:~:text=Regulamenta%20a%20comercializa%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia,el%C3%A9trica%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A2ncias. Acesso em: 03 dez. 2020.

CASALEIRO, A. F. F. **Modelação de Redes Elétricas Congestionadas**. 2015. Disponível em: https://repositorio.ul.pt/bitstream/10451/20678/1/ulfc115870_tm_%c3%82ngelo_Casaleiro.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

CASTRO, N. J. *et al.* **Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia**. 2010. Disponível em: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/estudos/leite21.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

CASTRO, N. J.; LEITE, A. L. S. **Preço Spot de Eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro**. 2017. Disponível em: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_tdse75.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

CASTRO, N. J. *et al.* **Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída**. 2018. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/46_tdse79.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

CCEE. **A CCEE**. 2020a. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_afLoop=197968988049003&_adf.ctrl-state=mjm8pvwxr_70#!%40%40%3F_afLoop%3D197968988049003%26_adf.ctrl-state%3Dmjm8pvwxr_74. Acesso em: 03 dez. 2020.

_____. **Preços.** 2020b. Disponível em:
https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos?_afzLoop=177287818775274&_adf.ctrl-state=mf9euv1pg_26#!%40%40%3F_afzLoop%3D177287818775274%26_adf.ctrl-state%3Dmf9euv1pg_30. Acesso em: 03 dez. 2020.

CHAVES, F. D. M. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos.** 2009 Disponível em:
http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/263814/1/MoyaChaves_FranciscoDavid_D.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

DENHOLM, P. *et al.* **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System.** 2014. Disponível em:
<https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62447.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020

EPE. **Eletromobilidade e Biocombustíveis.** 2018. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Eletromobilidade%20e%20Biocombustiveis.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

EPE. **Quem Somos.** 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 03 dez. 2020.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** 2020b. Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

FERREIRA FILHO, J. T. **Valoração da geração distribuída com preços marginais locais a nível de distribuição.** 2017. Disponível em:
<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10022621.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

FOWLIE, M. **The Duck has landed.** 2016. Disponível em:
<https://energyathaas.wordpress.com/2016/05/02/the-duck-has-landed/>. Acesso em: 03 dez. 2020.

GOMEZ, C. **Negociación de contratos bilaterales en mercados eléctricos competitivos.** 2007. Disponível em: <http://catedras-etsi.us.es/endesared/documentos/Negociacion%20de%20contratos%20bilaterales%20en%20mercados%20electricos%20competitivos.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

GOUVEA, A. R. **Uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil.** Orientador: Amaro Olímpio Pereira Jr. 2019. 108 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/documentos/Adriana_Ribeiro_Gouv%C3%AAa._MESTRAD O-2019.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

GREEN, R.; NEWBERY, D. **Competition in the British Electricity Spot Market.** 1992. Disponível em: <https://www.jstor.org/stable/2138629?read-now=1&refreqid=excelsior%3Af6cbf4c9ec094790bc9e661e685bd115&seq=1>. Acesso em: 03 dez. 2020.

HARARI, Y. N. **Uma breve história da humanidade.** Tradução de Janaína Marcoantonio. Porto Alegre: L&PM Pocket, 2018. p. 454

HARO, S. *et al.* Toward Dynamic Network Tariffs: A Proposal for Spain. *In: Innovation and Disruption at the Grid Edge.* 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128117583/innovation-and-disruption-at-the-grids-edge>. Acesso em: 03 dez. 2020.

HUMMON, M. *et al.* **Fundamental Drivers of the Cost and Price of Operating Reserves.** 2013. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58491.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

IEA – International Energy Agency. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets.** Paris - France: OECD/IEA, 2002.

IEA – International Energy Agency. **The power to choose demand response in liberalised electricity markets.** Paris: OECD, 2003.

IEA - International Energy Agency. **Technology roadmap: electric and plug-in hybrid electric vehicles.** 2011. Disponível em: www.iea.org. Acesso em: 03 dez. 2020.

IEA - International Energy Agency. **Electric Vehicles.** 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/electric-vehicles>. Acesso em: 03 dez. 2020.

INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é geração distribuída.** 2015. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. Acesso em: 03 dez. 2020.

IRENA. **Future of Solar Photovoltaic**. 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

IRENA. **The Energy Progress Report**. 2020. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/May/SDG7Tracking_Energy_Progress_2020.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

JOSKOW, P. L. **Lessons learned from electricity market liberalization**. 2008. Disponível em: economics.mit.edu/files/2093. Acesso em: 03 dez. 2020.

KEARNEY ENERGY TRANSITION INSTITUTE. **Introduction to Smart Grids**. 2015. Disponível em: <https://www.energy-transition-institute.com/smart-grids/download>. Acesso em: 03 dez. 2020.

KEARNEY ENERGY TRANSITION INSTITUTE. **Electricity Storage FactBook**. 2018. Disponível em: [electricity-storage-factbook/download](https://www.energy-transition-institute.com/electricity-storage-factbook/download). Acesso em: 03 dez. 2020.

KNIEPS, G. Internet of Things and the Economics of Microgrids. *In: Innovation and Disruption at the Grid Edge*. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128117583/innovation-and-disruption-at-the-grids-edge>. Acesso em: 03 dez. 2020.

LEITE, D. R. V. **Medidores Eletrônicos: Análise de Viabilidade Econômica no Contexto das Redes Inteligentes**. 2013. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Dissertacao_Davi_Rabelo.pdf/ee107fa2-d0ce-430f-b981-2c613f8a4e55. Acesso em: 03 dez. 2020.

LOPES, Y. *et al.* **Novos Desafios em Redes e Telecomunicações para o Sistema Elétrico**. 2012. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/267626119_Smart_Grid_e_IEC_61850_Novos_Desafios_em_Redes_e_Telecomunicacoes_para_o_Sistema_Eletrico. Acesso em: 03 dez. 2020.

MADAENI, S. H. *et al.* **Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States**. 2012. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54704.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

MEDEIROS, L. **Previsão do preço spot no mercado de energia elétrica**. 2003. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=4777@1>. Acesso em: 03 dez. 2020.

MELLO, A. P. C. **Estratégia de Controle Volt/Var Coordenado para Sistemas de Distribuição Inteligentes**. 2018. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/13579/TES_PPGEE_2018_MELLO_ANA%20PAULA.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 03 dez. 2020.

MIT. **Utility of the future**. 2016. Disponível em: <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

MME. **O ministério**. 2020. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/institucional/o-ministerio>. Acesso em: 03 dez. 2020.

ONS. **O que é ONS**. 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 03 dez. 2020.

POUDINEH, R. **Liberalized retail electricity markets: What we have learned after two decades of experience**. 2019. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/12/Liberalized-retail-electricity-markets-EL-38.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

PRADA, J.; OSPINA, J. P. **Análisis e evaluación del cargo por capacidad en la generación de energía eléctrica en Colombia**. 2004. Disponível em: <https://repository.javeriana.edu.co/bitstream/handle/10554/7085/tesis20.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 03 dez. 2020.

RAMSEY, F. P. A Contribution to the Theory of Taxation. **The Economic Journal**, 37(145), 47–61, 1927.

ROS, A. J. *et al.* **International Experiences in Retail Electricity Markets**. 2018. Disponível em: <https://www.accc.gov.au/system/files/Appendix%2011%20-%20The%20Brattle%20Group%20-%20International%20Experiences%20in%20Retail%20El....pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

ROTARU, D. V. **The UK electricity market evolution during the liberalization process.** 2013. Disponível em: ceswp.uaic.ro/articles/CESWP2013_V2_ROT.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

SEHN, P. A. **Reserva de Potência Operativa e o mercado de serviços ancilares.** 2019. Disponível em: <http://abiape.com.br/wp-content/uploads/2019/08/Reserva-de-Pot%C3%Aancia-Operativa-e-o-mercado-de-servi%C3%A7os-ancilares.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

SHUTTLEWORTH, G.; MCKENZIE, I. **A comparative study of the electricity markets in UK, Spain and Nord Pool.** 2002. Disponível em: <https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive1/5566.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

SINAPSIS, *et al.* **Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e suas Implicações na Regulação.** 2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36144/472644/Produto+1.pdf>. Acesso em: 03 dez. 2020.

