

A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, O *NET METERING* E A ABERTURA DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL: reflexões a partir do estudo de caso da geração distribuída na Califórnia

Barbara Bianca Sena

Procuradora Federal, em exercício na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) há 13 anos. Mestre em Administração Pública pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP). Pós-graduada em Direito Público com ênfase em Direito Regulatório pela Universidade de Brasília (UnB). Possui curso de aperfeiçoamento em Economia da Eletricidade e Novas Tendências de Mercado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Professora da Pós-graduação em Direito de Energia pela PUC-MG.

Fábio Eiji Yamasaki

Especialista de Estratégia de Tecnologia e Arquitetura de Sistemas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) há 4 anos. Engenheiro Eletricista com ênfase em Computação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Pós-graduado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Possui curso de aperfeiçoamento em Economia da Eletricidade e Novas Tendências de Mercado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Kauane Araújo Silva

Analista de Contas Setoriais na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) há 5 anos. Bacharel em Ciências Econômicas e Ciências da Humanidade pela Universidade Federal do ABC (UFABC). Possui curso de aperfeiçoamento em Economia da Eletricidade e Novas Tendências do Mercado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Mariana Araújo Zucchi

Analista de Contas Setoriais na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) há 5 anos. Mestre em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da

Universidade de São Paulo (USP). MBA em Energia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP). Possui curso de aperfeiçoamento em Economia da Eletricidade e Novas Tendências do Mercado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Paulo Daniel Ferreira Franco

Especialista de Estratégia de Tecnologia e Arquitetura de Sistemas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) há 13 anos. Bacharel em Sistemas de Informação pela Universidade Bandeirante de São Paulo. Pós-graduado Especialista em Administração - Gestão de Projetos (Práticas do PMI) pelo Centro Universitário SENAC, MBA em Artificial Intelligence & Machine Learning pela Faculdade de Informática e Administração Paulista (FIAP). Possui curso de aperfeiçoamento em Economia de Eletricidade e Novas Tendências de Mercado (FGV). Cursando Pós-graduação de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética na Universidade de São Paulo (USP).

Pedro Henrique Peixoto Leal

Procurador Federal em exercício na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Mestre em Direito pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Pós-graduado em Direito Público pela Universidade de Brasília (UnB). Possui curso de aperfeiçoamento em Economia da Eletricidade e Novas Tendências de Mercado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Regina Akemi Sasai

Analista de Contas Setoriais na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) há 4 anos. MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Possui curso de aperfeiçoamento em Economia da Eletricidade e Novas Tendências do Mercado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

Introdução

As discussões sobre a geração distribuída e seus impactos sistêmicos e econômicos têm se destacado no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O SEB, até então movido à geração centralizada, tem se submetido a um processo de inserção de novas tecnologias, muitas vezes, disruptivas e de descentralização da produção de energia.

Em termos mundiais, a produção de energia de matriz fotovoltaica tem apresentado um ritmo de crescimento que superou as expectativas da *International Energy Agency* (IEA). Nesse cenário, a expansão da capacidade instalada de produção de energia solar foi acompanhada de uma redução dos custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos, de ganhos de escala e aumento de eficiência dos painéis solares, o que permitiu uma aceleração desse mercado.

Percebe-se, no Brasil, uma inserção crescente e exponencial da Mini e Microgeração Distribuída (MMGD), também superando as expectativas apresentadas em estudos preliminares da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos anos de 2012, 2013 e 2014, foram conectadas, na rede de distribuição de energia elétrica, 7, 48 e 289 novas usinas, respectivamente. Em 2015, a quantidade de novas conexões saltou para 1.345. Em 2016, o aumento foi de 6.490 conexões. Esse número seguiu crescendo exponencialmente: em 2019, tivemos 123.644 novas conexões; já nos anos de 2020, 2021, 2022 e 2023 foram, respectivamente, 226.817, 458.325, 796.030 e 641.977 novas conexões.

Esse crescimento exponencial deve-se, em grande medida, aos incentivos legais e regulatórios que foram conferidos à produção de energia por meio de fontes renováveis, e notadamente, nesse caso, aos subsídios tarifários para os consumidores cativos que decidiram por implantar pequenas usinas e aderir ao sistema de compensação.

O crescimento da tarifa no mercado cativo também tem funcionado como um estímulo para que mais consumidores busquem produzir sua própria energia e participar do referido sistema de compensação.

No presente artigo, apresenta-se a alteração de paradigma sistêmico provocada, entre outros fatores, pela MMGD, bem como o histórico da geração distribuída no Brasil, com vistas a identificar possibilidades quanto ao tema em face da perspectiva de maior abertura do mercado de energia no país, atualmente contemplada no Projeto de Lei nº 414/2021, em tramitação na Câmara dos Deputados¹.

Cogita-se, afinal, que esse novo cenário pode vir a ser propício a que o consumidor – *prossumidor* ou *prosumer* – comercialize livremente excedentes de energia no mercado livre, algo que atualmente não é compatível com o modelo de geração distribuída existente no Brasil.

A intenção do presente artigo, portanto, é rememorar o contexto e a atual conformação da geração distribuída no país, com ênfase para os aspectos jurídicos e regulatórios que lhe dizem respeito, e buscar visualizar possíveis mudanças quanto a esse tema que possam advir da eventual aprovação do já referido Projeto de Lei nº 414/ 2021, que trata da expansão do mercado livre de energia no país.

Por fim, em esforço de estudo de caso, será empreendida também uma reflexão quanto ao que acontece na Califórnia, localidade na qual a geração distribuída avançou para uma política de medição de energia líquida, conhecida como *net metering* 3.0.

1. A alteração de paradigmas na operação do sistema e repercussões regulatórias do crescimento da geração distribuída no Brasil

No passado remoto, a geração de eletricidade em pequena escala e mais próxima aos centros de consumo foi a regra. Todavia, grandes demandas de energia, notadamente com o crescimento industrial do país, somente podiam

1

Disponível

em:

<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036> (acesso em 07/03/2023).

ser atendidas por meio da instalação de grandes usinas de geração, normalmente afastadas dos centros de consumo.

A partir do novo modelo instituído no final da década de 1990 e, notadamente com o seu aperfeiçoamento nos anos 2000, o Estado brasileiro destacava-se como planejador central do sistema². Esse modelo foi criado em contraposição à crise fiscal e as ineficiências no modelo estatal verificadas no final dos anos 1980.

Nesse contexto, o sistema elétrico brasileiro desenvolveu-se, conforme um planejamento central, por meio de contratos de longo prazo, firmados num ambiente regulado. Esses contratos permitiram que o setor evoluísse a partir da geração centralizada, na medida em que propiciavam a alavancagem financeira necessária para realização de investimentos em infraestrutura de grande porte com a possibilidade de maturação desses investimentos no longo prazo. Além disso, o setor contava com custos marginais decrescentes.

Por muitos anos, a matriz elétrica brasileira foi essencialmente hidrotérmica, com grande preponderância da fonte hidráulica produzida longe

² Aqui, houve um salto de aproximadamente 100 anos. Inicialmente, a energia era explorada (por indústrias ou empresas ou pela população em bairros mais densamente habitados nas zonas urbanas) a partir de pequenas centrais hidrelétricas ou pequenas usinas térmicas, num modelo descentralizado. A energia também era bastante utilizada por municípios em transporte e iluminação pública. Os primeiros sistemas elétricos implantados no país eram advindos da iniciativa privada. Apresentavam pequena dimensão e reduzido alcance e potência. Como regra, não eram interligados. O transporte de energia de modo mais eficiente e em distâncias mais longas somente pôde ocorrer com a introdução da corrente contínua, o que também proporcionou o melhor aproveitamento dos cursos d'água. No final do século XIX e início do século XX, surgiram os conglomerados industriais, com novas formas de organização societária. A indústria da eletricidade passou a ser explorada, como regra, por complexos verticalizados. Prevalcia a ideia de monopólio e integração vertical. A participação da União, nessa indústria, tem início com a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), em 1945, e de Furnas Centrais Elétricas, em 1958, dando início a era de construção de grandes hidrelétricas. O cenário ainda era de descentralização. A indústria funcionava de forma estatizada. A ideia de coordenação centralizada do sistema, principalmente para fins de planejamento e expansão, surge no final da década de 1950. Tempos depois, esse papel passou a ser desempenhado pela Eletrobrás, criada em 1962. A lógica da estatização foi sendo modificada no final da década de 1990. Suas primeiras diretrizes, tendentes a desverticalização e liberalização de mercado, foram propostas no Projeto Re-SEB. Também, estavam associadas a uma proposta mais ampla de reforma do Estado. Somente no final da década de 1970, a partir da interligação elétrica, a operação do sistema passou a ser coordenada de forma central. Essa função foi exercida pela Eletrobrás num primeiro momento, que coordenava empresas públicas e privadas. Em meados da década de 1990, parcela considerável da população brasileira tinha acesso a eletricidade de forma segura e confiável. Essa segurança derivava justamente da coordenação central, da expansão e da operação. Essa característica do sistema foi determinante para assegurar confiabilidade e segurança no fornecimento de energia para a população brasileira.

dos centros de carga. Apesar de se caracterizar como uma matriz limpa, a geração centralizada também demandava investimentos em extensas linhas de transmissão que pudessem transportar a eletricidade até os usuários finais.

