

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

**O impacto da expansão da MMGD sobre a receita das concessionárias
de distribuição de energia elétrica: uma análise regulatória**

Thomas Alois de Queirós Mattoso Badofszky

Nº de matrícula: 1810950

Orientadora: Amanda Motta Schutze

Tutor: Márcio Garcia

Rio de Janeiro, Brasil

Dezembro de 2023

Declaro que este trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quanto autorizado pelo professor tutor.

Sumário

1	Introdução	4
2	Overview do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)	6
2.1	Aspectos fundamentais da indústria de eletricidade	6
2.2	Instituições e ambientes de contratação do SEB	7
2.3	Expansão e diversificação da matriz elétrica brasileira	11
3	Histórico legal e regulatório da MMD	16
3.1	As Resoluções nº 482/2012 e nº 687/2015 da ANEEL	16
3.2	A Lei nº 14.300/2022, a REN nº 1.059/2023 e a “corrida do ouro”	21
4	Os processos de reajuste e revisão tarifária periódica	25
4.1	O papel da ANEEL e a estrutura da tarifa de energia	25
4.2	Tarifa por custo de serviço (<i>rate of return regulation - RORR</i>)	28
4.3	Regime tarifário por incentivos (<i>price cap regulation – PCR</i>)	31
4.4	O Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Periódica (RTP)	34
5	Os efeitos do crescimento da MMD sobre a receita das distribuidoras	39
5.1	Impactos da expansão da MMD sobre as concessões de distribuição	39
5.2	Diagnóstico de falhas associadas ao regime tarifário vigente	42
5.3	Aprimoramentos regulatórios	47
5.3.1	Tarifa binômia para todos os grupos de consumidores	47
5.3.2	<i>Decoupling</i>	51
6	Conclusão	54
7	Referências Bibliográficas	55

Lista de Figuras

Figura 1. Participação de cada fonte na oferta nacional de energia elétrica entre 1990 e 2020	14
Figura 2. Evolução da capacidade instalada entre 2013 e 2022.....	14
Figura 3. Evolução da capacidade instalada associada à MMGD entre janeiro de 2017 e 11 de novembro de 2023.....	15
Figura 4. As componentes da Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).	28
Figura 5. Consumo faturado por distribuidora (mercado cativo).....	43
Figura 6. Evolução da capacidade instalada de MMGD por distribuidora (2014-2023).....	43

1 Introdução

O setor elétrico brasileiro (SEB) vem passando por grandes transformações ao longo das últimas décadas. Se em meados da década de 1990 mais de 80% da potência instalada (GW) do nosso parque gerador ainda era representado pela geração hidrelétrica (historicamente a garantidora do suprimento de energia elétrica no país), a partir das crises de racionamento de 2000 e 2001, a política energética nacional passou a priorizar a diversificação da matriz elétrica, de forma a se mitigar os riscos associados ao impacto de condições hidrológicas desfavoráveis sobre o abastecimento do país. Assim, os primeiros Leilões de Energia Nova (LEN) priorizaram a contratação de usinas termelétricas, as quais, embora mais caras do que as hidrelétricas, cumpriam papel fundamental em termos de segurança energética.

No entanto, em um contexto de mobilização internacional em torno do enfrentamento às mudanças climáticas associadas ao aumento da temperatura média do planeta (acarretada pelas crescentes emissões de dióxido de carbono, metano, óxido nitroso e outros gases de efeito estufa), o governo brasileiro passou a conceber e a colocar em prática políticas públicas que envolviam a criação de incentivos econômicos para a expansão das fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica e a geração eólica. Além da criação do Proinfa em 2002, foram realizados os primeiros Leilões de Energia Renovável (LER) no final da década. Adicionalmente, uma das principais medidas adotadas pelo governo para o fomento dessas fontes correspondeu aos descontos na tarifa para empreendimentos com geração incentivada, como biomassa, solar, eólica e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) (ANEEL).

Em especial, a geração solar fotovoltaica vem recebendo – desde o início da década de 2010 – um impulso à parte devido aos incentivos tarifários concedidos à geração distribuída. Mais especificamente, à microgeração e à minigeração distribuída (MMGD). Esta última corresponde à produção de energia elétrica realizada na própria unidade consumidora, ou em local próximo a ela, com a geração podendo ocorrer a partir de diferentes tipos de fonte (Lei nº 5.163, 2004). No entanto, devido à queda contínua dos custos para aquisição e instalação de painéis solares que vem ocorrendo desde o início dos anos 2000 (IRENA), bem como ao elevado nível médio de radiação solar no território nacional, a fonte fotovoltaica vem se mostrando a mais competitiva para esse tipo de empreendimento, respondendo hoje por mais de 99% da capacidade instalada total de MMGD no país (ANEEL, 2023).

Deve-se reconhecer que os benefícios concedidos à MMGD pelo governo e pela ANEEL se mostraram extremamente bem-sucedidos em aumentar a potência instalada da geração renovável descentralizada ao longo dos últimos 10 anos, com crescimento acima de 120.000% da MMGD entre 2015 e novembro de 2023 (ANEEL, 2023). Contudo, as Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015 da ANEEL, bem como a Lei nº 14.300/2022, acabaram por criar efeitos e incentivos perversos ao equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica. O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), ao permitir que o excedente de energia injetado na rede pela unidade consumidora com MMGD seja compensado em faturas posteriores, como crédito de energia, com isenção total ou parcial da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), impacta negativamente o consumo faturado de boa parte das distribuidoras de energia em operação no país (sobretudo aquelas em cuja área de concessão há grande penetração de MMGD).

Levando-se em consideração que todos os consumidores atendidos pela baixa tensão (carca < 2,3 kV) são tarifados de acordo com o volume de energia consumido (em kWh), através de tarifas monômias, variações de mercado têm efeito considerável sobre a receita das concessionárias de distribuição. Esse cenário é agravado pelo fato de que a metodologia vigente de revisão e reajuste de tarifas, praticado pela ANEEL, não capta de maneira satisfatória as oscilações abruptas do consumo faturado, conforme será analisado neste trabalho. Assim, no Capítulo 6, referente aos aprimoramentos regulatórios recomendáveis para se solucionar (ou ao menor mitigar) o problema, serão propostas a implementação de duas possíveis medidas: a adoção de tarifas binômias, com componente de demanda por potência, e a aplicação de métodos de *decoupling* (desacoplamento da receita das distribuidoras em relação às variações de mercado).

2 Overview do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

2.1 Aspectos fundamentais da indústria de eletricidade

A energia elétrica corresponde a uma *commodity* com propriedades peculiares, que a diferenciam em relação a outros insumos energéticos, como o petróleo, o gás natural e o carvão mineral. Um de seus atributos intrínsecos essenciais diz respeito à sua elevada perecibilidade. Como a corrente elétrica flui à velocidade da luz e o custo de armazenamento em grande escala – seja através de baterias, usinas hidrelétricas reversíveis ou na forma de hidrogênio – permanece proibitivo, toda a indústria é estruturada com base na necessidade física de que a geração de eletricidade, em cada instante de tempo, seja igual ao consumo. Tal característica é determinante para o desenho de mercados elétricos e dos arranjos comerciais subjacentes, além de conferir alta volatilidade aos preços da energia comercializada nesses mercados – tendo-se em vista o fato de que a demanda por eletricidade tende a apresentar elasticidade-preço baixa (MAYO, 2021).

O setor elétrico é tipicamente dividido em 4 segmentos, ou blocos empresariais: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A atividade de geração compreende a produção de eletricidade propriamente dita e, no geral, envolve o aproveitamento de fontes primárias de energia de forma a se possibilitar a rotação de turbinas conectadas a geradores, os quais, por sua vez, convertem energia mecânica em energia elétrica. No caso das usinas hidrelétricas, por exemplo, a energia cinética dos fluxos de água faz girar as turbinas, ocorrendo então a conversão para a energia elétrica. Já no caso dos empreendimentos eólicos, a força do vento é que movimenta as pás das turbinas (EL-SHARKAWI, 2012).

A energia produzida pelas usinas hidrelétricas, eólicas, termelétricas e demais tipos de gerador é transportada ao longo do território nacional (e eventualmente por regiões de outros países) pelas linhas de alta tensão da Rede Básica, operadas pelas concessionárias de transmissão. Essas infraestruturas – compostas por linhas, torres de transmissão, transformadores e outros ativos – conectam as usinas aos centros de consumo espalhados pelo país, onde, a partir das subestações, a energia elétrica será distribuída aos consumidores residenciais, comerciais e industriais pela concessionária de distribuição local. Ao longo de todo o trajeto de escoamento da energia, das usinas aos pontos de

consumo, a tensão da corrente elétrica é sistematicamente rebaixada pelos transformadores.

As comercializadoras, por sua vez, correspondem aos agentes que compram a energia junto aos geradores – ou mesmo outras comercializadoras – e revendem ao consumidor final, por meio de contratos flexíveis, com duração e preço livremente acordados entre as partes. Contudo, no Brasil e em diversos outros países (geralmente aqueles em que indústria de eletricidade ainda está em processo de liberalização e desverticalização), as distribuidoras também assumem o papel de comercializadoras de energia, participando de leilões e adquirindo energia para entrega aos seus clientes – as unidades consumidoras cujos pontos de conexão à rede estão localizados em sua área de concessão. É importante ressaltar que, enquanto as comercializadoras típicas podem negociar contratos de compra e venda com quaisquer consumidores, localizados em qualquer área do país em questão, de acordo com a preferência desses agentes, as distribuidoras ficam limitadas a vender energia àqueles consumidores que a recebem através da sua rede – ao mesmo tempo em que esses consumidores só podem adquirir energia junto à concessionária local.

Na próxima seção, será analisado com maior aprofundamento o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), seus mercados e suas principais instituições – com destaque para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador cujo mandato inclui a regulação tarifária, um dos temas centrais deste trabalho.

2.2 Instituições e ambientes de contratação do SEB

No Brasil, a maior parte da infraestrutura de geração, transmissão e distribuição existente é interconectada e constitui o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), o que é essencial para a eficiência na coordenação do sistema, feita de forma centralizada por um órgão operador. Além disso, em um país de dimensões continentais, não surpreende que grande parte das usinas com maior potência instalada não esteja próxima dos principais centros de consumo, com regiões distintas muitas vezes apresentando climas (e padrões de precipitação) totalmente diferentes. Assim, a existência de um sistema interligado contribui para a segurança de abastecimento, permitindo também que se aproveite possíveis complementaridades de geração e consumo entre as diferentes regiões do país.

O acionamento das usinas e das linhas de transmissão do SIN é determinado de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), através de despacho hidrotérmico por ordem de mérito, também conhecido como despacho por minimização de custos. Através do uso de modelos sofisticados de otimização estocástica, o operador estima os custos variáveis da geração hidrelétrica (utilizando o valor da água no tempo como *proxy*), ordena esses valores juntamente com o Custo Variável Unitário (CVU) das usinas termelétricas e, por fim, determina quais usinas serão despachadas – daquelas com menor custo àquelas com maior custo operativo. As usinas de fontes primárias intermitentes – como solar e eólica – apresentam CVU nulo, na medida em que geram de acordo com fatores naturais e meteorológicos incontroláveis (produzem quando faz sol e quando venta, respectivamente). Assim, acabam recebendo prioridade de despacho.

No Brasil, como ocorre também em uma série de outros países, o despacho físico do sistema ocorre de maneira independente ao despacho comercial. Ou seja, o ONS determina as usinas que irão produzir de acordo com um critério específico de minimização de custo sistêmico, sem levar em consideração os contratos firmados entre os agentes do setor. Cabe à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) contabilizar a posição líquida dos contratos firmados e definir as obrigações dos agentes no mercado *spot*. Este último – acessível a geradores, distribuidoras e comercializadoras – corresponde ao mercado atacadista em as diferenças entre o montante estabelecido em contrato (em MW médio) e aquele efetivamente entregue são sanadas via compra ou venda de energia ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – preço *spot* obtido como subproduto da otimização do despacho, correspondente ao custo operativo marginal para se atender a uma unidade adicional de demanda em uma dada hora.

Em termos de políticas públicas relacionadas ao setor elétrico, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o órgão responsável por estabelecer as diretrizes das medidas a serem implementadas. Coordenado pelo ministro de Minas e Energia e composto também por outros ministros e presidentes de agências reguladoras, o CNPE corresponde a um conselho consultivo que, além de assessorar diretamente o Presidente da República na formulação da política energética nacional, propõe critérios de confiabilidade de suprimento (risco de racionamento a ser tolerado) e tem ainda a atribuição de aprovar leilões de projetos estratégicos – por exemplo, os leilões de usinas estruturantes, ou Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP).