STEINIGER, H. Virtual Power Plants: Bringing the Flexibility of Decentralized Loads and Generation to Power Markets. *In: Innovation and Disruption at the Grid Edge.* 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128117583/innovation-and-disruption-at-the-grids-edge>. Acesso em: 03 dez. 2020.

WALVIS, A. **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia.** Orientador: Edson Gonçalves. 2014. 100 f. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial) - Pós-Graduação em Economia, Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/12046/Alida%20Walvis%20-%20Disserta%C3%A7%C3%A3o%20-%20Vers%C3%A3o%20Final.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 03 dez. 2020.

WEBB, J.; WILSON, C. Powering the Driverless Electric Car of the Future. *In: Innovation and Disruption at the Grid Edge.* 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128117583/innovation-and-disruption-at-the-grids-edge>. Acesso em: 03 dez. 2020.

WEF - World Economic Forum. **The future of electricity:** new technologies transforming the grid edge. 2017. Disponível em: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017.pdf. Acesso em: 03 dez. 2020.

APÊNDICE A – Simulação para custo coincidente de pico

Código utilizando para criar a simulação do custo coincidente de pico e a respectiva visualização dos custos para os consumidores

```

1. #importando os pacotes necessários
2. import numpy as np
3. import pandas as pd
4. import matplotlib.pyplot as plt
5. import seaborn as sns
6. import random
7.
8. períodos = ['Jan', 'Fev', 'Mar', 'Abr', 'Mai', 'Jun', 'Jul', 'Ago', 'Set', 'Out', 'Nov', 'Dec']
9. picos_mês = {}
10. def picos(meses, total):
11.     """Retorna uma lista aleatoriamente escolhida de positivos inteiros que somam a
    um total.
12.     Cada lista é igualmente provável de acontecer."""
13.     horas = sorted(random.sample(range(1,total), meses - 1))
14.     return [a - b for a, b in zip(horas + [total], [0] + horas)]
15.
16. picos_determinados = picos(12,50)
17. for i, p in enumerate(períodos):
18.     picos_mês[p] = picos_determinados[i]
19.
20. df = pd.DataFrame(list(picos_mês.items()), columns = ['Mês', 'Picos'])
21.
22. #formatando a tabela para que cada observação seja uma hora de pico
23. lista = []
24. for índice, linha in df.iterrows():
25.     for i in range(linha['Picos']):
26.         lista.append(str(linha['Mês']) + '-' + str(i + 1))
27. potência_anticipada = pd.DataFrame(np.random.randint(5000,10000, size = 50),lista, columns = ['MW_anticipado'])
28.
29. #adicionar o custo alocado de acordo com os picos antecipados
30. custo = 100000
31. potência_anticipada.loc[potência_anticipada['MW_anticipado'] == potência_anticipada['MW_anticipado'], "custo_anticipado"] = (potência_anticipada['MW_anticipado']/potência_anticipada['MW_anticipado'].sum())*custo
32.
33. #simular o cenário de potência realizada, considerando o erro dado pelo desvio padrão do cenário antecipado
34. lista_realizados = []
35. for índice, linha in potência_anticipada.iterrows():
36.     lista_realizados.append(linha['MW_anticipado'] + random.randrange(start = -int(potência_anticipada['MW_anticipado'].std()), stop = int(potência_anticipada['MW_anticipado'].std())))
37. potência_realizada = pd.DataFrame({'MW_realizado': lista_realizados},lista)
38. cenário_realizado = pd.merge(potência_anticipada, potência_realizada, right_index = True, left_index = True)
39. cenário_realizado['MW_realizado'] = cenário_realizado['MW_realizado'].astype(int)
40.
41. #determinando a potência requerida por cada consumidor
42. consumidores = []
43. for índice, linha in cenário_realizado.iterrows():
44.     números = picos(1000,int(linha['MW_realizado']))
45.     consumidores.append(números)