A construção de grandes usinas hidrelétricas e de extensas linhas de transmissão sempre foi objeto de controvérsias econômicas, sociais e ambientais³.

Todavia, esse era o modelo tradicional de funcionamento do sistema elétrico brasileiro, formado por grandes redes de alta tensão (transmissão) que permitem levar a energia produzida, em grande parte, pelas usinas hidrelétricas, até as redes de baixa tensão (distribuição), que, por sua vez, possibilitam o fornecimento dessa eletricidade ao consumidor final. O conjunto dessas redes é denominado Rede Básica e forma o que chamamos de Sistema Interligado Nacional (SIN), operado por um órgão central, o Operador Nacional do Sistema (ONS).

O ONS opera as redes de alta tensão e procura disciplinar a produção de energia a partir do menor custo de produção ponderado com a disponibilidade presente e futura e a preservação dos recursos naturais. Trata-se do chamado despacho pela ordem de mérito. Nesse contexto, como regra, as usinas térmicas eram chamadas a gerar em cenários de instabilidade da rede, para suprir eventual *déficit* de energia no sistema ou atendimento à ponta da carga. Muitas vezes, essas usinas, ainda que operadas por fontes fósseis, têm a nobre função de assegurar confiabilidade e segurança ao SIN.

Entre os anos 2012 e 2023, observou-se uma alteração considerável no modelo de expansão da capacidade instalada de geração. Ela se deu, de forma quase que exclusiva, pelo crescimento da implantação de usinas de fontes renováveis variáveis, como eólica e solar. A diversificação da produção de energia por fontes renováveis – eólicas e fotovoltaicas – de natureza variável ou inflexível tende a deslocar a geração hidrelétrica e, com isso, produzir algum impacto no funcionamento do mecanismo de realocação de energia e na

³ Esse fenômeno não ocorre apenas no Brasil. Na Europa, surgiram grandes movimentos em oposição à construção de longas linhas de transmissão. Esse fenômeno foi denominado “*not in my back yard*” ou “NIMBY” (ARAUJO, XX)

liquidação da energia no mercado *spot*⁴. O resultado foi a percepção de que os custos passavam a ser crescentes, encarecendo as tarifas.

Ao contrário do que ocorria no modelo de planejamento central, em que o Poder Concedente apontava diretrizes contendo a ordem de construção de cada usina, o tipo de usina e o local onde seriam implantadas, segundo um racional de necessidade sistêmica, com a liberalização gradativa do mercado, a lógica passou a ser de descoordenação.

A União permanece exercendo seus poderes de planejamento da exploração das atividades de energia elétrica; porém, as outorgas, para o mercado livre, são concedidas, com observância de algum nível regulatório, mas de forma descoordenada, no sentido de permitir que cada empreendedor construa usinas eólicas ou solares, conforme sua própria discricionariedade, no local de sua escolha⁵.

Não obstante, ainda assim, permanece válida a premissa de que a coordenação central, da expansão e da operação, é fulcral para garantir segurança e confiabilidade sistêmica.

A geração distribuída no Brasil ganhou notoriedade de forma concomitante à gradativa liberalização do mercado. Notadamente a MMGD, a partir de placas fotovoltaicas, tem representado verdadeira quebra de paradigma na operação do sistema. Com efeito, com o incremento da MMGD, tal sistema tem se tornado cada vez mais descentralizado.

Trata-se, afinal, de geração em pequena escala que permite a produção da eletricidade no ponto de consumo ou próxima a ele. Para o consumo exclusivo dessa energia, dispensa-se as grandes linhas de transmissão tradicionais e se reduz perdas elétricas na rede. As perdas também são consideradas no cálculo das tarifas, de modo que essa redução poderia contribuir para a diminuir o seu valor.

⁴ A grande inserção de energias renováveis tem provocado a redução do preço da energia no mercado curto prazo.

⁵ O professor e economista Edvaldo Santana, ex-diretor da ANEEL, escreveu para o Valor Econômico (2024): “Em 2023, 90% dos investimentos em geração foram em eólica (30%) e solar (60%). Mas, em virtude da descoordenação, cada um constrói o que quer e onde quer, apesar da existência de uma secretaria e uma empresa de planejamento. Os estímulos decorrem de subsídios definidos politicamente e por interesses regionais (um “influencer” de ineficiências) que alimentam e são alimentados por “jabutis”.

Todavia, o sistema, ao fim e ao cabo, é utilizado por esses produtores como verdadeira bateria, na medida em que demandam energia da rede quando suas usinas não conseguem gerar.

No Brasil, essa energia tem sido produzida, em grande medida, por meio da fonte solar, caracterizada por ser uma matriz renovável. Esse mesmo fenômeno tem ocorrido em outras regiões, como Europa e Estados Unidos. Assim, o crescimento dessa forma de geração distribuída pode contribuir para a descarbonização e para a garantia da sustentabilidade ambiental.

A depender dos mecanismos e incentivos que forem disponibilizados em benefício da geração distribuída, a sua implantação pode se tornar bastante atrativa para o consumidor, pelos seus benefícios ambientais, mas, principalmente, pela economia que lhes é oferecida ao gerarem sua própria energia, bem como pela possibilidade de obterem lucros comercializando o excedente de energia que não for necessário para o seu próprio consumo⁶.

No Brasil, o incentivo veio na forma de subsídio cruzado. Afinal, esse custo tem sido repassado aos demais consumidores que não geram sua própria energia. E não apenas esse, mas outros subsídios, como os direcionados a produtores independentes de energia que geram a partir de fontes renováveis (solar, eólica, biomassa e hídrica), têm ocasionado um sensível aumento nas tarifas de distribuição de energia⁷. Como consequência, aumentam os incentivos para a migração de consumidores para o mercado livre ou para que passem à categoria de mini e microgeradores distribuídos.

Observa-se, assim, que o modelo de incentivos adotado contribuiu para o crescimento exponencial dessa forma de geração descentralizada. Embora o crescimento de geração renovável possa trazer externalidades ambientais positivas, subsídios cruzados tendem a criar distorções econômicas relevantes. Ademais, no Brasil, ao menos em parte, o aumento da capacidade instalada de renováveis variáveis tem ocorrido de forma artificial, em virtude

⁶ Na Europa, esses incentivos produziram um fenômeno denominado *“please, in my backyard”* ou *“PIMBY”*.

⁷ Para melhor compreensão do impacto dos subsídios nas tarifas dos consumidores residenciais, a ANEEL disponibilizou o subsidiômetro (<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro>).

justamente do subsídio aqui destacado, e não apenas por força de circunstâncias de mercado que tornassem a tecnologia mais competitiva.

Deve-se ter em conta, ainda, que, o crescimento da geração distribuída pode causar impactos no fluxo de caixa das distribuidoras. Isso porque a inserção de geração fotovoltaica implica em redução da receita da concessionária de distribuição, pois parte da energia consumida seria, em princípio, por ela fornecida. Para faturamento dos serviços de distribuição, o sistema brasileiro se utiliza do modelo de tarifa monômnia⁸. Desse modo, o crescimento da MMGD produz uma redução da carga da distribuidora quando os *prossumidores* estão gerando sua própria energia e, também, quando injetam o excedente na rede.

Isso significa que o crescimento da MMGD pode resultar num cenário de sobrecontratação⁹ de energia pelas concessionárias de distribuição, ao mesmo tempo em que enseja uma redução do seu faturamento. Ademais, em determinadas horas do dia, a energia produzida por esses consumidores pode reduzir a necessidade de suprimento da carga por energia produzida por grandes usinas, mais distantes dos centros de carga. Todavia, se essa energia está assegurada por contratos de longo prazo no ambiente regulado, esse custo permanece sendo repassado na tarifa e arcado por consumidores que não se beneficiam do SCEE.

Esses impactos no fluxo de caixa podem eventualmente demandar compensações por meio de mecanismos de reposicionamento tarifário, realizados periodicamente. Afinal, a sustentabilidade da concessão é necessária

⁸ Na tarifa monômnia, aplicada na baixa tensão, “o valor pago na conta de luz é calculado a partir da multiplicação da tarifa de energia pelo consumo da unidade”. Cuida-se de uma tarifa proporcional ao consumo. Significa dizer que “caso uma unidade consumidora aumente ou diminua consideravelmente o consumo de energia, os custos fixos serão rateados entre os demais consumidores, também refletindo em mais ou menos custos para eles, mesmo que não ocorra mudanças na demanda deles”. Já o modelo de tarifa binômnia, atualmente aplicado para alta tensão, possibilitaria a consideração de duas funções de custos: “o fixo, compartilhado pelo grupo de usuários da rede, e o variável, proporcional ao consumo da unidade consumidora”. Por possuir dois componentes, pela tarifa, é possível remunerar, de forma separada, os custos fixos da distribuidora, não associados ao consumo das unidades. Esses custos são devidamente rateados entre os consumidores, conforme regulação da ANEEL. Apenas o segundo componente da tarifa será proporcional ao consumo de cada unidade (MegaWhat).