Cabe justamente ao Ministério de Minas e Energia (MME) colocar em prática as diretrizes definidas pelo CNPE, elaborando e executando políticas públicas (Projetos de Lei, por exemplo) associadas aos objetivos e metas traçados. Além disso, é o MME que representa o governo como Poder Concedente nas licitações de projetos de geração, transmissão e distribuição. Vinculada ao ministério, tem-se a Empresa de Pesquisa Energética, órgão encarregado de realizar diversos estudos de planejamento energético, de forma a subsidiar o MME com informações e estimativas quanto à real necessidade de expansão da capacidade total instalada. O papel da instituição – uma entidade privada sem fins lucrativos – é essencial para uma expansão eficiente do setor elétrico, levando-se em consideração que os investimentos inerentes à indústria de energia elétrica são intensivos em capital e o tempo para a construção dos ativos físicos tende a ser extremamente longo. Assim, investimentos mal planejados podem gerar ineficiências e onerar o consumidor ao longo de anos, até mesmo décadas. O principal relatório elaborado pela EPE corresponde ao Plano Decenal de Expansão (PDE), um estudo abrangente que indica perspectivas de expansão do setor em um horizonte de 10 anos.

Se ao longo da segunda metade do século XX a indústria brasileira de eletricidade tendeu à verticalização, com as Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras) e suas subsidiárias acumulando diversas atribuições quanto à operação e ao planejamento do SEB, esse movimento começou a se inverter em meados da década de 90. Já em meio a um contexto internacional de privatizações e *unbundling* no setor elétrico, o governo brasileiro buscou reestruturar a indústria com base no incremento da participação da iniciativa privada, de forma a combater o *déficit* fiscal com a venda de ativos, recuperar o fluxo de investimentos na cadeia do setor e incentivar o ganho de eficiência pelas empresas de energia (TOLMASQUIM, 2015). Os segmentos de geração e comercialização foram reconhecidos como atividades competitivas, passíveis de serem exercidas por inúmeros agentes. Já os segmentos de transmissão e distribuição – na condição de indústrias de rede – correspondem a monopólios naturais, exigindo uma regulação mais robusta para se garantir a modicidade tarifária e a prestação adequada (com qualidade) do serviço público. Assim, em um passo importante para as mudanças institucionais e regulatórias implementadas à época, a Lei nº 9.427/1996 estabeleceu a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com o objetivo de regular e fiscalizar os serviços prestados no âmbito da indústria. Mais especificamente, pode-se se citar também as seguintes atribuições da agência:

- Regular os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- Fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica (diretamente ou mediante convênios com agências estaduais);
- Estabelecer e revisar tarifas;
- Mitigar divergências e conflitos entre os agentes do setor, incluindo os consumidores;
- Promover outorgas de concessão, permissão e autorização de serviços de energia elétrica, conforme delegação do Governo Federal.

A ANEEL foi constituída como autarquia especial, diferenciando-se de outras instituições do tipo por contar com uma margem de autonomia jurídica relativamente grande – apesar de a agência ser formalmente vinculada ao MME. O grau reduzido de subordinação à Administração Direta lhe permite editar normas abstratas infralegais, adotar decisões discricionárias e mediar conflitos entre agentes do setor. Além disso, em se tratando de uma autarquia especial e independente, os atos normativos da ANEEL não estariam sujeitos à revisão por autoridades governamentais, somente pelo Poder Judiciário (GANIM, 2019).

Por fim, para o devido entendimento dos temas a serem abordados ao longo deste trabalho, faz-se aqui uma breve descrição de como funcionam os diferentes ambientes contratuais existentes no SEB: o ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). De acordo com as Leis nº 9.074/1995 e nº 9.427/1996, todos os consumidores atendidos pela baixa tensão (tensão menor ou igual a 230 kV), sejam eles residenciais ou comerciais, devem obrigatoriamente adquirir sua energia junto a uma distribuidora, pagando uma tarifa calculada pela ANEEL que engloba os custos das concessionárias com a operação da rede e com a compra da energia em leilões. Como esse ambiente de contratação não permite aos consumidores que escolham o agente comercializador do qual compram sua energia, tampouco havendo qualquer tipo de flexibilidade quanto a prazos e condições de entrega, foi lhe dado o nome de mercado regulado, ou mercado cativo (ACR).

Já o ACL, popularmente conhecido como mercado livre, corresponde a um ambiente de contratação em que o consumidor possui total liberdade de escolha em relação ao seu fornecedor de energia, podendo negociar bilateralmente as condições de

suprimento mais aderentes à sua demanda em particular (duração do contrato, volume de energia entregue a cada mês, entre outros itens). Atualmente o mercado livre só pode ser acessado por consumidores conectados à alta tensão, conforme critérios definidos pela Lei nº 9.074/1995 e uma série de Portarias publicadas pelo MME nos últimos anos. No entanto, mais recente delas, a Portaria nº 50/2022, determinou que – a partir do dia 1 de janeiro de 2024 – todos os consumidores do Grupo A (grupo que engloba todas as categorias de consumidores atendidos pela alta tensão) poderão migrar para o ACL, se assim desejarem. Além disso, no âmbito da Consulta Pública nº 137/2022, a ANEEL divulgou uma proposta de abertura do mercado livre para todas as modalidades de consumo, incluindo aquelas associadas à baixa tensão, com previsão de liberalização do mercado de varejo para os consumidores residenciais e rurais já em 2028. Paralelamente, alguns Projetos de Lei (PL) em tramitação no Congresso, como o PL nº 414/2021 e o PL nº 1917/2015, propõem regras e procedimentos distintos para a abertura do ACL. Ressalta-se que a Lei nº 9.074/1996 já prevê a liberalização gradual do segmento de varejo para todas as categorias de consumo, o que tornaria legal uma abertura do mercado através da publicação de Decretos e Portarias pelo MME. Contudo, como se trata de um tema extremamente complexo, com impactos diretos sobre diversos agentes do setor (sobretudo as distribuidoras, que perderão uma parcela substancial de seu mercado), chegou-se a um consenso político de que a abertura do ACL para a baixa tensão, em específico, deveria ser objeto de uma nova lei (MAYO, 2021).

2.3 Expansão e diversificação da matriz elétrica brasileira

Desde o início do século XX, a matriz elétrica brasileira sempre se caracterizou por uma grande participação da geração hidráulica, com o aproveitamento das inúmeras e volumosas bacias hidrográficas espalhadas por um território de dimensões continentais. Ao longo de todo esse tempo, a produção de energia elétrica esteve sempre fortemente associada ao uso da força das águas do emaranhado de rios que entrecorta o país. Não por acaso, até a criação da ANEEL (1996), os órgãos reguladores do setor eram também responsáveis por supervisionar a gestão dos recursos hídricos – caso dos extintos Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), do Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE) e do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).

Ainda na década de 1990, a geração hidrelétrica respondia por mais de 80% de todo o abastecimento nacional (*International Energy Agency*, 2023). No entanto, anos

consecutivos de hidrologia desfavorável acarretaram crises de abastecimento e uma série de episódios de racionamento de energia em 2001 e 2002, expondo as deficiências inerentes ao modelo setorial vigente – baseado na predominância da hidroeletricidade – e a necessidade de se diversificar a matriz.

Em uma nova etapa de reestruturação do SEB, o MME e a ANEEL realizaram os primeiros Leilões de Energia Nova ao longo da primeira metade da década de 2000, com foco na contratação de usinas termelétricas, de forma a se diminuir a dependência em relação à geração hidrelétrica e a se garantir a segurança de suprimento no SIN. Ainda em 2002, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), tendo como objetivo o aumento da participação de usinas eólicas e de biomassa na matriz, além de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). O programa resultou na contratação de uma potência instalada de 3,3 GW, a qual é paga até hoje pelos consumidores cativos e livres mediante um encargo específico presente na tarifa de energia.

Além da necessidade de diversificação do parque gerador, crescia a mobilização política e social em prol do combate ao aquecimento global e da mitigação dos efeitos das mudanças climáticas. Assim, tendo em vista o crescimento da demanda no ACR, foram realizados em 2007 e 2010 dois Leilões de Energia Renovável, destinados à contratação de usinas solares, eólicas, de biomassa, PCHs e outras fontes renováveis. Desde então, no entanto, a realização desta modalidade de leilão não se mostrou mais necessária, na medida em que os custos das tecnologias associadas à geração solar fotovoltaica e eólica caíram de maneira significativa durante a última década. Como além disso o país apresenta níveis médios elevados de irradiação solar e força dos ventos, tais usinas já se mostram suficientemente competitivas para disputar leilões convencionais com outras fontes. No entanto, é inegável que esse ganho de competitividade é fruto também de diversas políticas públicas criadas para incentivar a expansão das fontes renováveis, com destaque para a concessão inúmeros subsídios, além da própria criação do Proinfa. A título de exemplo, são concedidos descontos tarifários que variam entre 50% e 100% para PCHs e empreendimentos de fonte renovável com até 30 MW de potência instalada.

Nos gráficos abaixo, é possível observar como todos esses componentes citados acima, conjuntamente, acabaram por fomentar uma participação cada vez maior das

fontes renováveis intermitentes e da geração termelétrica desde as crises de abastecimento no início dos anos 2000. Conforme ilustrado pela Figura 2, a capacidade instalada associada às fontes solar fotovoltaica e eólica apresentou uma expansão vertiginosa ao longo da última década: enquanto a geração solar cresceu a uma taxa média anual de 157%, os empreendimentos eólicos cresceram 30,25% ao ano. Os dados referentes à geração solar, em particular, chamam atenção. Se em 2013 a fonte respondia por uma potência instalada de 5 MW, ao final de 2022 esse número já atingia mais de 24.000 MW – uma capacidade correspondente a mais do que duas usinas de Belo Monte. Atualmente, de acordo com a ANEEL e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2023), a potência instalada associada às modalidades de geração solar fotovoltaica já ultrapassou a marca de 34 GW, com a geração distribuída respondendo por cerca de 24,7 GW – ou seja, mais do que 70% do total (ANEEL, 2023).

Figura 1. Participação de cada fonte na oferta nacional de energia elétrica entre 1990 e 2020 (Fonte: AIE, 2023)