```



```

46. consumo = pd.DataFrame(consumidores, index = lista, columns = ['com_' + str(i + 1) f
or i in range(1000)])
47.
48. dados_consolidado = cenário_realizado.join(consumo)
49. dados_consolidado['25%'] = dados_consolidado.drop('MW_realizado', axis = 1).quantile(
q = 0.25, axis = 1)
50. dados_consolidado['50%'] = dados_consolidado.drop('MW_realizado', axis = 1).quantile(
q = 0.50, axis = 1)
51. dados_consolidado['75%'] = dados_consolidado.drop('MW_realizado', axis = 1).quantile(
q = 0.75, axis = 1)
52. dados_consolidado.reset_index(inplace = True)
53. dados_consolidado = dados_consolidado.melt(id_vars = ['MW_antecipado', 'custo_antecip
ado', 'MW_realizado', '25%', '50%', '75%', 'index'], var_name = 'consumidor', value_name =
'consumo')
54. dados_consolidado[dados_consolidado['index'] == 'Jan-1']
55. dados_consolidado.loc[dados_consolidado.consumidor == dados_consolidado.consumidor, '
pagamento'] = (dados_consolidado.loc[dados_consolidado.consumidor == dados_consolidado.consumidor, 'consumo'] / dados_consolidado.loc[dados_consolidado.consumidor == dados_consolidado.consumidor, 'MW_realizado']) * dados_consolidado.loc[dados_consolidado.consumidor == dados_consolidado.consumidor, 'custo_antecipado']
56.
57. #definindo função para classificar os consumidores
58. dados_consolidado.loc[(dados_consolidado['consumo'] <= dados_consolidado['25%']), 'q
uartil'] = '1º quartil'
59. dados_consolidado.loc[(dados_consolidado['consumo'] > dados_consolidado['25%']) & (dad
os_consolidado['consumo'] <= dados_consolidado['50%']), 'quartil'] = '2º quartil'
60. dados_consolidado.loc[(dados_consolidado['consumo'] > dados_consolidado['50%']) & (dad
os_consolidado['consumo'] <= dados_consolidado['75%']), 'quartil'] = '3º quartil'
61. dados_consolidado.loc[(dados_consolidado['consumo'] > dados_consolidado['75%']), 'qu
artil'] = '4º quartil'
62. dados_consolidado.rename(columns = {'index': 'dia'}, inplace=True)
63. dados_consolidado['índice'] = dados_consolidado['dia'] + '-'
+ dados_consolidado['consumidor']
64. dados_consolidado.set_index('índice', inplace = True)
65.
66. #estruturando dados para preparar para visualizações
67. df1 = dados_consolidado.pivot_table(values='dia', index = 'consumidor', columns='qu
artil', aggfunc='count')
68. df2 = dados_consolidado.pivot_table(values='pagamento', index = 'consumidor', aggfunc
='sum')
69. df3 = pd.merge(df1, df2, on='consumidor')
70. df3.loc[df3.pagamento <= 90, 'categoria'] = 'Até 90 reais'
71. df3.loc[(df3.pagamento > 90) & (df3.pagamento <= 100), 'categoria'] = 'De 90 a 100 rea
is'
72. df3.loc[(df3.pagamento > 100) & (df3.pagamento <= 110), 'categoria'] = 'De 100 a 110 r
eais'
73. df3.loc[df3.pagamento > 110, 'categoria'] = 'Acima de 110 reais'
74. df3.sort_values(by='pagamento')
75.
76. #visualização
77. sns.set_style('darkgrid')
78. fig, ax = plt.subplots()
79. fig.set_size_inches(9, 5)
80. ordem = ['Até 90 reais', 'De 90 a 100 reais', 'De 100 a 110 reais', 'Acima de 110 reais
']
81. ax = sns.swarmplot(x='categoria', y='4º quartil', data = df3, order = ordem, palette
= 'ocean')
82. ax = ax.set(xlabel = 'Valor pago', ylabel='Frequência no último quartil', title = 'Sim
ulação custo coincidente de pico')
83. sns.despine()

```