⁹ A Lei nº 14.300/2022, nos seus arts. 21 e 33, possibilitou que essa sobrecontratação, quando classificada como involuntária, pudesse ser repassada como risco do consumidor, passando a ser inserida como componente financeiro na Parcela A da tarifa de distribuição.

para a manutenção da qualidade do serviço público, nos termos do art. 6º da Lei nº 8.987/1996.

Esse cenário, como dito, contribui para o aumento das tarifas e incrementa os incentivos para a implantação da geração descentralizada por novos consumidores. Ademais, pode majorar a tarifa do serviço de fornecimento de energia para os consumidores - que não têm possibilidade de implantar sua própria usina - de forma tão significativa que isso pode representar verdadeiro risco de inadimplemento das faturas, com aumento das receitas irrecuperáveis¹⁰.

Esse ciclo é costumeiramente denominado “espiral da morte”, eis que pode comprometer a própria sustentabilidade das redes de distribuição, principalmente sob um regime jurídico permeado por subsídios que provocam distorções econômicas.

Por outro lado, a energia produzida por consumidores e o excedente injetado na rede de distribuição não se insere no âmbito direto da operação nacional do sistema. Isso porque a geração é incrementada mediante utilização de redes de baixa tensão. Assim, a inconstância e variabilidade da fonte solar trazem desafios relevantes para a sua operação. Essa inflexibilidade pode demandar do ONS uma atuação complexa para assegurar o equilíbrio entre a carga e a geração, evitando *blackouts* em determinados períodos do dia, se, por exemplo, o aumento da demanda coincide com a saída da geração solar no final da tarde¹¹.

Nesse contexto, é inegável que a MMGD, por meio da instalação de painéis solares, produz benefícios substanciais para a sociedade, pois, a partir de fonte de energia considerada limpa, possibilita-se a redução de perdas técnicas na rede e posterga obras de geração (SANTANA, 2023b).

¹⁰ Valor considerado na tarifa para cobrir custos relacionados à inadimplência.

¹¹ O Diretor de Operação do ONS, Cristiano Vieira, relatou esse desafio no inverno de 2023: “No inverno, com a chegada da frente fria e mudança no perfil de consumo, o desafio passou a ser o atendimento às rampas no final da tarde, quando há coincidência da saída da geração solar com a entrada de carga. Nesse período, chegamos a atender elevações de 28 GW em 3 horas, que é equivalente a dar a partida em duas usinas de Itaipu do zero. Para garantir o equilíbrio entre carga e geração durante esses períodos, o ONS precisou atuar conjunta e antecipadamente com os agentes proprietários de usinas hidráulicas para sincronizarem a velocidade de entrada de mais energia com o aumento da demanda” (MegaWhat, 05/jan/2024)

Todavia, o incremento da MMGD na rede de distribuição enseja maior complexidade para a operação da rede e necessidade de estabelecer requisitos operacionais, de controle e proteção da rede, pelas distribuidoras, direcionados a essas peculiaridades, bem como atribuições no processo de cobrança pelo uso do sistema elétrico e discussões sobre a incidência de tributos (ANEEL, 2016).

Ademais, o crescimento exponencial da MMGD, especialmente a partir de fontes renováveis inflexíveis, requer que a EPE e o ONS equacionem, em curto e médio prazo, problemas de confiabilidade e segurança energética (ROCKMANN, 2023).

Com efeito, o crescimento da MMGD enseja a alteração de parâmetros técnicos de funcionamento do SIN, que tradicionalmente trabalhava com um fluxo unidirecional, e requer a adoção de programas políticos que assegurem confiabilidade e segurança sistêmica (AGU, 2023).

Além disso, os consumidores cativos brasileiros sofrem com as repercussões tarifárias dos subsídios cruzados¹² criados por esse crescimento não projetado inicialmente pelos órgãos de planejamento ou pelo regulador setorial. Conforme esclarecido no Parecer nº 038/2023/PFANEEL/PGF/AGU:

[...] 11. Naquela oportunidade, inobstante a inexistência de disposição legal específica sobre o tema, percebia-se uma demanda incipiente para a instalação de mini e microgeradores por consumidores. Nesse sentido, de forma reativa, a norma reguladora tinha a finalidade de incentivar a MMGD, viabilizando a geração de pequeno porte ao reduzir barreiras de conexão. Todavia, não se estimava, inicialmente, que o incentivo produzisse o crescimento dessa atividade na velocidade em que ela se deu. Em 2018, apenas seis anos após a edição dessa norma, a MMGD no Brasil atingiu o seu primeiro giga (cf. HeadCast #14 GD: a conta do sol na taxa de luz, Lucas Simone, 7/04/2022). A introdução da MMGD, principalmente por meio da fonte solar fotovoltaica, seguiu crescendo exponencialmente. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE): A modalidade de Micro e Minigeração distribuída (MMGD) surpreende com seus números a cada ano. Em 2020, pela primeira vez, a tecnologia fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada no ano, com 2,5 GW instalados, superando os números de todas as outras tecnologias, inclusive de geração

¹² Conforme esclarecido no voto condutor da edição da Resolução Normativa ANEEL (REN) nº 1059/2023, “no processo de revisão da REN 482/2021, que culminou na publicação da REN 687/2015, foram discutidas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada local e remotamente, sendo questionado se o SCEE deveria ser aplicado de modo que a energia injetada fosse utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias). Contudo, foi mantido o modelo originalmente estabelecido e determinada nova revisão, com foco no aspecto econômico, até o final de 2019”.

centralizada. Em 2021, a modalidade de MMGD continua se desenvolvendo em ritmo forte, havendo ultrapassado a marca de 6 GW no primeiro semestre do ano (PDE 2031).

Confira-se, também, o que a Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica do TCU deixou consignado quanto ao tema:

[...] 51. Por meio dela, e por causa dela, foram concedidos subsídios a determinados *stakeholders* para expandir mais aceleradamente esse ou aquele tipo de fonte de energia elétrica, entre as várias que estavam disponíveis; (...).

(...)

53. Desde 2012, a Geração Distribuída cresceu, e muito. A quantidade de usinas geradoras aumentou significativamente, passando de mais de 130 mil, assim como disparou a potência total instalada no Brasil por meio desse tipo de geração - que chega a 1,67 GW, conforme dados da Aneel. Junto com isso, aumentou o montante de subsídios concedidos a cada ano e seu impacto na eficiência do mercado e no bolso dos consumidores não beneficiados.

54. A caracterização da REN 482/2012 como uma política de subsídios, mais especificamente de subsídios cruzados, se deve ao fato de que parte do desconto que é concedido desde 2012 aos geradores GD é custeada pelos demais consumidores de energia brasileiros – que não quiseram ou não puderam instalar sistema de painéis fotovoltaicos em suas residências ou empresas, por exemplo. 55. O gerador GD se utiliza da rede da distribuidora de energia elétrica para consumir a energia de que precisa nos momentos em que a sua geração própria não é suficiente para atender suas necessidades. Isso ocorre quando seu consumo é maior do que a geração; em dias nublados; durante a noite ou quando seu sistema está em reparo, por exemplo.

56. Os sistemas de distribuição e de transmissão – incluindo-se aí, subestações, transformadores, estações conversoras, cabos e fios, equipamentos de proteção, equipamentos de estabilização da energia e elementos ativos de operação e controle, entre outros -, precisam estar dimensionados e preparados para o gerador GD quando esse demandar energia da distribuidora.

57. Apesar da limitação à capacidade de análise imposta pelo tempo exíguo, típico de representações com pedidos de medida cautelar, foi possível concluir que o custo desta disponibilidade de rede e serviço ao gerador GD não é integralmente cobrado na regra atual da REN Aneel 482/2012. Dos documentos em consulta pública, percebe-se que apenas uma parcela desse custo é cobrada do gerador GD. Mas essa parcela não remunera o uso que o gerador GD faz da rede de distribuição.

58. Como esses custos permanecem, e são necessários para manter o sistema da distribuidora disponível, acabam sendo arcados pelos demais consumidores de energia elétrica.

59. Segundo estimativa da Aneel em seu Relatório de Análise de Impacto Regulatório 3/2019- SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/Aneel (peça 12, p. 4), submetido à consulta pública, o custo desse subsídio entre os anos de 2020 e 2035 seria da ordem de R\$ 55 bilhões (R\$ 23 bilhões devido à GD Local

e R\$ 32 bilhões devido à GD Remota), caso não venha a ser modificada a atual regra de compensação de energia (TCU, 2019).

Nesse contexto, reconhece-se que a geração distribuída promoveu uma verdadeira quebra de paradigmas no setor elétrico brasileiro, bem como que o crescimento da geração descentralizada traz benefícios socioambientais relevantes. Além disso, esse modelo permite que o consumidor seja mais proativo, possibilitando uma maior resposta da demanda. Porém, há significativos desafios operacionais e regulatórios decorrentes do tema, alguns dos quais foram aqui destacados.