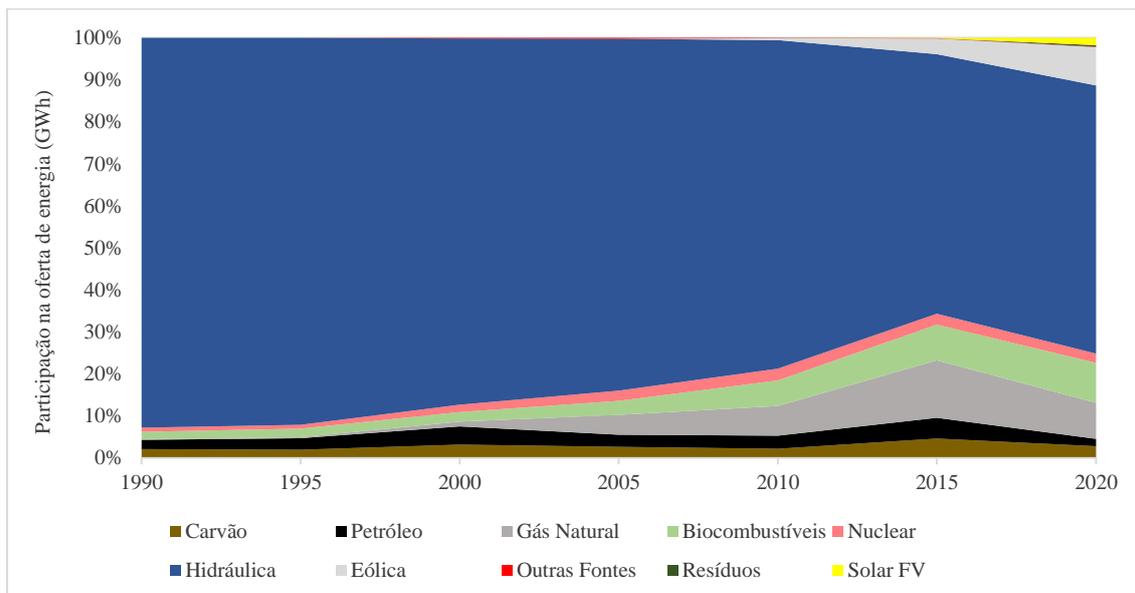
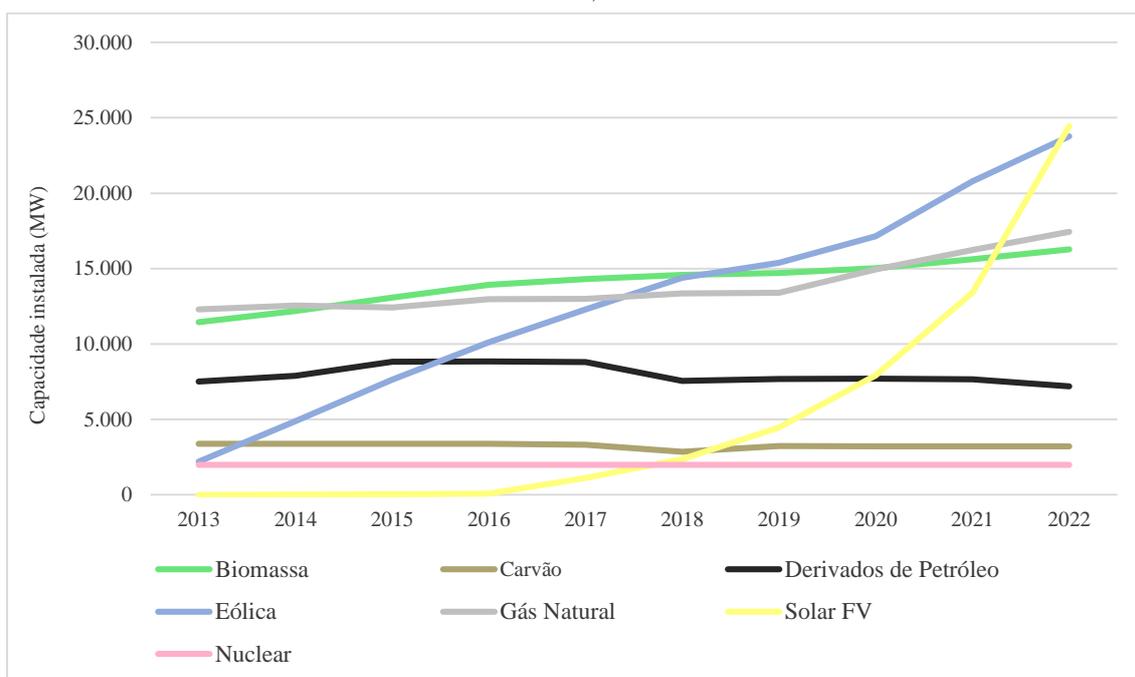


Figura 2. Evolução da capacidade instalada (à exceção da fonte hidráulica) entre 2013 e 2022 (Fonte: Anuário Estatístico da EPE, 2023).

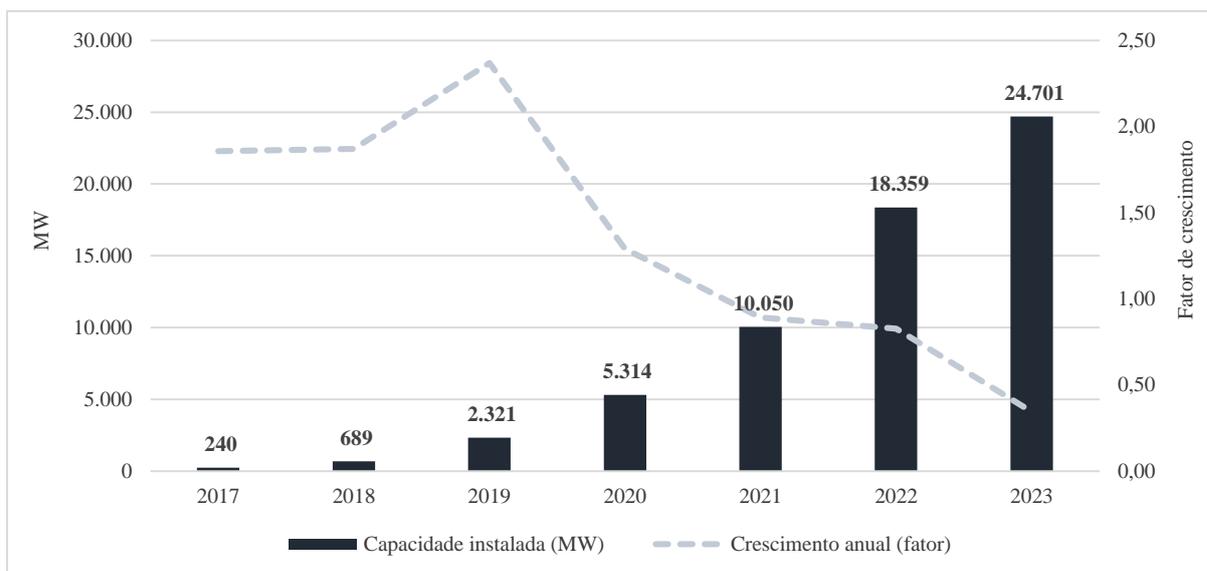


Diante da necessidade de se intensificar o processo de diversificação da matriz, de se descarbonizar o segmento de geração de energia elétrica e de se reduzir a frequência de ocorrência de perdas técnicas, prospectando-se também a possibilidade de se reduzir a necessidade de novos investimentos na rede (ANEEL, 2016), a ANEEL estabeleceu a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) em 2012, por intermédio da Resolução Normativa nº 482/2012. Permitindo à unidade consumidora com sistema de MMGD injetar o excedente da energia gerada na rede e compensá-la em ciclos de

faturamento posteriores, com isenção integral no pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) sobre esses créditos de energia, o SCEE representou um enorme incentivo para a instalação de painéis solares e à adoção de sistemas de geração distribuída. A publicação da Resolução Normativa nº 687/2015 pela ANEEL representou um estímulo ainda maior para a MMGD, na medida em que foi então estabelecida a criação de novas modalidades e formas de aproveitamento dos benefícios do SCEE. A modalidade de autoconsumo remoto, por exemplo, permite que o excedente de energia de uma unidade consumidora com MMGD possa ser compensado na fatura de outra unidade consumidora com mesma titularidade.

A Figura 3, apresentada abaixo, evidencia o crescimento vertiginoso da capacidade instalada associada à MMGD no país entre 2017 (pouco tempo após a entrada em vigor da Resolução Normativa nº 687/2015) e 2023, juntamente com o fator de crescimento calculado entre anos consecutivos.

Figura 3. Evolução da capacidade instalada associada à MMGD entre janeiro de 2017 e 11 de novembro de 2023 (Fonte: ANEEL, 2023).



No próximo capítulo, será analisado de maneira minuciosa todo o histórico regulatório por trás da expansão da MMGD ao longo da última década, de forma a se entender melhor o desenho dos mecanismos institucionalizados pelos diversos atos normativos e leis referentes ao tema. Além disso, esta análise permitirá uma melhor compreensão dos incentivos econômicos gerados pela criação do SCEE.

3 Histórico legal e regulatório da MMGD

3.1 As Resoluções nº 482/2012 e nº 687/2015 da ANEEL

O processo de regulamentação da microgeração e da minigeração distribuída no Brasil, que culminou com a aprovação da Lei nº 14.300/2022 no Congresso Nacional, teve início em 2012, quando, em abril, a ANEEL, após a condução de diversos estudos, publicou a Resolução Normativa nº 482/2012. Esta última, além de delimitar formalmente os conceitos de MMGD, estabeleceu o sistema de “net metering” no país, tendo como base o desenho e a operação de sistemas correspondentes em diversos países, a exemplo da Austrália e dos EUA. Ao iniciar a construção dos alicerces regulatórios para modalidades de geração descentralizada de energia elétrica, a ANEEL tinha como principais objetivos diversificar o parque gerador brasileiro, muito dependente da hidroeletricidade, e reduzir a participação de fontes não renováveis, emissoras de gases de efeito estufa (dióxido de carbono, metano, entre outros), na matriz elétrica brasileira.

A Consulta Pública nº 15/2010 representou o ponto de partida para o processo regulatório dos mercados de MMGD no Brasil. Teve como objetivo a coleta de informações e sugestões relevantes sobre instrumentos regulatórios, utilizados no Brasil e em outros países, que incentivassem a disseminação da geração distribuída de pequeno porte a partir de fontes renováveis de energia, em sistemas ligados à rede de distribuição da concessionária local. Nesse contexto, foram feitos, por parte da ANEEL, diversos questionamentos aos agentes regulados, tendo como escopo definir critérios para a caracterização de pequenas centrais de geração distribuída, determinar se a potência máxima a ser injetada na rede da distribuidora por essas centrais deveria ser limitada (e qual seria esse limite, caso estabelecido), avaliar a necessidade de se estabelecer critérios técnicos padronizados para a conexão das centrais de micro e minigeração distribuída à rede local, tomar conhecimento a respeito de eventuais barreiras regulatórias à expansão da chamada “pequena geração distribuída” e obter sinalizações referentes a aspectos relevantes ainda não contemplados pelo escopo regulatório até então. Adicionalmente, no âmbito da referida consulta pública, a ANEEL elencou os diversos benefícios climáticos, econômicos e sociais a serem potencialmente obtidos pelo país com a expansão das modalidades de geração distribuída de pequeno porte: a diversificação da matriz elétrica brasileira, historicamente muito concentrada na hidroeletricidade; a redução da emissão de gases de efeito estufa e o alinhamento aos esforços internacionais de combate ao aquecimento global; o protagonismo no desenvolvimento de tecnologias associadas à

geração eficiente de energia elétrica a partir das fontes renováveis, como a eólica, a solar fotovoltaica, a geotérmica e a de biomassa; a possibilidade de as concessionárias postergarem investimentos na expansão das suas redes de distribuição; a redução no carregamento dessas redes; a mitigação de perdas de energia nos sistemas; a provisão de serviços ancilares, como a geração de energia reativa; e o aumento da confiabilidade do atendimento, uma vez que permitia a operação ilhada das cargas em caso de falhas técnicas na rede de distribuição.

No âmbito do mesmo processo, a ANEEL organizou também a Audiência Pública nº 42/2011, a qual promoveu análises e discussões sobre modelos internacionais de regulamentação de sistemas de geração distribuída de pequeno porte, tendo como foco a criação de incentivos para a viabilização e o desenvolvimento desse tipo de projeto no país, com a condicionante de tais empreendimentos fazerem uso de fontes primárias renováveis. A partir do estudo dos casos da Austrália, da Europa e dos Estados Unidos, foram propostos e debatidos, tanto na referida audiência pública quanto na Consulta Pública nº 15/2010, diversos mecanismos regulatórios, a exemplo da implementação das chamadas *feed-in tariffs*, esquema de tarifas especiais para cada tipo de fonte, e a adoção de um sistema de compensação da energia gerada pela unidade consumidora e injetada na rede de distribuição da concessionária local, conhecido na literatura como *net metering*.

À época, já havia uma definição razoavelmente precisa do conceito de pequena geração distribuída, caracterizada pelo Nota Técnica nº 25/2011 da ANEEL, a qual deu início à referida audiência pública, como “aquela localizada próxima aos centros de carga, conectada ao sistema de distribuição ou na própria unidade consumidora, de pequeno porte e não despachada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)”. No entanto, fazia-se necessária uma delimitação específica a respeito da potência máxima dessa geração, além de um enquadramento que a restringisse às fontes renováveis, uma vez que a definição corrente não excluía a possibilidade de geração distribuída a partir da queima de combustíveis fósseis (gás natural, por exemplo).

Documento responsável por formalizar as propostas a serem avaliadas na Consulta Pública nº 15/2010, A Nota Técnica nº 43/2010 já antevia diversos potenciais problemas físicos e econômicos associados à maior penetração da geração distribuída que se almejava atingir no longo prazo. Muitos desses problemas já se materializaram,

representando riscos consideráveis não apenas à saúde econômico-financeira das concessionárias de distribuição, conforme será visto em detalhes nos próximos capítulos, mas também à própria segurança no suprimento de energia elétrica no país. Entre as desvantagens relacionadas ao desenvolvimento da geração distribuída de pequeno porte no país, foram incluídas: o aumento da dificuldade para se controlar o nível de tensão da rede de distribuição; a intermitência da geração, relacionada à incerteza quanto à disponibilidade de fonte primária de energia (luz solar, ventos, etc.); a maior complexidade na operação das redes, nas quais passaria a haver fluxo bidirecional de energia; e o aumento da distorção harmônica da rede. Adicionalmente, fez-se a ponderação de que, naquele momento, os custos de implementação dos sistemas de GD – e por conseguinte o *payback* (tempo de retorno) desses investimentos – seriam elevados.

As propostas apresentadas aos agentes no âmbito da Consulta Pública nº 15/2010 e da Audiência Pública nº 42/2011, analisadas novamente, à luz das contribuições recebidas, nas Notas Técnicas nº 04/2011 e nº 20/2012, acabaram por resultar na publicação da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, a qual, enfim, estabeleceu uma estrutura regulatória específica para a geração distribuída de pequeno porte, a partir de então chamada de micro e minigeração distribuída (MMGD), encontrando-se, enfim, uma definição técnica para esses empreendimentos. Seria classificada como microgeração distribuída a central geradora de energia com potência instalada igual ou inferior a 0,1 MW que fizesse uso de fonte hidráulica, solar, eólica, de biomassa ou cogeração qualificada, estando conectada à rede de distribuição como unidade consumidora. No caso da minigeração, compreenderia projetos com as mesmas características, com a distinção de apresentarem capacidade instalada maior do que 0,1 MW e menor ou igual a 1 MW. Somente as unidades consumidoras com MMGD estariam aptas a participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), mecanismo de *net metering* criado pela referida resolução, através do qual a energia ativa injetada na rede pelo titular da conexão poderia compensar o consumo de eletricidade desse mesmo titular no mês corrente, ou mesmo em ciclos de faturamento posteriores. Mais especificamente, a quantidade de energia elétrica gerada pelo empreendimento e injetada na rede de distribuição da concessionária local, em MWh, poderia ser abatida em qualquer fatura da conta de luz em um prazo de até 36 meses, assumindo a forma de um excedente ou crédito de energia.

Pode-se dizer que o principal incentivo à geração distribuída de pequeno porte introduzido pela REN nº 482/2012 corresponde à valoração de um para um do crédito de energia mantido junto ao SCEE em relação ao volume de eletricidade fornecido à rede pela unidade consumidora. Em outras palavras, não havia a incidência de quaisquer componentes tarifárias sobre esse crédito no momento da sua compensação, seja da Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou da Tarifa de Energia (TE), de maneira que, na prática, a rede de distribuição funcionaria como uma bateria para esses empreendimentos, “armazenando” a eletricidade gerada pelas unidades consumidoras com sistemas de MMGD nos momentos em que houvesse abundância de fontes primárias (luz solar, vento, etc.) e provendo energia às residências e estabelecimentos comerciais participantes do SCEE quando se gerasse pouco. No caso das centrais geradoras com fonte solar, por exemplo, sequer há geração durante a noite. Assim, criou-se um mecanismo de incentivo à expansão da geração distribuída que, sendo extremamente bem-sucedido nesse objetivo ao longo da década seguinte, oneraria de maneira considerável as concessionárias de distribuição, as quais evidentemente seguiriam encarregadas de transportar toda essa energia na baixa tensão, arcando com todos os custos de manutenção e operação relacionados. Além disso, hoje é possível verificar que a expansão da MMGD, juntamente com alguns outros fatores, já vem acarretando uma redução significativa no tamanho do mercado de diversas concessionárias de distribuição, à medida que um número cada vez maior de consumidores cativos foge das tarifas e passa a gerar sua própria energia. Contudo, o impacto do crescimento da geração distribuída sobre a receita e a saúde financeira das distribuidoras será tema de outro capítulo.

O conteúdo da REN nº 482/2012 correspondeu à principal regulação referente aos mercados de MMGD por cerca de dez anos, sendo alterado ao longo desse tempo por algumas outras resoluções da ANEEL. A REN nº 687/2015, a mais importante delas, estabeleceu mudanças na classificação dos empreendimentos, determinando que a microgeração distribuída teria potência instalada de até 0,075 MW, ao mesmo tempo em que seriam enquadrados como minigeração distribuída os projetos com capacidade entre 0,075 MW e 5 MW (para fonte hídrica, o limite de potência corresponderia a 3 MW). A resolução também foi responsável por introduzir novas modalidades de MMGD, além de formalmente categorizá-las. O único tipo de empreendimento regulamentado até então foi denominado autoconsumo local, o qual correspondia a unidades consumidoras cujos créditos de energia eram compensados nas contas de luz dos próprios imóveis em que os

sistemas de GD estavam instalados. Adicionalmente, foram criadas as modalidades de autoconsumo remoto, geração compartilhada e múltiplas unidades consumidoras. O autoconsumo remoto é caracterizado pela possibilidade de se compensar os créditos de energia gerados por uma unidade consumidora com MMGD no faturamento de outra unidade consumidora do mesmo titular (mesmo CPF ou CNPJ), desde que ambas sejam atendidas pela mesma concessionária de distribuição. Já a distinção entre a geração compartilhada e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras é um pouco mais sutil. A primeira modalidade diz respeito a projetos em que consumidores dentro de uma mesma área de concessão reúnem-se através de consórcio composto por pessoa física ou jurídica com sistema de MMGD instalado em unidade consumidora diferente daquela em ocorrerá a compensação do crédito de energia. Já a segunda é caracterizada pela presença de várias unidades consumidoras em uma mesma propriedade ou em áreas contíguas (não separadas por vias públicas), optando-se por instalar micro ou minigeradores em uma unidade distinta, de responsabilidade do condomínio ou da administração local, a qual gerará créditos de energia a serem compensados pelos titulares das demais unidades, além de prover eletricidade para as áreas comuns do empreendimento (iluminação do condomínio, por exemplo). Apesar da regulamentação dessas modalidades ter sido levemente alterada pela Lei nº 14.300/2022, conforme será visto mais adiante, a maior parte das caracterizações descritas segue válida. Por fim, a REN nº 687/2015 também aumentou o prazo para compensação dos créditos de energia vinculados ao SCEE de 36 meses para 60 meses, além de determinar um período máximo de 60 dias para as distribuidoras responderem às solicitações de conexão e, uma vez estando tudo em ordem com a documentação, emitirem os Pareces de Acesso correspondentes. Estes documentos formalizavam a autorização para a instalação dos sistemas de MMGD junto à rede de distribuição a adesão ao SCEE.

Deve-se considerar também a questão da cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre o consumo de energia elétrica por parte das unidades consumidoras com MMGD. Se de início, em 2013, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) estabeleceu que o imposto estatal teria como base de cálculo toda a energia consumida em determinado ciclo de faturamento, incluindo os créditos advindos do SCEE, o Convênio ICMS 16/2015, celebrado pela mesma entidade, autorizou a isenção dessa cobrança sobre a energia compensada, com a condição de que esta última correspondesse a no máximo 1 MW. Assim, diversos governadores tomaram

a decisão de reduzir significativamente ou zerar o ICMS, de forma a incentivar a penetração da MMGD nas áreas de concessão dentro de seus respectivos estados. Foram os casos, por exemplo, de Minas Gerias e Rio de Janeiro.

Apesar de a regulamentação da geração distribuída ter avançado de maneira considerável ao longo da década passada, o que se refletiu na expansão exponencial da capacidade instalada relacionada a esse tipo de empreendimento, ainda se fazia necessária uma legislação robusta que solidificasse os procedimentos e regras inerentes a esse novo mercado, de maneira a dar previsibilidade e segurança jurídica aos projetos existentes. No começo da década de 2020, a maior parte dos congressistas ainda defendia a manutenção e o aprimoramento de uma estrutura de incentivos para seguir fomentando o crescimento da MMGD, sobretudo levando-se em consideração que, já em 2019, a energia solar fotovoltaica respondia por 98% da eletricidade gerada por esses empreendimentos (ANEEL) – uma fonte limpa, sem emissão de carbono e cuja participação na matriz elétrica ainda se buscava aumentar o máximo possível. No entanto, por outro lado, já havia um entendimento relativamente generalizado entre políticos e agentes do setor elétrico de que os subsídios concedidos à geração distribuída já haviam cumprido o seu papel, não podendo ser mantidos para sempre. O próprio Conselho Nacional de Políica Energética (CNPE), à época, por meio da Resolução nº 15/2020, acabou por estabelecer diretrizes para política públicas relacionadas à MMGD, destacando a importância de “transparência e previsibilidade os processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública, com definição de agenda e prazos de revisão das regras para Geração Distribuída”.

3.2 A Lei nº 14.300/2022, a REN nº 1.059/2023 e a “corrida do ouro”

Após um amplo debate envolvendo o Congresso, a ANEEL, o governo e agentes do setor elétrico, a Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei (PL) nº 5.829/2019, de autoria do deputado Lafayette de Andrada (Republicanos/MG), o qual corresponderia ao novo marco legal da MMGD no país. Uma vez tendo recebido a sanção presidencial e sendo publicada no Diário Oficial da União, em janeiro de 2022, a Lei nº 14.300 finalmente instituiu, com força de lei, diversos mecanismos e regras já consolidados, como o SCEE, as condições necessárias para enquadramento em cada modalidade e as diversas formas de compensação do crédito de energia. No entanto, o principal fato novo trazido pela legislação foi o estabelecimento do fim gradual da concessão de subsídios à geração distribuído, tendo-se reconhecido que a fonte solar já havia se tornado

suficientemente competitiva e que tal prática comprometeria financeiramente as distribuidoras, prejudicando principalmente os consumidores cativos de baixa renda (no geral sem poder aquisitivo alto o suficiente para instalar painéis solares nas suas residências ou pequenos comércios e fugir das tarifas mais elevadas do Ambiente de Contratação Regulado). No entanto, de forma a garantir o “direito adquirido” dos consumidores que haviam instalado sistemas de MMDG durante a vigência dos benefícios, evitando-se comprometer os investimentos realizados, foi estabelecido na lei que as componentes tarifárias (TUST e TUSD) só passariam a incidir sobre os créditos de energia de empreendimentos que solicitassem acesso à rede da distribuidora a partir de 7 de janeiro de 2023 (um ano após a publicação do marco legal). A partir de então, um percentual cada vez maior dessas componentes seria cobrado, até que chegassem a sua integralidade.

Mais especificamente, a regra de transição introduzida pela Lei nº 14.300 estabelecia que o chamado Fio B, componente tarifária da TUSD relacionada ao ressarcimento dos custos das distribuidoras com o transporte da energia elétrica, passaria a incidir sobre os créditos de energia compensados na fatura da seguinte maneira:

- 15% para consumidores que solicitassem parecer de acesso a partir de 2023;
- 30% para consumidores que solicitassem parecer de acesso a partir de 2024;
- 45% para consumidores que solicitassem parecer de acesso a partir de 2025;
- 60% para consumidores que solicitassem parecer de acesso a partir de 2026;
- 75% para consumidores que solicitassem parecer de acesso a partir de 2027;
- 90% para consumidores que solicitassem parecer de acesso a partir de 2028;
- 100% para consumidores que solicitassem parecer de acesso a partir de 2029.

No entanto, as unidades consumidoras com “direito adquirido” não corresponderiam às únicas exceções a essa regra. No caso de novos projetos com fonte não despachável (solar fotovoltaica, por exemplo), potência instalada acima de 0,5 MW e enquadrados na modalidade autoconsumo remoto ou geração compartilhada (em casos em que um único titular do consórcio detenha participação de 25% ou mais do excedente de energia injetado na rede), o Fio B já seria cobrado em sua totalidade até 2028, bem como 40% do Fio A – componente tarifária da TUSD associada à remuneração dos gastos e investimentos com a infraestrutura de transmissão. Além disso, 100% de P&D e da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) passariam a ser pagos por esses

consumidores já a partir de 2023. As componentes tarifárias citadas serão explicadas e analisadas em maior detalhe no próximo capítulo. Por fim, cabe citar também o tratamento das unidades consumidoras que solicitassem o parecer de acesso entre 13 e 18 meses após a promulgação da lei, as quais terão direito a uma transição mais favorável, até o fim de 2030.

Para os consumidores com sistemas de MMSGD já instalados antes da aprovação do novo marco legal, além daqueles que solicitaram conexão à distribuidora até 7 de janeiro de 2023, a compensação dos créditos de energia mantidos no âmbito do SCEE continuará se dando segundo as normas da REN nº 482/2012 da ANEEL até 31 de dezembro de 2045. A partir de então, para esses casos, somente a Tarifa de Energia (TE) seguirá sendo subsidiada, com a TUSD devendo finalmente ser paga em sua totalidade sobre o excedente de energia (Fio A, Fio B, TFSEE, etc.). As unidades consumidoras sem o “direito adquirido”, por sua vez, irão se deparar com as essas mesmas regras já em 2029. Contudo, a ANEEL foi atribuída de calcular, a partir de diretrizes a serem estabelecidas pelo CNPE, os benefícios da geração distribuída ao meio ambiente e à rede elétrica como um todo, os quais se materializarão em repasses para a MMSGD. Assim, mesmo com o fim dos subsídios da TUSD, esses empreendimentos tendem a seguir extremamente atrativos.