2. Aspectos jurídicos e regulatórios da geração distribuída no Brasil

A produção de energia elétrica por meio de mini e microgeração distribuída não é considerada, no Brasil, uma fonte de comercialização de energia, mas, como visto, inserida no segmento de consumo. A MMGD é modalidade de produção de energia que detém regime jurídico distinto daquele que disciplina os segmentos de geração hoje conhecidos, quais sejam: o de prestação de serviço público, o de produção independente de energia e o de autoprodução de energia.

Trata-se de mecanismo que confere participação mais ativa aos consumidores cativos na indústria elétrica com a inserção de pequenos geradores localizados bem próximos às demandas de cargas.

Segundo Edvaldo Santana (2023), “a geração distribuída (GD) é a principal transformação do setor elétrico mundial nos últimos 15 anos. Cobriu uma lacuna. Deu protagonismo ao consumidor”. São os denominados *prosumidores* ou *prosumers*, isto é, consumidores que produzem a sua própria energia.

A ideia de geração distribuída surgiu inicialmente no âmbito do ambiente regulado de comercialização de energia, quando da edição da Medida Provisória nº 144/2003, convertida na Lei nº 10.848/2004, que permitiu que as concessionárias de distribuição adquirissem parcela da sua energia fora dos chamados leilões regulados.

O artigo 14 do Decreto nº 5163/2004 traz o conceito de geração distribuída como a produção de energia elétrica proveniente de

empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador¹³.

A MMGD, por sua vez, é uma forma de geração distribuída, mas não propriamente aquela que foi disciplinada pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004. A MMGD caracteriza-se pela implantação de centrais geradoras de pequeno porte, que normalmente produzem energia a partir de fontes renováveis¹⁴ ou por cogeração qualificada, que também se utilizam da rede de distribuição. Essas centrais se conectam a rede a partir de unidades consumidoras (em baixa ou média tensão).

Assim, nesse caso, a rede é utilizada para transferir o excedente de energia gerada para o sistema ou para que os *prossumidores* se beneficiem da energia produzida no âmbito do próprio sistema quando a produção própria não é suficiente para atendimento das suas necessidades, o que se dá por meio de mecanismos de compensação no faturamento do serviço de distribuição.

Essa possibilidade de compensar os excedentes de energia gerados pelos consumidores com os volumes de energia consumidos a partir da rede de distribuição faz com que a rede funcione, para os *prossumidores*, como uma bateria capaz de armazenar os excedentes produzidos (ANEEL, 2016).

A mini e a microgeração distribuída são diferenciadas a partir dos níveis de potência instalada. A microgeração corresponde a centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW). Já a minigeração distribuída diz respeito aos pequenos geradores com potência instalada superior a 75 kW e até 5 MW¹⁵.

A MMGD foi instrumentalizada por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), criado pela Agência Nacional de Energia Elétrica

¹³ Exceto a geração 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. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estão limitados a esse percentual de eficiência energética.

¹⁴ Não há impedimento legal ou técnico para que a mini e microgeração distribuída seja realizada a partir de fontes não renováveis. Assim, o conceito técnico de geração distribuída apresentado pela ANEEL é o seguinte: “A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica” (ANEEL, 2016, p.7).

¹⁵ O limite de minigeração a partir de fontes hídrica foi elevado pela REN n.º 786/2017.

(ANEEL) em 17 de abril de 2012, a partir da edição da Resolução Normativa ANEEL (REN) nº 482/2012, que também estabeleceu as condições gerais para o acesso de mini e microgeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A REN nº 482/2012 foi o primeiro diploma normativo a tratar da MMGD. A referida Resolução foi editada a partir da realização de procedimentos de participação social: uma Consulta Pública, a CP nº 15/2010, realizada de 10/09 a 9/11/2010, e uma Audiência Pública, a AP nº 42/2011, ocorrida entre 11/08 e 14/10/2011.

Tais procedimentos objetivavam permitir o debate sobre a conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição e reduzir as barreiras regulatórias existentes para viabilizar a conexão de geração distribuída de pequeno porte na rede da distribuição a partir de fontes incentivadas.

Um dos principais temas discutidos no âmbito da CP nº 15/2010 foi a viabilidade técnica e econômica da adoção do sistema do *net metering* para fins de incentivo à instalação de pequenos geradores em unidades consumidoras.

Trata-se de um sistema que se utiliza de medidores bidirecionais para permitir a medição do fluxo de energia na unidade consumidora dotada de pequena geração. Ele tornaria possível que um único medidor registrasse a energia consumida e gerada no mesmo ponto de conexão. A ideia era a de que se a geração fosse maior do que a carga, o consumidor receberia um crédito apurável em energia (kW/h) na sua fatura mensal a vencer. Por outro lado, ele pagaria somente a diferença entre a energia gerada e a consumida, acrescido de um custo mínimo pela disponibilidade da rede.

Assim, observa-se que a ANEEL se valeu desse sistema de *net metering*, o que possibilitou criar uma diferenciação entre o mini e o microgerador (consumidor) e os Produtores Independentes de Energia e os Autoprodutores, agentes de mercado que recebem algum tipo de outorga para comercialização da energia gerada ou do excedente produzido e não consumido.

Desse modo, a MMGD não pode ser confundida com a comercialização de energia considerada em estrito senso (operações de compra

e venda que geram circulação de moeda), nem com a permuta, operação prevista no artigo 25 do Decreto nº 2.003/1996 e facultada aos Autoprodutores.

Outro ponto de distinção consistiu no fato de que a geração e o consumo se situam no mesmo ponto de conexão, de tal modo que a rede da distribuidora, como dito, é utilizada como se fosse uma bateria, servindo como veículo de acumulação e descarga de energia em diferentes períodos (PGE/ANEEL, 2011).

Juridicamente, a utilização do *net metering* foi compreendida como uma ação de eficiência energética¹⁶, inserida no contexto da política energética nacional (artigo 1º¹⁷ da Lei nº 9.478/1997), que deve direcionar a atuação da ANEEL conforme previsão expressa do *caput* do artigo 2º, da Lei nº 9.427/96.

Portanto, a partir da edição da REN nº 482/2012, os consumidores passaram a ter a possibilidade de gerar sua própria energia, compensando a produção excedente com eventual consumo da energia retirada da rede, sem que isso viesse a configurar uma atividade econômica de energia (geração ou comercialização).

Esses consumidores não podem comercializar essa energia excedente. A ideia é que haja uma permuta ou compensação. Portanto, esses consumidores-geradores não perdem a qualificação jurídica de consumidores. Como tais, não necessitam de autorização prévia do Poder Concedente para operar as suas usinas.

¹⁶ Conforme esclarecido no Parecer nº 0282/2011- PGE/ANEEL: “um dos objetivos a serem perseguidos pelas políticas e diretrizes do governo federal é justamente a utilização de fontes alternativas de energia mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis. Sendo assim, entendo que a ANEEL, no exercício de seu poder normativo, tem autorização legal para, validamente, estabelecer regras e procedimentos para adoção do sistema do *Net Metering* tendo em vista que (i) tal sistema pode ser encarado como um produto de uma política pública que privilegia o uso de fontes alternativas de energia; e (ii) a ANEEL dispõe de competência para aprovar metodologias e procedimentos para otimização do acesso aos sistemas de distribuição”.

¹⁷ Art. 1º “As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos”: II – “promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos”; III – “proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos”; IV – “proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia”; VII – “identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país”; VIII – “utilizar fontes alternativas de energia mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis”.

Ou seja, tais consumidores foram submetidos a um regime jurídico próprio, que, embora tenha lhes conferido mais autonomia, não descaracterizou a sua posição na indústria elétrica enquanto agentes de consumo. Tal resolução possibilitou, outrossim, que a energia injetada na rede pelo mini ou microgerador fosse valorada pela mesma tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores (AGU, 2023).

Nesse cenário, ocorreu verdadeira inovação na regulação de energia elétrica no Brasil: a previsão de um sistema de compensação ou a permissão para que o consumidor cativo produza sua própria energia e compense, por meio do SCEE, o seu consumo, medido pela concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica local, com a energia que ele injetou na rede da distribuidora¹⁸.

Note-se que, em tal contexto, as concessionárias de distribuição desempenham um papel crucial no avanço da geração distribuída, pois têm a responsabilidade de operacionalizar o sistema de compensação. Isso envolve a divulgação das regras específicas para a conexão de sistemas de geração distribuída, a avaliação e aprovação de projetos, a aquisição e instalação de sistemas de medição, e a efetiva operação desse sistema¹⁹. Além disso, as distribuidoras passam a ter que realizar um planejamento operacional das redes elétricas considerando a penetração da geração descentralizada.

Posteriormente, a ANEEL realizou a AP nº 26/2015, entre 7/5/2015 e 22/6/2015. Dessa AP, resultou a REN nº 687/2015, que revisou a normatização da matéria. O objetivo era reduzir os custos e o tempo para a conexão da MMDG, conformar o SCEE com as Condições Gerais de Fornecimento, previstas na REN

¹⁸ O sistema de *netmetering* representou, de fato, grande inovação no regime jurídico aplicável ao fornecimento de energia elétrica, por possibilitar a produção de energia e a compensação do excedente por consumidores conectados na rede de baixa tensão. Aspecto peculiar, em certa medida, é também a dispensa de outorga para produção ou para compensação do excedente, que não foi considerada uma forma de compra e venda de energia estrito sensu. O consumidor, portanto, não se submete ao regime de liquidação de diferenças no mercado de curto prazo e tem sido dispensado, em grande medida, do pagamento pelo uso do fio.