Além do encerramento dos benefícios, a Lei nº 14.300 introduziu outras mudanças na regulação até então vigente, entre as quais se pode destacar:

- I. O pagamento dos benefícios através da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a partir de 2023;
- II. Pagamento da TUSD-G, ao invés da TUSD-C, por parte das unidades consumidoras com MMSGD sem carga associada. Ou seja, a TUSD seria cobrada conforme critério de utilização ou geração de energia elétrica;
- III. Foi criado o Programa de Energia Renovável Social (PERS), o qual teria como principal objetivo a instalação de painéis fotovoltaicos nas residências da população de baixa renda.

Após as discussões realizadas no âmbito da Consulta Pública nº 51/2022, a ANEEL emitiu em fevereiro de 2023 a Resolução nº 1.059, adequando os atos normativos da agência de acordo com o que fora estabelecido pela Lei nº 14.300. Entre diversos outros

temas, foram regulamentadas a vedação à comercialização de créditos de energia e a cobrança do custo de disponibilidade pelos consumidores do Grupo B com MMGD.

Em agosto deste ano, a ANEEL publicou um painel com dados referentes aos pedidos de conexão realizados no período de 12 meses após a publicação da Lei nº 14.300 – ou seja, o prazo para se instalar sistemas de MMGD com garantia de concessão integral dos subsídios até 2045. Se os pareceres de acesso solicitados junto às distribuidoras, somente nesse período de um ano, equivaleriam a uma capacidade de mais de 50 GW a ser adicionada ao sistema, 15% do número total de pedidos foi negado, correspondendo a uma potência de 32,7 GW que acabará não sendo instalada. Assim, apesar de empreendimentos totalizando 10 GW já terem tido sua conexão à rede aprovada (com outros 11,8 GW ainda aguardando aprovação), o que já corresponde a mais da metade da capacidade instalada de MMGD em janeiro de 2022, aproximadamente 58% da potência associada aos pedidos feitos ao longo da “corrida do ouro” já não será mais posta em operação, com esse percentual podendo ainda aumentar.

4 Os processos de reajuste e revisão tarifária periódica

4.1 O papel da ANEEL e a estrutura da tarifa de energia

Além de instituir a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Lei nº 9.427/1998 foi responsável por definir suas diversas atribuições – entre as quais estabelecer as tarifas de energia elétrica e as metas a serem periodicamente atingidas pelas concessionárias de distribuição, tendo em vista a universalização do acesso à rede. Em linha com aquilo deliberado pela Lei nº 9.427/1998, a qual correspondeu ao marco legal de todas as concessões de serviço público, a tarifa pode ser entendida como a contraprestação devida pelo usuário desse tipo de serviço, apresentando como principal característica o fato de ser calculada e fixada unilateralmente pelo poder público, de forma a se garantir o atingimento de objetivos específicos (KAERCHNER LOUREIRO, 2018).

Entre esses objetivos, pode-se destacar o equilíbrio econômico-financeiros das distribuidoras e a modicidade tarifária. O primeiro diz respeito à necessidade de se remunerar de maneira adequada, através da própria política tarifária, o serviço público de distribuição de energia elétrica, tendo como objetivo tanto atrair empresas interessadas na sua prestação (em uma indústria capital-intensiva que exige um mínimo de previsibilidade e estabilidade regulatória para o incentivo à participação dos agentes), como garantir que as concessionárias consigam arcar com seus custos, podendo suprir a sua demanda de maneira contínua e minimamente satisfatória.

Já o objetivo referente à modicidade tarifária faz alusão ao fato de que o transporte de energia elétrica – tanto na alta tensão da Rede Básica (linhas de transmissão) como na baixa tensão das distribuidoras – corresponde a um monopólio natural, a exemplo de qualquer indústria ou serviço de rede. Esse tipo de estrutura de mercado tende a se formar quando há a possibilidade de uma única companhia produzir um produto (ou grupo de produtos) de maneira mais barata do que duas ou mais firmas. Segundo Baumol e Bradford (1970), um monopólio natural existe em uma indústria em que os custos são subaditivos, ou seja, para um exemplo com duas empresas (CRETÌ, FONTINI, 2019):

$$C(Q) = C(Q_1 + Q_2) < C(Q_1) + C(Q_2)$$

Assim, a concessionária, sendo monopolista na área geográfica delimitada pela outorga, poderia usufruir dessa sua condição privilegiada e cobrar preços acima daqueles que seriam observados em um mercado competitivo. Com o objetivo de impedir tal

prática, a ANEEL simula condições de livre mercado na formação do preço ao promover concorrência nos processos de licitação – em que diversos agentes competem entre si pelo direito de construir e operar determinados ativos, sagrando-se vencedora aquela empresa que oferece a provisão do serviço público de transmissão ou distribuição pela menor receita (tarifa).

Mesmo após a assinatura do contrato de concessão, a ANEEL segue sendo responsável por reajustes e revisões no valor da tarifa ao longo do período de outorga. Conforme será visto em maiores detalhes nas próximas seções deste capítulo, além de garantir a saúde financeira da concessionária através da correção monetária pela inflação e a consideração de fatos novos no cálculo (como perdas de energia muito acima do previsto), a agência repassa parte dos seus ganhos de produtividade ao consumidor, o que, *ceteris paribus*, tem como efeito a redução da tarifa.

Contudo, antes de se fazer uma análise mais detalhada a respeito dos processos de reajuste e de revisão tarifários, é fundamental que se tenha conhecimento daquilo que compõe a tarifa de energia elétrica. Na verdade, pode-se segregá-la em duas parcelas: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A primeira está associada à compra de energia junto aos empreendimentos de geração, com finalidade de revenda aos consumidores cativos. É válido ressaltar que a compra de energia pode ocorrer de forma não compulsória (quando a distribuidora verifica crescimento da demanda em sua área de concessão e decide participar de leilões) ou de forma compulsória – caso das cotas de Itaipu, Eletronuclear, do Proinfa e das garantias físicas das usinas que tiveram sua concessão prorrogada sob a Lei nº 12.783/2013. Adicionalmente, são incluídos na TE os custos referentes ao transporte de energia na Rede Básica, bem como as perdas ocorridas no segmento de transmissão. Há ainda a incidência de alguns encargos, como o Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e o Encargo de Energia de Reserva (EER).

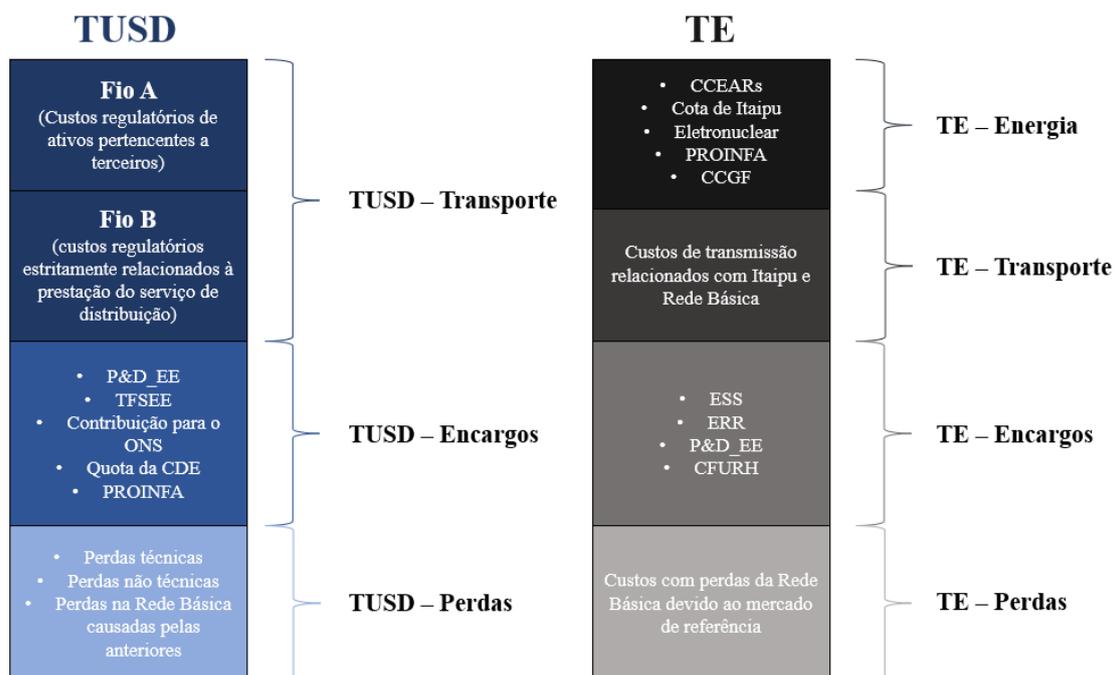
Já a TUSD compreende os dispêndios estritamente associados ao transporte de energia (tanto na baixa tensão quanto na Rede Básica), incluindo a compensação por perdas técnicas e não técnicas no segmento de distribuição. Há ainda uma componente referente a encargos setoriais, entre os quais se pode destacar a Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), um fundo gerido pela CCEE que aglutina inúmeros programas de subsídios concedidos a agentes do setor, a exemplo da Conta de Consumo

de Combustíveis (CCC) e da CDE GD. Esta última foi estabelecida pela ANEEL conforme determinado pela Lei nº 14.300/2022, de forma a custear – a partir de 2023 – os benefícios pagos aos participantes do SCEE. O orçamento da CDE vem crescendo em ritmo acelerado ao longo dos últimos anos, atingindo o montante de R\$ 36 bilhões este ano – e, por conseguinte, pressionando cada vez mais o valor da conta de luz.

A chamada TUSD Transporte é justamente a parcela da tarifa que remunera os custos referentes ao escoamento de energia – da alta tensão para a baixa tensão, passando subestações, torres de transmissão, transformadores, medidores e inúmeros outros ativos operados por transmissoras ou distribuidoras. Mais especificamente a TUSD inclui duas componentes distintas, o Fio A e o Fio B, cada qual remunerando segmentos diferentes da cadeia de suprimento.

A TUSD Fio A é calculada com o objetivo de se cobrir os dispêndios referentes ao uso de infraestruturas de transmissão da Rede Básica, ao uso de transformadores de potência pertencentes a Rede Básica com tensão inferior a 230 kV, ao uso das redes de outras distribuidoras e, por fim, à conexão às instalações de distribuição e transmissão. Já o Fio B, por sua vez, engloba os custos administrativos e de O&M da distribuidora, além de investimentos em ativos físicos estritamente relacionados à infraestrutura necessária para a provisão adequada desse serviço em particular. Conforme será visto de maneira específica na seção 5.4, esses custos compreendem o que se convencionou denominar Parcela B. A figura abaixo apresenta as principais componentes da Tarifa de Energia (TE) e da TUSD, de forma a ilustrar de forma mais clara o que cada uma dessas parcelas representa:

Figura 4. As componentes da Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).



4.2 Tarifa por custo de serviço (*rate of return regulation - RORR*)

Durante cerca de 60 anos, as tarifas das concessionárias de distribuição de energia no Brasil foram calculadas e fixadas de acordo com a metodologia de custo de serviço (*rate of return regulation*). Esse regime tarifário foi instituído no país através da emissão do Decreto nº 24.643/1934 (“Código de Águas”), o qual, além de corresponder ao primeiro marco legal do setor elétrico no país, representou o início de um processo de estatização abrangente, que culminou com a concentração e a verticalização da indústria ao longo das décadas seguintes. Em linhas gerais, a regulação por custo de serviço permite o repasse ao consumidor, via tarifa, dos custos totais incorridos pela concessionária na provisão do serviço público de distribuição de energia, levando-se em consideração não apenas as despesas operacionais (salários, aquisição de materiais, aluguéis, transporte, entre outros), mas também a depreciação anual dos ativos. Além disso, esse regime tarifário prevê a fixação de uma margem de retorno sobre os investimentos realizados pela concessionária – ou seja, há uma garantia de lucro pré-estabelecida ao agente detentor da outorga. Contudo, é atribuída justamente ao órgão regulador a responsabilidade de, após a ratificação dos custos operativos e de capital anuais da concessionária, estabelecer uma tarifa que permita a geração de uma receita elevada o suficiente para cobrir esses custos e garanta a qualidade do serviço prestado (KIP VISCUSI et al., 2018).