¹⁹ Considerando esses fatores, as concessionárias apresentaram algumas preocupações nos processos de produção normativa no âmbito da ANEEL, entre elas: a necessidade de força de trabalho qualificada para avaliar os projetos de geração distribuída (GD), a necessidade de investimento na rede, a possível alteração de características técnicas da rede (como níveis de curto-circuito, sensibilidade da proteção e redução da qualidade da energia), e a possibilidade de aumento de perdas na rede em pontos nos quais a geração é maior que o consumo.

nº 414/2010, incrementar os incentivos para a sua implantação e aprimorar o conteúdo da fatura de energia relativamente ao uso do SCEE.

Assim, novas modalidades de MMGD foram concebidas, possibilitando-se a sua utilização mediante empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada²⁰ (ANEEL, 2018; AGU, 2023). Em tal ocasião, assim se registrou na instrução processual no âmbito do Tribunal de Contas da União (TCU):

[...] estabeleceu-se limites ao porte de unidades geradoras beneficiadas (elegíveis a partir de sua potência máxima) e selecionou-se cinco formas de fruição da GD admissíveis, restringindo outras não previstas. As cinco formas de fruição foram: (i) microgeração; (ii) minigeração; (iii) geração compartilhada; (iv) autoconsumo remoto; e (v) micro e minigeração distribuída por empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras.

A referida resolução produziu alterações tanto na REN nº 482/2012 quanto na seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Também em 2017, a REN nº 482/2012 sofreu nova alteração pela REN nº 786/2017, o que permitiu elevar para 5 MW o limite de minigeração a partir de fontes hídricas, tendo, ainda, vedado o enquadramento de centrais geradoras existentes no SCEE.

O baixo impacto ambiental, a melhoria do nível de tensão da rede quando há alta demanda ou períodos de carga mais pesada, a postergação de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão, a redução de perdas elétricas, a diversificação da matriz elétrica e redução da dependência da geração centralizada despachada são algumas das vantagens apontadas pela inserção da MMGD (ANEEL, 2016), que proporciona a descentralização dos recursos no setor elétrico.

A MMGD tornou-se mais popular ao longo do tempo, com o uso frenético de painéis solares por consumidores cativos. Este tem sido, na verdade, um fenômeno que extrapola fronteiras, com pioneirismo em países da Europa e tudo indica que se trata de algo irreversível (SIMONE, 2022; AGU, 2023).

²⁰ Pela REN nº 687/2015, a ANEEL alterou o limite da potência instalada de minigeração, de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas), e de microgeração, de 100 kW para 75 kW, e criou novas modalidades: empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada.

Assim, o incentivo à MMGD contribuiu para o sistema com recursos energéticos renováveis, mas, também, alterou “profundamente a dinâmica do setor, tanto em termos tecnológicos e energéticos, quanto em termos econômicos” (AGU, 2023).

Ainda que de forma não intencional, o incentivo produzido pela edição da REN nº 482/2012 e suas alterações posteriores criou um problema de alocação a ser resolvido: ainda era necessário manter o subsídio? Em caso afirmativo, quem deveria pagar por ele? Havia quem fizesse sérias críticas à manutenção dos subsídios cruzados (SANTANA, 2023b).

Observe-se que, em 2017, o crescimento exponencial da MMGD já era notável. Diante disso, naquele mesmo ano, a ANEEL abriu a discussão (AP nº 46/2017) para elaborar a sua agenda regulatória para o biênio 2019-2020 e fez constar, na proposta de abertura, o item 35, cujo tema era: “*Aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012, que trata de mini e microgeração distribuída, em linha com o determinado pela REN 687/2015*”. Igualmente, havia constado da Agenda Regulatória Aneel biênio 2018-2019 a atividade de revisão da REN nº 482/2012, precedida de realização de consulta pública.

Conforme comentado, isso se deveu, entre outros fatores, à percepção de que o incremento da MMGD trouxe externalidades negativas para o mercado, principalmente para os consumidores não geradores, uma vez que a regulação propiciou isenção sobre os custos com o uso da rede pelos *prossumidores* e produziu subsídios cruzados com pesadas repercussões tarifárias para os demais consumidores.

Vale destacar que a própria REN nº 482/2012 trazia a previsão de que ela deveria ser revisada até 31 de dezembro de 2019. Nesse contexto, houve a abertura das APs nº 44/2018 e nº 1/2019, seguidas da CP nº 25/2019. Nesta última, havia sido apresentada uma proposta que reduziria, de forma gradativa, os subsídios cruzados. Posteriormente, houve também a abertura da AP nº 40/2019.

Devido as repercussões políticas da matéria, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução 15/2020, que estabeleceu

diretrizes nacionais para políticas públicas voltadas para mini e microgeração distribuída no país.

Mais adiante, em 1º de março de 2021, foi editada a Lei nº 14.120, que promoveu alterações na Lei nº 9.991/2000, possibilitando que as concessionárias de distribuição aplicassem os recursos de eficiência energética para instalar sistemas de geração de energia renovável em edificações onde funcionam órgãos da administração pública a fim de atender o consumo do próprio órgão; mas, permitiu que eventual excedente de energia fosse utilizado em benefício de unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda.

O fato é que a tentativa de redução das externalidades negativas mediante simples revisão da REN nº 482/2012 ensejou profundas discussões políticas²¹, inclusive, com algum viés provocado por determinados grupos de interesses, que passaram a intitular o problema como “taxação do sol”²².

Entre tantas discussões que o tema envolve, pode-se resumi-las, em termos jurídicos, num problema de ponderação de interesses (também e especialmente econômicos) entre a necessidade (e a adequação) do incentivo a fontes renováveis (solar fotovoltaica, especialmente) e a efetivação do postulado da modicidade tarifária e, conseqüentemente, a produção de maior igualdade eletroenergética.

Na verdade, inicialmente o incentivo ao crescimento da MMDG podia ser visto como um mecanismo de eficiência, tendendo a reduzir investimentos em expansão nos sistemas de transmissão e de distribuição e perdas elétricas por deslocar a geração para o próprio ponto de conexão. Todavia, com o seu crescimento acelerado - em níveis que não puderam ser projetados ou antevistos pelos próprios especialistas nesse tema ou pelo planejamento setorial - as repercussões tarifárias e as falhas de mercado ocasionadas com a produção dos

²¹ Sobre o tema, o Ministério Público junto ao Tribunal de Contas da União (TCU) abriu representação em face da ANEEL (TC 037.642/2019-7) questionando a transparência da abertura do processo democrático aberto para alterar a regulação da MMDG. Todavia, o próprio TCU deixou registrado, naquela oportunidade, que havia, por parte dos administrados, de modo geral, a expectativa de que a regulação do SCEE fosse alterada em dado momento. Além disso, apontou-se que “o processo regulatório que culminou na proposta de revisão da REN Aneel 482/2012 foi suficientemente transparente e motivado, restando atendido o dever de motivação dos atos e procedimentos administrativos, nos termos dos arts. 2º, caput, 31 e 50 da Lei 9.784/1999” (TCU, 2019).

²² Como dito, a MMDG cresceu, principalmente, a partir da utilização da fonte solar.

subsídios cruzados denotaram que a questão tinha se transformado num problema de política pública e deveria ser tratada, em alguma medida, pelo Congresso Nacional.

Em 7 de janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.300, que instituiu o marco legal da MMGD, tratando, entre outras questões, do SCEE e do Programa de Energia Renovável Social (PERS). A referida lei não eliminou completamente os subsídios cruzados. Tratou de estabelecer, contudo, um longo período de transição para que eles sejam completamente eliminados, conferindo prazo de até 7 de janeiro de 2023 para que pequenas centrais geradoras pudessem se conectar à rede beneficiando-se da integralidade dos subsídios instituídos pela própria lei, convocou o CNPE a estabelecer diretrizes e a ANEEL a estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios da MMGD para o SIN, no prazo de até 18 (dezoito) meses a partir da publicação da Lei.

Foi uma escolha política, realizada pelo legislador - no exercício das competências que lhe foram conferidas pela Constituição de 1998, notadamente aquelas indicadas no parágrafo único do artigo 175²³ - mas fortemente influenciada por determinados grupos de interesses.

Diante da edição da lei em sentido formal, no mesmo ano, pela Nota Técnica nº 0041/2021/SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL²⁴, a ANEEL apresentou proposta que deveria ser submetida à CP para fins de adequar à regulação aplicável à MMGD. O fato é que, nesse cenário, a lei deu pouca margem de manobra para o regulador, definindo algumas balizas gerais em que a ANEEL deveria se pautar para o repasse de custos associados a benefícios direcionados a uma parcela específica da população.

Ainda assim, o tema ensejou muito debate, com ampla participação democrática. Todavia, foi a associação das distribuidoras quem esclareceu as

²³ Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre: I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão; II - os direitos dos usuários; III - política tarifária; IV - a obrigação de manter serviço adequado.