Formalmente, a regulação por custo de serviço ou *rate of return regulation* (RORR) pode ser expressa pela seguinte expressão:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = \text{custos} + sB$$

Sendo:

p_i = preço do i -ésimo serviço prestado pela empresa regulada;

q_i = quantidade do i -ésimo serviço prestado pela empresa regulada;

n = o número de serviços fornecidos;

B = *Rate Base* da empresa, ou valorização total de seu ativo fixo;

s = taxa de retorno permitida sobre o investimento feito, sujeita ao entendimento do regulador do que seria uma compensação adequada e justa aos investidores.

O tratamento dado aos custos de capital, em específico, corresponde a uma elemento-chave da *rate of return regulation* (RORR). Sabe-se que distribuidoras de energia elétrica, como qualquer empreendimento de rede, vêm-se obrigadas a realizar investimentos vultosos para construção, operação e manutenção de seus ativos físicos, como linhas de baixa tensão, transformadores, subestações, entre outros. Assim, o entendimento por trás do RORR é que se faz necessário garantir uma remuneração adequada ao capital dos acionistas e credores da empresa regulada, de maneira que continue havendo incentivo ao aporte de recursos para esses investimentos. No entanto, o entendimento do que seria uma remuneração “justa” ao custo de capital pode se revelar arbitrário, tornando a questão bastante problemática – a exemplo do que ocorreu no Brasil até os anos 90.

O Artigo 180 do “Código de Águas” definiu que as tarifas de energia seriam estabelecidas exclusivamente em moeda corrente, com revisão trienal. No entanto, apesar de ter determinado que se levasse em consideração as despesas operacionais, as reservas para depreciação e a remuneração do capital da empresa regulada na metodologia de cálculo, alguns dispositivos previstos no texto só seriam devidamente regulamentados em 1957, com a emissão do Decreto nº 41.019. Este último, além de reafirmar a vigência da RORR, especificou de maneira mais criteriosa e objetiva como se daria o procedimento para a apuração do que se entendia como “justa remuneração”, daí em diante tratada como “investimento remunerável”. Os Artigos 157 e 158 o definiram como os ativos físicos vinculados aos serviços de geração, comercialização ou transporte de eletricidade, aos quais seriam acrescidos o Capital de Giro e o Capital de Movimento. Adicionalmente, foi

prevista a inclusão – no custo do serviço – de uma quota anual de reversão, correspondente a um valor a ser pago pelos consumidores e alocado a uma conta que acumularia recursos para o pagamento das indenizações às concessionárias pelos bens revertidos à União, uma vez findo o contrato ou declarada a caducidade da outorga.

Por fim, o Artigo 161 do Decreto nº 41.019/1957 definiu em 10% ao ano a taxa de remuneração dos investimentos a ser considerada no cálculo das tarifas das concessionárias que explorassem serviços de energia elétrica. Ao final de cada triênio, a diferença verificada pela Divisão de Águas entre a receita estabelecida na revisão anterior e aquela efetivamente apurada era corrigida, de forma a se garantir a remuneração – havendo a clara intenção de se consolidar a indústria de energia elétrica como um negócio rentável e seguro.

Pode-se argumentar que o regime de custo de serviço apresenta diversas vantagens, entre as quais a garantia de remuneração adequada e “*cost recovery*”, a promoção de um ambiente regulatório favorável aos investimentos – reduzindo os riscos inerentes à outorga e conseqüentemente os próprios custos de capital – e a instituição relativamente fácil de encargos setoriais. Contudo, os custos incorridos pelas concessionárias podem se mostrar inflados e ineficientes, devido essencialmente a três fatores (BATTLE, 2013):

- Assimetria de informação (as concessionárias possuem dados mais precisos sobre seus custos e sua demanda do que o órgão regulador);
- Pouco incentivo à eficiência produtiva (se os custos diminuem, as receitas também acabam por serem reduzidas);
- Risco de captura do órgão regulador (as concessionárias podem explorar sua posição de influência para pressionar e até mesmo corromper o órgão regulador)

No caso brasileiro, um dos principais problemas relacionados ao regime de RORR dizia respeito à inflação elevada, que corroía o valor das tarifas e, por conseguinte, a receita das concessionárias de distribuição. Isso era evidenciado pelo fato de que o valor dos ativos físicos, a ser incluído no investimento remunerável, mostrava-se sistematicamente subestimado, uma vez que era computado com base nos custos históricos de aquisição (de maquinário, equipamentos e terreno, por exemplo) – ou seja, não era corrigido pela inflação. As quotas de depreciação e reversão, também calculadas com base nos valores originais do Imobilizado, eram igualmente insuficientes.

Contudo, várias outras deficiências e limitações do regime de custo de serviço, relacionadas ou não à questão inflacionária (parcialmente combatida a partir de meados da década de 1980, com a indexação de vários itens dos demonstrativos contábeis aos índices de preços vigentes), foram se tornando cada vez mais evidentes ao longo das décadas seguintes, culminando com o esgotamento da aplicabilidade dessa metodologia de regulação tarifária. Oliveira e Salomão (2017) destacam os seguintes inconvenientes associados à prática do RORR no Brasil, em particular:

- Exigência de uma grande burocracia e um dispêndio elevado de recursos públicos para a análise dos processos tarifários e das prestações de conta das empresas reguladas, bem como para o monitoramento das atividades dessas empresas;
- Captura do órgão regulador pelos interesses das concessionárias, uma vez que as equipes do DNAEE eram compostas em grande parte por funcionários da Eletrobras e outras empresas estatais do setor elétrico;
- O RORR, com os mecanismos de correção monetária, acabava fazendo com que as tarifas de energia mais um componente de retroalimentação da inflação;
- O enorme endividamento do Tesouro Nacional em função da necessidade de garantir a remuneração das empresas reguladas mesmo em períodos de contenção tarifária.

Com a ineficiência cada vez maior dos monopólios atuantes na distribuição e em todos os demais segmentos da indústria de energia elétrica, além da determinação pela Constituição de 1988 de que toda concessão no setor elétrico deveria ser objeto de concessão pública, tornava-se inevitável uma reforma institucional profunda do SEB. Nesse contexto, foi aprovada em 1993 a Lei nº 8.631/1993, a qual – dentre outros aprimoramentos – finalmente pôs fim ao regime tarifário por custo de serviço.

4.3 Regime tarifário por incentivos (*price cap regulation* – PCR)

Ao contrário da metodologia de custo de serviço, segundo a qual a agência reguladora recalcula sistematicamente, a cada ano, os custos operacionais e de capital incorridos pela concessionária de distribuição, garantindo então o seu reembolso integral, o regime de *price cap* tem como foco central o ganho de eficiência por parte da distribuidora – e a redução dos preços no longo prazo. Isso é feito através do estabelecimento de um valor máximo a ser cobrado dos consumidores, via tarifa, pela prestação do serviço público.

Uma vez que o órgão regulador tenha calculado e definido esse preço, o mesmo só será reavaliado de maneira mais aprofundada após o fim do período tarifário, o qual tipicamente tem duração de 4 ou 5 anos. No entanto, a tarifa é corrigida anualmente por um índice de inflação de referência (no Brasil, o IPCA) e pelo chamado fator X, uma variável medida em termos percentuais que busca captar os ganhos de produtividade da companhia em favor dos consumidores. Pode-se interpretar o referido termo como uma estimativa do quanto as tarifas poderiam ser elevadas mais lentamente – em comparação com outros preços na economia – sem comprometer o que se poderia considerar o lucro justo da firma.

Além disso, a metodologia leva em consideração, por meio do fator Z, a possibilidade de ocorrência de eventos extraordinários que podem acabar por impactar negativamente os custos da concessionária, como catástrofes naturais, aumento súbito ou criação de impostos e choques econômicos no geral. Tal prática busca garantir que a companhia seja responsabilizada por suas ações em contextos gerenciáveis e que, ao mesmo tempo, não seja responsabilizada por sua performance em dimensões que estão fora de sua alçada. Caso a empresa fosse penalizada financeiramente por variações em preços e custos incontroláveis, seus investidores tenderiam a exigir maior compensação pelo aporte de capital, já que o risco inerente à operação seria maior. Assim, o custo de capital da companhia iria aumentar, diminuindo suas chances de obtenção de lucro e o incentivo para melhorar seu desempenho. (KIP VISCUSI et al., 2018).

Em termos gerais, a equação da regulação por *price cap* pode ser especificada da seguinte forma:

$$P_{m,t} = P_{m,t-1} \cdot (1 + RPI_t - X) \pm Z$$

Sendo:

$P_{m,t}$ = preço máximo a ser cobrado pelo serviço m , no ano t ;

RPI_t = *Retail Price Index*, ou taxa de inflação no ano t ;

X = Fator de produtividade (por unidade);

Z = Ajustes decorrente de eventos ou choques econômicos imprevisíveis, fora do controle da concessionária.

A aplicação desta metodologia pelo órgão regulador apresenta algumas vantagens frente à adoção da regulação por custo de serviço. Entre elas, pode-se mencionar o incentivo à inovação e ao ganho de produtividade, uma vez que, com uma tarifa fixa ao longo do período de referência, a redução de custos por parte da concessionária possibilita

a esta última um aumento na sua margem de lucro. O regulador, por sua vez, espera que esse ganho de eficiência possibilite uma redução contínua do valor das tarifas, nos processos seguintes de revisão tarifária – ou seja, no médio e no longo prazo. Tendo em vista justamente esse objetivo, as tarifas permanecem válidas por um período relativamente longo, que tipicamente varia entre 4 e 6 anos (a depender do país). Esse prazo mais extenso permite às concessionárias que usufruam de suas decisões de investimento quando estas se mostram acertadas e efetivamente resultam em redução de seus dispêndios operativos. Ao longo desse tempo, não há qualquer interferência da agência reguladora (ou pelo menos não deveria haver) quanto a decisões de alocação de capital por parte da distribuidora, a qual goza de liberdade para realizar o que entende serem as melhores escolhas de investimento – conquanto sejam estabelecidas também metas financeiras a serem cumpridas pela empresa, a qual deve atentar para a sustentabilidade da concessão.

Contudo, alguns problemas podem emergir da adoção da metodologia de *price cap*, sobretudo se a regulação não for bem desenhada. É razoável supor, por exemplo, que os executivos das concessionárias de distribuição podem antever que, caso seus custos sejam reduzidos, o órgão regulador deverá também reduzir o valor da tarifa na próxima revisão. Assim, caso o período de referência não seja longo o suficiente a ponto de a concessionária poder auferir lucros significativos com o ganho de eficiência, o incentivo para a realização de investimentos que aumentem a produtividade pode ser perdido. Como consequência, a evolução do *price cap* fica incerta, ocorrendo o que a literatura acadêmica chama de “*ratched effect*” (BATTLE, 2013).

Além disso, o foco excessivo na redução de custos pode levar a uma retração dos investimentos e a um sufocamento da inovação, o que torna imprescindível a especificação de metas claras quanto a qualidade do serviço prestado. Por fim, há ainda uma questão de credibilidade envolvendo o próprio valor das tarifas: quando o resultado da regulação é de receitas elevadas para as concessionárias, os consumidores exercerão pressão para que se mude a estrutura de incentivos e o modelo regulatório. Em contrapartida, se o preço da tarifa está baixo e as concessionárias estão tendo prejuízo, as empresas tenderão a exercer pressão sobre o regulador para que o modelo seja revisto.

A tabela abaixo exemplifica, de maneira resumida, os principais atributos referentes à regulação por incentivos, frente àqueles apresentados pelo regime tarifário por custo de serviço:

Tabela 1. Vantagens e desvantagens da regulação tarifária por custo de serviço e por price cap.