²⁴ O documento técnico foi posteriormente complementado pelo Memorando Conjunto nº 0002/2022SRD/SGT/SPE/ANEEL.

repercussões dos subsídios que foram criados pela lei em detrimento dos consumidores não geradores.

De acordo com o que foi narrado, num período aproximado de 120 dias, “terminados em 7 de janeiro de 2023, o pedido de migração de consumidores para a GD ultrapassou 32 GW, que equivalem ao consumo de toda Região Sul” (SANTANA, 2023). Conforme aponta Edvaldo Santana (2023), “mesmo que o ritmo de migração seja reduzido para 25 GW por quadrimestre, em cinco anos chegaremos a 375 GW, que, convertidos em kWh, seria o consumo de todo o Brasil previsto para 2033. Seria quase triplicada a superoferta de energia, hoje superior ao 20 GW médios”.

Em todo caso, após amplo debate com a sociedade, a ANEEL editou a REN nº 1059/2023, que “*aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de mini e microgeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica*”, alterando certos normativos editados pela Agência e revogando, entre outros, a REN nº 482/2012.

3. O Projeto de Lei nº 414/ 2021, a perspectiva de expansão do mercado livre de energia no país e os seus possíveis efeitos sobre a geração distribuída

Feito esse histórico sobre os aspectos jurídicos e regulatórios da geração distribuída no Brasil, resta evidente que em nenhum momento foi efetivamente possível, até a presente data, a comercialização de energia elétrica por intermédio da MMD.

Ao contrário, o que atualmente se vê é que a REN nº 1.000/2021, atenta ao contexto aqui exposto – e com dispositivos acrescentados e alterados justamente pela REN nº 1.059/2023 –, estabelece condições e procedimentos a serem observados pelo empreendedor e pela distribuidora para o enquadramento de um central geradora como geração distribuída e adesão ao SCEE, apenas para fins de compensação de energia elétrica, e não de comercialização.

No mesmo sentido, o artigo 1º, inciso XIV, da Lei nº 14.300/2022, é bastante cristalino ao dispor que o SCEE é um

[...] sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

O artigo 28 da mesma Lei nº 14.300/2022, por sua vez, preconiza que a mini e a microgeração distribuídas são caracterizadas pela produção de energia para consumo próprio.

Ou seja: o enquadramento como geração distribuída e a adesão ao SCEE são atualmente providências que pressupõem, pelo arcabouço legal e regulamentar aqui apresentado, a transação de energia elétrica sem valoração pecuniária.

Noutras palavras: a geração distribuída não se propõe a ser uma modalidade de geração em que o empreendedor vende energia elétrica a terceiros.

E isso se dá, dentre outras razões, tendo em vista que o modelo de geração distribuída definido pela Lei nº 14.300/2022 implica em subsídios tarifários que são suportados pelos demais usuários da rede. Ou seja, a política pública estabelecida na referida lei incentiva a geração de energia elétrica para uso próprio, com benefícios que oneram a coletividade por meio de subsídios.

Não obstante, há quem venha defendendo uma verdadeira mudança de paradigma quanto a esse aspecto, para que assim consumidores com micro e miniusinas solares fotovoltaicas comercializem no mercado livre seus excedentes de energia, que hoje, repise-se, só podem ser “negociados” por abatimento e compensação de créditos gerados em suas instalações.

Essa possibilidade extrapolaria, contudo, o que está previsto no artigo 24 da Lei nº 14.300/2022, segundo o qual cabe às distribuidoras promover a compra, por meio de chamadas públicas, dos excedentes de energia de proprietários de micro e miniusinas de GD.

A ideia, que vem encontrando eco em algumas entidades e instituições do setor elétrico brasileiro, é que se promova verdadeiro empoderamento do *prossumidor* ou *prosumer*, para que assim ele também participe do mercado livre.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por exemplo, tem aventado que se crie a figura de um agregador de cargas, com função de comercialização, a quem competiria agrupar os excedentes dos consumidores e, com esse lastro, negociar a energia no mercado livre, sem a necessidade de os consumidores precisarem se cadastrar na entidade²⁵.

Com isso, emergiria uma possibilidade de negócios para a geração distribuída fora do ambiente regulado, com inequívoca ampliação desse instituto.

No mesmo sentido vem se posicionando a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL). Segundo a referida entidade, a venda de excedentes de energia no mercado livre pode funcionar como verdadeiro incentivo à geração distribuída.

Afinal, todos os consumidores (inclusive o residencial e a pessoa física), podem instalar sistemas de geração distribuída de pequeno porte em suas unidades. Seria necessário, assim, lhes permitir comercializar seus excedentes de produção não utilizados.

Para tanto, seria mister que o gerador fosse registrado na Aneel e modelado na CCEE sob um varejista, para que os dados de medição fossem enviados à CCEE pela distribuidora local, à qual caberia uma remuneração pelo serviço.

Por fim, a energia poderia ser comercializada no mercado livre por intermédio do varejista, com incidência de impostos na venda e pagamento da rede.

Tal desenho, segundo a ABRACEEL, incentivaria novos investimentos em geração distribuída e aumentaria a arrecadação de impostos nos estados, garantindo também o pagamento do fio e evitando a criação de novos subsídios.

²⁵ Vide: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/ccee-propoe-venda-de-excedente-de-energia-de-gd-no-mercado-livre/> (acesso em 23/03/2023).

Essa perspectiva da referida associação já foi inclusive compartilhada com a ANEEL, quando da contribuição da referida entidade à Consulta Pública nº 025/2019²⁶, na qual assim se asseverou:

[...] Durante o processo de revisão da REN 482/2012, a Abraceel trouxe para discussão, junto com outras entidades setoriais, a possibilidade de o consumidor, inclusive residencial, comercializar seu excedente da energia gerado pela micro e minigeração no mercado livre. A proposta foi detalhada nas contribuições à Consulta Pública nº 10/2018 e Audiência Pública nº 01/2019.

Em síntese, o abatimento do consumo via sistema de compensação se daria até um consumo pré-determinado, e o eventual excesso de geração poderia ser comercializado com qualquer agente no mercado livre, inclusive com a própria distribuidora, a preços de mercado. Tal energia excedente comercializada no mercado livre estaria submetida às regras e procedimentos de comercialização e sobre ela incidiriam os tributos federais e estaduais.

A Nota Técnica nº 0078/2019 da Aneel que analisou as contribuições da AP nº 01/2019 e propõe uma minuta de Resolução, apontou, contudo, que a comercialização de excedentes estaria fora do escopo das discussões sobre o Sistema de Compensação.

Ao contrário, a Abraceel considera que a comercialização de excedentes se insere de forma complementar ao Sistema de Compensação.

A própria Agência já considerou o tema na discussão da revisão da REN 482/2012, já que no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018, que subsidiou as discussões iniciais, colocou vários questionamentos à proposta, incentivando as contribuições dos agentes. O Relatório apontou inclusive, que caso a comercialização do excedente de GD fosse entendida como uma medida viável e de interesse da sociedade, os agentes poderiam enviar sugestões para o modelo de comercialização. O interesse da sociedade em poder comercializar os excedentes de GD é claro: uma pesquisa feita pelo Portal Solar, que contou com a participação de cerca de 26 mil pessoas ligadas à indústria fabricante e à classe consumidora de sistemas de mini e micro geração distribuídas, apontou que 83% dos pesquisados indicaram interesse na possibilidade. O mesmo aponta a Pesquisa Ibope de 2019, que indica que 93% da população gostaria de gerar energia em casa.

Além disso, dos agentes que mencionaram a proposta na AP nº 01/2019, 91% se manifestaram favoráveis à comercialização de excedentes. Inclusive, a proposta é uma solução de mercado que beneficia a todos os envolvidos: o próprio consumidor-gerador, as distribuidoras, os empreendedores, os consumidores sem GD, estados e municípios.

Segundo a ABRACEEL, ademais, para o fim colimado em sua proposta, a unidade consumidora em regime de MMGD deveria ser considerada tanto um consumidor de energia elétrica quanto um autoprodutor, o que lhe

²⁶ Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2020/01/Contribuic%C3%A7%C3%A3o-Abraceel-CP-25-Geracao-Distribuida.pdf> (acesso em 23/03/2023).

conduziria ao enquadramento no artigo 26, IV, da Lei nº 9.427/ 1996, bem como no artigo 1º, § 3º, do Decreto nº 5.163/ 2004, dispositivos que expressamente referem a possibilidade de comercialização de excedentes de geração pelos autoprodutores.

Pois bem. Entende-se que a premissa da ABRACEEL não é exata, eis que há inequívoca diferença conceitual entre o *prossumidor* ou *prosumer* em regime de MMGD e o autoprodutor, à luz da legislação e da regulamentação vigentes.

Por conseguinte, acredita-se a implementação da possibilidade de venda de excedentes de energia gerada em regime de MMGD reclamaria, em verdade, uma alteração daquilo que atualmente se preconiza na Lei nº 14.300/2022.

Ou seja: a participação do o *prossumidor* ou *prosumer* em regime de MMGD no mercado livre de energia só poderá ocorrer se sobrevier uma mudança legislativa quanto ao tema.

Diante disso, empreendeu-se uma pesquisa no Projeto de Lei nº 414/2021, que atualmente tramita na Câmara dos Deputados e versa, como já dito, sobre a expansão do mercado livre de energia no país.

Tal projeto já foi aprovado no Senado Federal e conta com 104 propostas de emenda ou alteração na Câmara dos Deputados.

Nele não se visualizou, contudo, seja no texto principal, seja nas emendas a ele apresentadas por Deputados Federais, nenhuma sugestão de mudança legislativa que repercutisse sobre a Lei nº 14.300/2022.

O que ali mais uma vez se visualiza é tão somente a possibilidade de comercialização de excedentes de energia pelos autoprodutores, seja no sugerido artigo 16-I que se quer ver acrescido à Lei nº 9.074/1995 (vide artigo 1º

da redação principal do Projeto de Lei nº 414/ 2021), seja nas emendas apresentadas pelos Deputados Federais Elias Vaz²⁷ e Rodrigo Agostinho²⁸.

Não obstante, considerando-se que o referido projeto de lei ainda se encontra em tramitação e, mais que isso, diante das discussões setoriais que têm avançado quanto ao tema, é perfeitamente possível que o debate aqui mencionado seja entabulado na via legislativa.

4. O Projeto de Lei nº 2.703/2022, a perspectiva de novos custos para a tarifa de energia elétrica

Um dos pontos em discussão no Projeto de Lei nº 2.703/2022 é a postergação do prazo limite para inscrição de projetos para isenção de pagamento pelo uso da rede de energia elétrica estabelecido pela Lei nº 14.300/2022, marco legal da MMGD.

O referido prazo que terminaria no dia 7 de janeiro de 2023 seria estendido por 6 meses, até 7 julho de 2023. Os consumidores inscritos, até o prazo limite, ficariam isentos, até 2045, de pagar pelo uso da rede de energia elétrica para compensação da chamada energia excedente.

Seria aplicada uma regra de transição para aqueles que conectarem após o prazo limite, de modo que esses custos sejam gradativamente arcados pelos proprietários dos sistemas de mini e microgeração.

O impacto adicional na conta de energia de todos os consumidores sem geração distribuída, segundo estimativa constante no site da Aneel, poderia atingir 25 bilhões. de 2023 a 2045.

Adicionalmente, o referido Projeto de Lei prevê a participação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (usinas hídricas de até 30 MW) no SCEE, possibilitando a realocação de créditos de energia entre consumidores distintos transferindo custos aos demais consumidores. O impacto estimado é de até R\$

²⁷ Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2186245&filename=EMC+13+PL041421+%3D%3E+PL+414/2021+%28N%C2%BA+Anterior:+PLS+232/2016%29 (acesso em 23/03/2023).

²⁸ Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2187532&filename=EMC+39+PL041421+%3D%3E+PL+414/2021+%28N%C2%BA+Anterior:+PLS+232/2016%29 (acesso em 23/03/2023).

100 bilhões entre 2023 e 2045 devido à participação desses empreendimentos no sistema de compensação. Assim, as alterações propostas no Projeto de Lei nº 2.703/ 2022, imputariam um custo adicional até R\$ 125 bilhões para a tarifa dos consumidores.

5. Estudo de caso: Comparação com a discussão em curso na Califórnia – *net metering* 3.0.

Por fim, à guisa de estudo de caso, traz-se anotações quanto à realidade atualmente vivenciada na Califórnia quanto ao tema aqui tratado.

Em 1996, o estado da Califórnia, EUA, iniciou a reestruturação do seu setor elétrico, com várias dificuldades devido a crises de confiabilidade, do que resultou o escândalo ENRON no ano 2000. (HESS, 2020)

Em meio a esse cenário, segundo NET-ENERGY METERING 2.0 LOOKBACK STUDY, (2021) ainda em 1996, políticas relacionadas ao NET METERING (NEM), começaram a ser implantadas através da California Senate Bill (SB) 6561 com intuito de encorajar o crescimento do mercado de geração distribuída a partir de fontes de energia renováveis.

A versão original de NEM, ou NEM 1.0, similar ao sistema hoje vigente no Brasil, onde para cada kWh de energia solar “injetado” na rede, o produtor/consumidor recebe o crédito de 1 kWh de energia consumida da rede. “Saldos” de energia em um mês podem ser utilizados num mês subsequente. (“2020 Net Metering in California: NEM 2.0 Explained | EnergySage”, 2020)

Desde então as políticas sobre o NEM sofreram diversas alterações. A Assembly Bill (AB) 17552 definiu a obrigatoriedade de um contrato de NEM para os consumidores-geradores e expandiu a lista de tecnologias de geração para as GDs, incluindo microeólicas. A SB 13 expandiu a regra de NEM para outras regiões de concessão do estado e modificou o tamanho máximo permitido para cada localidade. (NET-ENERGY METERING 2.0 LOOKBACK STUDY, 2021)

O NEM 2.0 entrou em operação no estado da Califórnia entre 2016 e 2017, mantendo o conceito de compensação de energia do NEM 1.0 incluindo algumas mudanças. As principais inovações trazidas pelo NEM 2.0 foram a tarifa horária (Time-of-use – TOU), as tarifas de interconexão e os custos de não

bidirecionalidade. (“2020 Net Metering in California: NEM 2.0 Explained | EnergySage”, 2020)

Com a tarifa horária, a compensação da energia consumida ou injetada na rede pode ser realizada pelo preço real da energia naquele horário e não pelo kWh. Como o preço da energia é maior nos horários de pico, os proprietários conseguem maximizar os créditos do NEM através de posicionamento dos painéis para utilizar a irradiação solar nesses horários quando possível. (“DECISION ADOPTING SUCCESSOR TO NET ENERGY METERING TARIFF”, 2016)

A tarifa de interconexão é a taxa paga pelos procedimentos de inspeção e autorização do sistema e da instalação pelo órgão municipal. (“DECISION ADOPTING SUCCESSOR TO NET ENERGY METERING TARIFF”, 2016)

O custo de não bidirecionalidade é cobrado por kWh injetado na rede e é utilizado para financiar políticas de eficiência energética, assistência à consumidores de baixa renda e outros programas relacionados. (“DECISION ADOPTING SUCCESSOR TO NET ENERGY METERING TARIFF”, 2016)

Ao final de 2020, o estado contava com quase 900 MW instalados apenas em geração distribuída em geradores residenciais. O gráfico da figura 1 apresenta o crescimento das instalações solares residenciais na Califórnia até o ano de 2020.

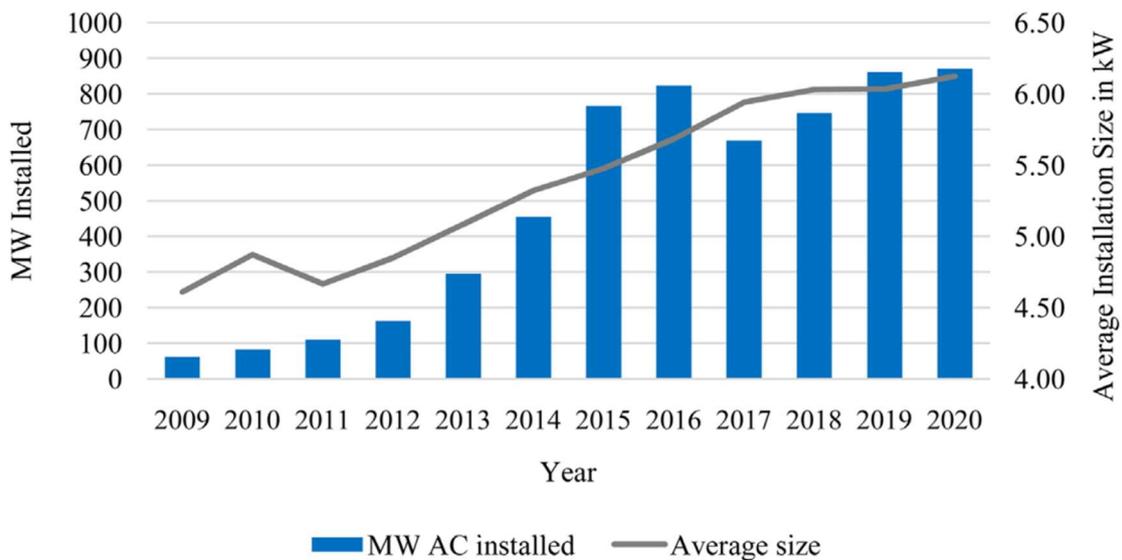


Figura 1: Fonte: YBARRA, BROUGHTON, NYER, 2021

Entretanto, o NEM é um benefício que só pode ser usado pelos mais ricos, que tem meios para financiar a instalação de uma GD, enquanto os consumidores que não têm essa possibilidade arcam com os custos da concessionária de energia e da rede de distribuição. Assim, com o crescimento das GDs instaladas, essa desigualdade se torna cada vez maior, com uma camada cada vez menor da população arcando com o custo total da rede.