Regime Tarifário	Vantagens	Desvantagens
<i>Cost of Service</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Previsão de receita suficientemente elevada para a cobertura dos custos das distribuidoras; • Previsibilidade da remuneração, atraindo a participação dos agentes a partir da redução dos riscos e do custo de capital; • Cobrança eficiente dos encargos setoriais. 	<ul style="list-style-type: none"> • Assimetria de informação entre as concessionárias e os órgãos reguladores; • Pouco incentivo a ganhos de produtividade pelas distribuidoras; • Burocracia e custos elevados para a realização dos processos tarifários; • Endividamento público para a garantir a remuneração fixa acordada com as distribuidoras (caso brasileiro); • Efeito inflacionário devido a mecanismos de correção monetária (caso brasileiro).
<i>Price Cap</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivo à inovação e a ganhos de produtividade; • Perspectiva de redução da tarifa no médio e longo prazo; • Maior liberdade concedida à concessionária em relação a decisões de investimento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de ocorrência do chamado “<i>ratched effect</i>”; • Foco excessivo na redução dos custos pode na verdade levar a uma retração dos investimentos. • Pressão de consumidores ou distribuidoras junto ao órgão regulador, de acordo com o valor corrente da tarifa.

4.4 O Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Periódica (RTP)

Com a publicação da Lei nº 8.987/1995, a tarifa de energia elétrica deixou de ser calculada por regime de custo de serviço, passando a ser fixada de acordo com a proposta vencedora dos processos de licitação e sendo revista periodicamente conforme as regras previstas nos contratos de concessão e nos editais dos leilões, com base naquilo estabelecido pela referida norma. Assim, atualmente, a prática da regulação tarifária pela

ANEEL é centrada em dois procedimentos principais, o Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Periódica (RTP).

Pode-se dizer que a RTP é o mais importante desses processos, uma vez que é justamente nele que a ANEEL estabelece a receita real das concessionárias de distribuição para o ciclo tarifário seguinte, além de definir a receita nominal para o próximo ano (em anos de RTP não há RTA). Nesse procedimento, a remuneração da distribuidora é recalculada com base na estimativa do que seriam custos eficientes de O&M e de capital, entre outros dispêndios associados à atividade de distribuição. Além de alterações na estrutura de custos, as tarifas devem ser reposicionadas de forma a incorporar também os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo tarifário seguinte – o que é feito por meio da estimativa e fixação de um novo Fator X, a incidir sobre o valor da Parcela B durante esse período.

O reposicionamento tarifário médio é dado pela razão entre a Receita Requerida (RR) e a Receita Verificada (RV), sendo que ambas são calculadas com base no mercado de referência vigente nos 12 meses imediatamente anteriores à data de aniversário do reajuste. A RR deve refletir os custos de O&M eficientes, a remuneração adequada dos investimentos (também de acordo com critérios de eficiência) e a atualização dos custos relacionados à Parcela A. Já a RV, por sua vez, corresponde à receita auferida pela distribuidora no ano anterior, com a cobrança da tarifa vigente.

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100$$

Sendo:

RT= Reposicionamento Tarifário;

RR= Receita Requerida;

RV= Receita Verificada.

A RR é dividida em duas parcelas distintas: a Parcela A e a Parcela B. A primeira engloba os gastos associados à aquisição de energia elétrica para atender ao mercado cativo, ao uso das infraestruturas de transmissão e aos encargos setoriais. Em linhas gerais, esses são dispêndios sobre os quais a distribuidora tem pouca ou nenhuma gerência, e por esse motivo são diretamente repassados aos consumidores finais (*pass-through*). Já a Parcela B, por sua vez, inclui todos os custos inerentes ao segmento de distribuição, o qual no Brasil abrange tanto o transporte na baixa tensão quanto a comercialização de energia. Como esses custos dependem das próprias práticas gerenciais

e decisões de investimento da concessionária, estando sob sua influência direta, são repassados aos consumidores através de valores regulatórios.

Assim, a RR é dada por:

$$RR = VPA + VPB$$

Sendo:

VPA = Valor da Parcela A;

VPB = Valor da Parcela B;

Mais especificamente, a Parcela B é composta por dois custos de natureza distinta: os custos operacionais (CAOM) e de capital (CAA). Enquanto os dispêndios operacionais correspondem àqueles necessários para a provisão do serviço de distribuição – incluindo salários, manutenção da infraestrutura física e compra de materiais, os custos de capital dizem respeito ao montante de investimento ainda não depreciado da concessionária, formalmente chamado de base de remuneração. A multiplicação desta última pela taxa de retorno definida resulta no valor total da remuneração do capital da distribuidora que foi investido. A esses custos são adicionados os valores correspondentes a incidência do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), além de uma quota de reintegração regulatória para a recomposição dos investimentos realizados.

Ressalta-se que os custos de O&M e de capital são calculados de forma paramétrica, a partir de uma metodologia que compara as metas regulatórias às receitas efetivamente observadas. Conforme detalhado no Módulo 2 do PRORET, as metas regulatórias correspondem aos custos eficientes, estimados através de um modelo de *benchmarking* que leva em consideração atributos de cada concessionária. Parte da diferença entre elas e a receita obtida no ano anterior será diretamente incorporada à nova tarifa definida na RTP, com uma parcela sendo também considerada para fins de cálculo do Fator X.

A Parcela B ainda é reajustada pelo Fator de Ajuste de Mercado (P_m), um índice definido a partir da produtividade média das distribuidoras, do crescimento médio do mercado faturado e da variação do número de consumidores na área de concessão ao longo do último ciclo tarifário. O objetivo aqui é permitir que a tarifa seja calibrada também de acordo com a evolução esperada do mercado e com os ganhos de eficiência conjunturais do segmento, de forma que tais variações sejam cobertas pela receita das concessionárias ao longo dos anos, até a revisão seguinte. O cálculo inclui também um

Mecanismo de Incentivo à Qualidade (MIQ), o qual busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores de duração e frequência das interrupções de fornecimento (DEC e FEC), tendo como base o desempenho relativo das concessionárias de distribuição como um todo.

Adicionalmente, é durante a RTP que é calculado o Fator X a ser considerado nos Reajustes Tarifários Anuais. Este componente, medido em termos percentuais, tem como objetivo garantir que o equilíbrio estabelecido na revisão entre as receitas e as despesas eficientes seja mantido ao longo do ciclo tarifário, o que é feito através da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição como um todo. Além da estimação dos ganhos de produtividade, o Fator X considera ainda dois componentes: a qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor e a trajetória dos custos operacionais (esta última acaba por absorver parte do reposicionamento tarifário).

O VPB é formalmente expresso através da seguinte fórmula, conforme consta no Módulo 2 do PRORET:

$$VPB = (CAOM + CAA)x(1 - P_m - MIQ) - OR$$

Sendo:

CAOM = Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA = Custo Anual dos Ativos;

P_m = Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ = Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR = Outras Receitas.

Resumidamente, o RTA tem como objetivo atualizar os custos não gerenciáveis das concessionárias de distribuição (encargos setoriais, contratos de compra de energia, entre outros), bem como corrigir os custos associados às atividades específicas das distribuidoras pelo índice de inflação de referência (tipicamente o IGP-M). Além disso, há ainda a incidência do Fator X fixado na RTP, o qual busca repassar uma parte de potenciais ganhos de eficiência pelas concessionárias ao longo do ciclo tarifário aos consumidores cativos. O processo é consideravelmente mais simples do que a RTP e busca essencialmente evitar que a empresa e a própria concessão sejam prejudicadas financeiramente por fatores de risco que não estão sob a sua gestão. No entanto, ressalta-se que o mercado de referência e os componentes englobados pela Parcela B manterão o

valor real calculado na revisão tarifária anterior. O cálculo do reajuste tarifário é convencionalmente expresso nos contratos de concessão da seguinte forma:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm Fator X)}{RA_0}$$

Sendo:

IRT = preço máximo a ser cobrado pelo serviço *m*, no ano *t*;

VPA₁ = *Retail Price Index*, ou taxa de inflação no ano *t*;

VPB₀ = *Retail Price Index*, ou taxa de inflação no ano *t*;

IVI = Fator de produtividade (por unidade);

Fator X = Ajustes decorrente de eventos ou choques econômicos imprevisíveis, fora do controle da concessionária.

RA₀ = Ajustes decorrente de eventos ou choques econômicos imprevisíveis, fora do controle da concessionária.

Através da fórmula acima pode-se perceber que, em um primeiro momento, o reajuste é realizado de forma separada e distinta para cada parcela da receita: enquanto o valor da Parcela A é atualizado levando-se em consideração as condições vigentes na Data de Reajuste de Processamento (DRP) e a compra de energia para atender ao mercado de referência ao longo do ano anterior, o valor da Parcela B é aquele válido na data do último reajuste, sendo meramente corrigido pela inflação e pelo Fator X. Aqui fica claro que, ao realizar o RTA, a ANEEL não busca dar cobertura às despesas e aos investimentos das distribuidoras durante o período de referência, uma vez que o modelo regulatório adotado prevê que isso seja feito somente através da RTP. Dito de outra forma, no que tange aos dispêndios gerenciáveis, o procedimento só poderá levar em conta os custos eficientes estabelecidos na revisão anterior.

5 Os efeitos do crescimento da MMGD sobre a receita das distribuidoras

5.1 Impactos da expansão da MMGD sobre as concessões de distribuição

A inserção massiva de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) na rede elétrica que ocorre atualmente no Brasil (e em todo o mundo) gera inúmeros desafios à operação do SIN, tanto à nível da geração, como nos segmentos de transmissão e distribuição de energia. Como cerca de 99% dos sistemas de MMGD instalados no país são de fonte solar fotovoltaica, o rápido crescimento de sua capacidade instalada e do seu número de adotantes implica em maior variabilidade horária e diária na produção de energia. Assim, o ONS deve agir de forma atenta e célere na programação do despacho para, nos momentos de subida ou queda abrupta do nível de geração, garantir que a oferta de energia no SIN permaneça igual à carga – e, por conseguinte, não haja aumento de tensão, descontrolo de frequência e outros eventos prejudiciais à plena operação da Rede Básica. Nesse contexto, alguns grupos de geradores podem se ver sistematicamente prejudicados, já que frequentemente há a necessidade de cortes de geração pelo operador para se acomodar a carga instantânea.

No entanto, o impacto da expansão da potência instalada total associada à MMGD é verificado de maneira mais clara e direta sobre as concessionárias de distribuição – tanto em termos de operação e supervisão da rede, como em se tratando de faturamento. Isso decorre do fato de que as unidades consumidoras com MMGD são de titularidade de consumidores cativos e estão conectadas justamente à rede da distribuidora local. Este estudo se atém às consequências relacionadas ao faturamento, propondo-se a examinar o efeito do crescimento da MMGD sobre a tarifa de energia através de uma metodologia qualitativa, com base na análise do tratamento do tema pela ANEEL no atual ciclo de revisão tarifária.

De início, contudo, é importante que se dimensione os potenciais impactos operativos desse fenômeno sobre as distribuidoras, as quais – diferentemente dos agentes geradores e transmissores – não estão sujeitas ao despacho do ONS, acionando os ativos de sua rede de forma independente. Tais efeitos, no geral, estão associados às variações rápidas e bruscas de geração que caracterizam empreendimentos de fonte solar fotovoltaica, os quais respondem por quase a totalidade dos sistemas de MMGD instalados no país. Essa grande volatilidade do nível de geração resulta, por exemplo, em

oscilações de frequência e na necessidade de ser prover flexibilidade e reserva operativa no próprio segmento de distribuição. No entanto, algumas distribuidoras alegam que o principal impacto técnico da penetração da MMGD em sua operação corresponde ao risco de sobretensão, a qual ocorre quando o nível de tensão ultrapassa o limite máximo estabelecido – tipicamente em momentos de consumo baixo e elevada injeção de energia na rede. Adicionalmente, deve-se considerar a possibilidade de inversão do fluxo radial do transporte de energia: se toda a cadeia de suprimento foi projetada para escoar a energia da alta tensão para a baixa tensão (dos geradores aos consumidores, passando pelas linhas de transmissão e distribuição), a geração distribuída cria um fluxo de escoamento no sentido oposto, o qual, a depender do nível de inserção em determinado ponto da rede, pode levar à uma alteração no sentido desse transporte (MOREIRA, 2021).

No entanto, o foco deste trabalho recai especificamente sobre a receita das distribuidoras – ou seja, sobre as tarifas reguladas calculadas pela ANEEL nos processos de revisão e reajuste tarifários. Conforme já foi analisado, o aumento sistemático no preço das tarifas, a concessão de subsídios aos participantes do SCEE e a redução constante dos custos associados à compra e à instalação de painéis solares tornam a adoção das diferentes modalidades de MMGD extremamente atrativa para os consumidores cativos com poder aquisitivo suficientemente elevado. Como os consumidores conectados à baixa tensão (Grupo B) pagam uma tarifa monômnia – ou seja, uma tarifa formada por uma única componente, medida em R\$/MWh –, quedas no volume de consumo resultantes do crescimento da geração descentralizada reduzem diretamente o mercado faturado e a Parcela B da receita das distribuidoras. Tal fenômeno vem ocorrendo em escala cada vez maior e, conforme reconhecido pela própria ANEEL, põe em risco a premissa constitucional de se garantir o equilíbrio econômico-financeiros das concessionárias.