Assim, com a expansão verificada de instalações de GD no estado, previa-se já em 2020 a necessidade de um NEM 3.0, com a redução de incentivos para novas instalações. (YBARRA, BROUGHTON, NYER, 2021)

Em dezembro de 2022 foi finalizado o plano para o NEM 3.0 e como esperado o principal impacto verificado foi a redução da compensação de energia excedente. No lugar da compensação de energia por créditos no mesmo valor do consumo, foi definido a aplicação de uma tarifa específica para a injeção de energia, pago pela concessionária, baseado nos custos evitados por essa geração.

Em outras palavras, a energia injetada na rede pelo gerador tem um preço diferenciado da energia consumida. Esse preço é variável e depende da hora, dia e mês da injeção de energia. Prevê-se uma redução de até 75% nos valores de “créditos” arrecadados considerando o NEM 3.0. (THOUBBORON, 2023)

Considerações finais.

Conforme discutido, a geração distribuída vem crescendo no Brasil, e, com isso, crescem também os desafios operacionais de garantia da segurança e confiabilidade sistêmica e as discussões sobre os custos dessa geração para o mercado e sobre o futuro dos subsídios como atual forma de viabilizar o retorno de investimento.

A REN nº 1059/2023 é o principal ato atualmente que estabelece as regras para conexão e faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída e de compensação de Energia Elétrica. Ela trouxe algumas mudanças, com destaque para as alterações nas regras de faturamento.

O custo de disponibilidade como fatura mínima a ser cobrada indica a preocupação com o custeio das componentes tarifárias não associadas ao custo de energia que seriam arcadas pelos consumidores que não possuem essa geração. Entretanto, a Regulação não trouxe outros avanços no que se refere à compensação de energia, tampouco a mensuração e dimensão dos aludidos benefícios da MMGD para o SIN.

A exemplo da Califórnia, o contínuo crescimento da geração distribuída na matriz energética deve pressionar a redução de políticas e subsídios que oneram o consumidor que não possui acesso à mesma tecnologia e, portanto, prevê-se a necessidade de uma nova forma de utilização da energia excedente desses geradores-consumidores que mantenha a atratividade do investimento.

Na Califórnia, o NEM 3.0 criou uma tarifa de “venda” de excedentes à rede com um valor inferior à tarifa de consumo. Com essa redução da possibilidade de retorno através do NET METERING, os usuários preveem um aumento na instalação de bancos de bateria, reduzindo as vantagens ambientais da instalação de uma GD de fonte renovável.

A abertura de mercado com a inclusão de GDs vem sendo discutida pelos principais participantes do mercado, a exemplo da ABRACEEL, como uma alternativa aos subsídios que atrairia novos investidores e aumento na arrecadação de impostos.

Entretanto, para a implementação de uma solução desse tipo, ainda será necessário alterações legais e regulatórias que firmem a posição final do *prossumidor* participante do SCEE, após o período de transição, e flexibilizem esse perfil para viabilizar a comercialização dessa energia no mercado livre.

Por fim, nesse cenário futuro ressalta-se a importância da participação da ANEEL e CCEE para registro de transações desses geradores com, por exemplo, um comercializador varejista, com os dados de medições realizados pelas distribuidoras.

Referências:

Advocacia-Geral da União. Procuradoria-Geral Federal. Procuradoria Federal na ANEEL (Brasil). Parecer nº 0282/2011- PGE/ANEEL. Brasília: PGE/ANEEL, 2011.

Advocacia-Geral da União. Procuradoria-Geral Federal. Procuradoria Federal na ANEEL (Brasil). Parecer nº 038/2023/PFANEEL/PGF/AGU. Brasília: AGU, 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica 2. ed – Brasília: ANEEL, 2016.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Resolução Normativa ANEEL n.º 482, de 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018- SRD/SCG/SMA/ANEEL. Processo nº 48500.004924/2010-51. 06/12/2018 – Versão nº 1 – Pré-Participação Pública. Brasília: ANEEL, 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Processo nº 48500.004924/2010-51. Voto condutor da edição da Resolução Normativa ANEEL n.º 1059, de 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Audiência Pública nº 59/2018. Tarifa Binômica Modelo Tarifário do Grupo B Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL Anexo da Nota Técnica nº 277/2018-SGT/SRM/ANEEL, de 12/12/2018 Processo nº 48500.000858/2018-05. Brasília: ANEEL, 2018.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Audiência Pública nº 59/2018. Nota Técnica nº 125/2019- SGT/SRM/ANEEL. Análise das contribuições da AP nº 059/2018 - Tarifa Binômica para unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão). Processo nº 48500.000858/2018-05. Brasília: ANEEL, 2018.

KAERCHER LOUREIRO, Gustavo. Instituições de Direito da Energia Elétrica. Vol.I. Propedêutica e fundamentos. São Paulo: Quartier Latin, 2021.

ROCKMANN, Roberto. Análise: Desafios operacionais e regulatórios para o avanço das renováveis são ponto nevrálgico para novo governo. In: Coluna

Curto-circuito. Agência Infra. 6 fev.2023. Disponível em: <<https://www.agenciainfra.com/blog/analise-desafios-operacionais-e-regulatorios-para-o-avanco-das-renovaveis-sao-ponto-nevralgico-para-novo-governo/>>, acesso em 24/02/2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Geração distribuída. Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWl3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>, acesso em 10/01/2024.

SANTANA, Edvaldo. Golpe nas agências reguladoras. Opinião (09/02/2023). Valor econômico: 2023. Disponível em: <https://valor.globo.com/opiniao/coluna/golpe-nas-agencias-reguladoras.ghtml> (acesso em 24/02/2023).

SANTANA, Edvaldo. O contraste elétrico. Opinião (24/01/2023). Valor econômico: 2023b. Disponível em: <https://valor.globo.com/opiniao/coluna/o-contraste-eletrico.ghtml> (acesso em 24/02/2023).

SANTANA, Edvaldo. O “influencer” de ineficiências. Opinião (10/01/2024). Valor econômico: 2024. Disponível em: <https://valor.globo.com/opiniao/coluna/o-influencer-de-ineficiencias.ghtml>. (acesso em 11/01/2024).

SIMONE, Lucas. HeadCast #14 GD: a conta do sol na taxa de luz, 7/04/2022.

Tribunal de Contas da União. Secretaria-Geral de Controle Externo. Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (Brasil). Instrução (8 de Novembro de 2019). Representação (com pedido de medida cautelar). TC 037.642/2019-7. Brasília: TCU, 2019.

Notícias ANEEL. Consumidores pagarão até R\$ 125 bilhões nas tarifas de energia. Dezembro de 2022. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/consumidores-pagaram-ate-r-125-bilhoes-nas-tarifas-de-energia-com-a-ampliacao-do-rol-de-beneficiarios-e-a-postergacao-em-mais-6-meses-da-gratuidade-para-uso-da-rede-de-distribuicao-pelas-instalacoes-de-geracao-distribuida> (acesso em 24/03/2023).

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. Total system electric generation. California, 2018. Disponível em: https://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/total_system_power.html (acesso em 11/03/2023).

DANTAS, Stefano Giacomazzi. Oportunidades e desafios da geração solar fotovoltaica no semiárido do Brasil. Texto para discussão. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Brasília : Rio de Janeiro : Ipea , 2020.

HESS, D. J.; LEE, D. Energy decentralization in California and New York: Conflicts in the politics of shared solar and community choice. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 121, p. 109716, abr. 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120300149#bib29> (acesso em 11/03/2023).

MegaWhat. Tarifa Binômia. Disponível em: <https://www.megawhat.energy/verbetes/69708/tarifabinomia>, acesso em 11/01/2024.

NET-ENERGY METERING 2.0 LOOKBACK STUDY. California Public Utilities Commission Energy Division. Verdant Associates, Berkeley, 2021. Disponível em: https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/net-energy-metering-nem/nemrevisit/nem-2_lookback_study.pdf (acesso em 01/03/2023)

2020 Net Metering in California: NEM 2.0 Explained | EnergySage. Disponível em: <https://news.energysage.com/net-metering-2-0-in-california-everything-you-need-to-know/> (acesso em 01/03/2023).

DECISION ADOPTING SUCCESSOR TO NET ENERGY METERING TARIFF. [s.l.] PUBLIC UTILITIES COMMISSION OF THE STATE OF CALIFORNIA, 2 maio 2016. Disponível em: <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/Published/G000/M158/K181/158181678.pdf> (acesso em 11/03/2023).

YBARRA, C. E., BROUGHTON, J. B., & NYER, P. U. (2021). Trends in the Installation of Residential Solar Panels in California, 12, 63-72. 2021. Disponível em:

<https://sakil.ws/bitstream/handle/123456789/1781/46.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (acesso em 11/03/2023).

THOUBBORON, K. NEM 3.0 in California: What You Need to Know | EnergySage. Disponível em: <https://news.energysage.com/net-metering-3-0/> (acesso em 11/03/2023).

VIEIRA, Christiano. Desafios na operação do SIN. In: Opinião da Comunidade. MegaWhat, 05/jan/2024. Disponível em: <https://megawhat.energy/noticias/opinio-da-comunidade-2/152225/christiano-vieira-escreve-desafios-na-operacao-do-sin>, acesso em 10/01/2024.