Denning (2013), Costa Câmara (2015) e diversos autores apontam ainda para o risco de ocorrência da chamada “*espiral da morte*”. À medida que novas unidades consumidoras instalam sistemas de MMGD, reduzindo o consumo da energia provida pelas distribuidoras e deixando de pagar a totalidade da TUSD sobre seus excedentes de energia, as tarifas tendem também a ser elevadas nos processos de revisão tarifária. Tarifas mais altas, por sua vez, incentivam a adoção das modalidades de MMGD, reiniciando o círculo vicioso.

Ignorando o efeito da elevação de tarifa sobre a demanda por sistemas de geração distribuída, a Lei nº 14.300/2022 – conforme visto no Capítulo 4 – determinou a criação de uma quota específica da CDE para o custeio dos subsídios associados ao SCEE a partir de 2023 (CDE-GD). De acordo com o “Subsidiômetro” da ANEEL, painel dinâmico elaborado pela agência com o objetivo de informar ao consumidor os valores e a destinação dos inúmeros encargos presentes na conta de luz, os dispêndios da CDE com os subsídios pagos à MMGD já atingiram cerca de R\$ 5,6 bilhões em 2023, superando em mais de R\$ 1,3 bilhões os benefícios associados à Tarifa Social. Esta última corresponde a um desconto na conta de luz que contempla os consumidores residenciais de baixa renda. Apesar de a CDE-GD ressarcir às distribuidoras parte das perdas na arrecadação da TUSD relacionadas com a expansão da MMGD, suavizando o impacto sobre a receita das concessionárias no curto prazo, esse inchamento da CDE evidentemente implica em aumentos contínuos na tarifa de energia elétrica, incentivando não apenas a instalação de placas solares e de sistemas de geração distribuída por parte dos consumidores cativos, como também a migração para o ACL – tendo em vista que a partir de 2024 todos os consumidores do Grupo A poderão acessar o mercado livre, com perspectiva de abertura para a baixa tensão ao longo dos próximos anos. De fato, o orçamento da CDE para 2023 correspondeu a aproximadamente R\$ 35 bilhões, e a proposta de orçamento da conta para 2024, já submetida à Consulta Pública pela ANEEL, chega a R\$ 37,17 bilhões. Ainda de acordo com o “Subsidiômetro” da ANEEL, os custos com subsídios respondem hoje, em média, por 13,40% da conta de luz.

Entende-se que os processos de cálculo tarifário realizados pela ANEEL vêm de fato revelando certas falhas metodológicas que resultam no deterioramento da saúde financeira das distribuidoras à luz da expansão da MMGD e da redução do mercado faturado. No entanto, a suposta solução apresentada pela Lei nº 14.300/2022 de atribuir à CDE o custeio dos subsídios referentes ao SCEE tende a agravar o problema, além de onerar ainda mais os consumidores de renda mais baixa (sem poder aquisitivo para instalar sistemas de MMGD) e gerar ineficiência – já que 99% das unidades consumidoras com MMGD produzem energia a partir de fonte solar fotovoltaica, a qual já se mostra extremamente barata e competitiva, não necessitando de mais subsídios (BARROSO, 2022).

Na próxima seção, tendo como base os processos de revisão tarifária de 2023 da ENEL Rio, da CEMIG e da CPFL Paulista, se buscará identificar – na metodologia

vigente de reposicionamento tarifário – as premissas e parâmetros cuja consideração vem impedindo um reajuste da Parcela B que reflita as variações de mercado decorrentes da expansão da MMGD. Após a análise destes componentes, serão apresentadas na seção seguinte duas propostas de aprimoramento regulatório, de forma a se buscar efetivamente uma solução para esse grave problema, o qual, em última instância, pode pôr em risco a capacidade da distribuidora de prestar o seu serviço de maneira contínua e com qualidade. Primeiramente será discutida a possibilidade de implementação de tarifas binômias para todos os consumidores do Grupo B, as quais apresentariam componentes atreladas a diferentes critérios e medidas de faturamento. Em seguida, será analisada aquela que é defendida neste trabalho como a medida mais eficiente para se resolver o problema: a aplicação de técnicas de *decoupling* – ou seja, separar a receita das distribuidoras das variações de mercado que ocorrem entre os processos de revisão de tarifa, o que pode ser feito de maneira parcial ou integral, fazendo com que a receita efetivamente deixe de ser uma função das flutuações no volume de energia consumido.

5.2 Diagnóstico de falhas associadas ao regime tarifário vigente

Apesar de haver também casos de distribuidoras de energia cujos mercados encontram-se em ascensão (principalmente devido ao aumento do número de unidades consumidoras), as concessionárias que operam em áreas caracterizadas por grande penetração de MMGD vêm tendo suas receitas severamente impactadas pela redução ou a desaceleração do crescimento do consumo por parte dos consumidores cativos. O primeiro gráfico abaixo apresenta a evolução do mercado faturado das 10 concessionárias de distribuição com maior capacidade instalada de geração distribuída em sua área de outorga, levando-se em consideração apenas a energia consumida por consumidores cativos, em GWh por ano. Também foram incluídas na análise as duas maiores distribuidoras do estado do Rio de Janeiro: Light e Enel Rio. Já o gráfico seguinte exhibe a própria evolução da potência instalada de MMGD por área de concessão, entre 2014 e 2023, considerando as mesmas 12 distribuidoras.

Figura 5. Consumo faturado por distribuidora (mercado cativo). Fonte: ANEEL.

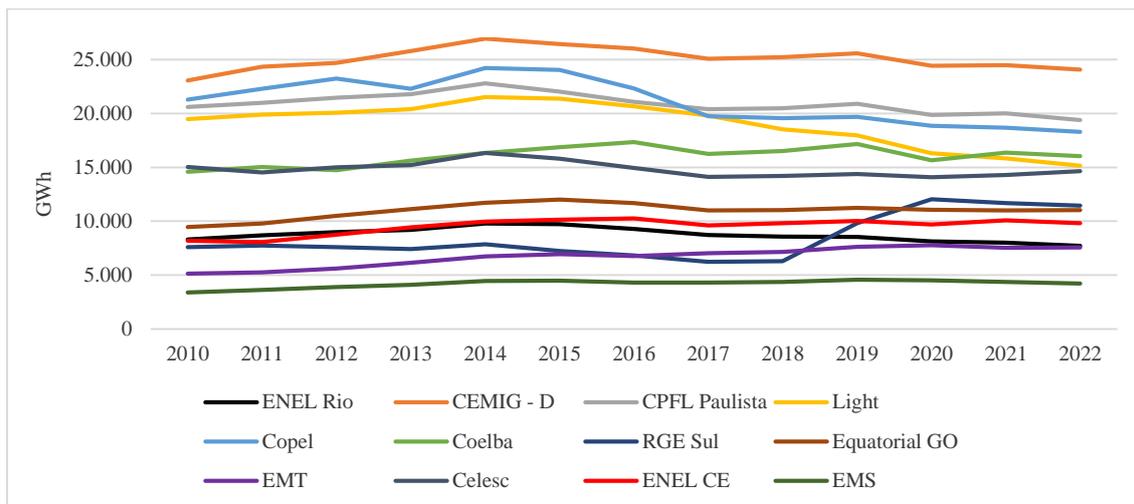
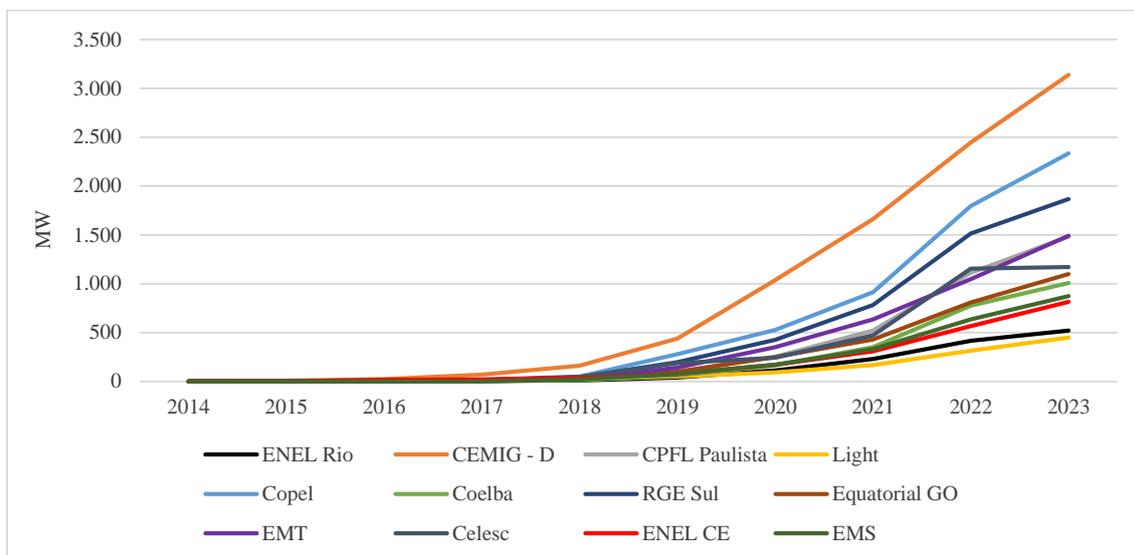


Figura 6. Evolução da capacidade instalada de MMGD por distribuidora (2014-2023). Fonte: ANEEL.



A Figura 6 ilustra claramente como a REN nº 687/2015 da ANEEL, ao ratificar o SCEE e estabelecer novas modalidades de sistemas de MMGD (entre as quais o autoconsumo remoto e a geração compartilhada), gerou um forte incentivo para a sua instalação nos anos seguintes. Já o gráfico 1 deixa claro que o consumo faturado do mercado cativo dessas concessionárias, no geral, passa a apresentar tendência de queda justamente a partir desse ano. Até então, esses mercados vinham mostrando um crescimento lento, porém estável.

Essa queda abrupta no mercado faturado das distribuidoras também pode ser explicada por diversos outros fatores, a exemplo de perdas não técnicas de energia nas chamadas áreas de severa restrição operacional (ASRO) – caso da Light e da Enel Rio,

por exemplo. No entanto, o crescimento da MMDG e dos REDs correspondem a um dos principais, senão o principal fator por trás dessa retração verificada no consumo faturado.

O impacto das variações de mercado sobre a receita das distribuidoras, por sua vez, é consequência do fato de que a maioria dos consumidores cativos – aqueles atendidos pela baixa tensão (Grupo B) – é faturada através de tarifas monômias. Ou seja, tarifas que levam em conta somente o volume consumido de energia em MWh, não levando em consideração atributos como a demanda por potência e ignorando os custos individuais de cada tipo de consumidor, o que gera uma precificação distorcida do serviço de distribuição – e, em última instância, leva à ineficiência no uso e na operação da rede.

A arrecadação de tarifas monômias implica em um faturamento condicionante à quantidade de energia consumida pelas unidades consumidoras, a qual – como vimos – pode variar significativamente a cada ano. Sendo mais específico, nos processos de revisão tarifária, calcula-se uma TUSD a ser cobrada junto aos consumidores ao longo do ciclo tarifário vigente, conforme metodologia analisada no Capítulo 5. Esta tarifa é recalibrada anualmente nos processos de reajuste, sendo corrigida pela inflação e pelo Fator X, o qual busca captar ganhos de produtividade em prol da modicidade tarifária. Contudo, a queda contínua do mercado faturado tende a fazer com que a receita anual arrecadada entre as revisões (período que pode se estender por até 6 anos, a depender da concessão) seja cada vez menor, aquém da Parcela B utilizada como referência para o cálculo das tarifas na revisão anterior. Tendo-se em vista que a maior parte dos dispêndios operacionais e financeiros das distribuidoras são fixos (ELFSM, 2020), reduções bruscas ou sistemáticas no consumo referente ao mercado cativo podem comprometer a saúde financeira da concessionária. É justamente o que vem ocorrendo nos últimos anos, com destaque para o efeito negativo das isenções tarifárias associadas aos créditos de energia no âmbito do SCEE sobre as receitas.

Nesse cenário, fica claro que o regime tarifário atual, por *price cap*, não possui em sua metodologia de cálculo qualquer parâmetro ou termo que capte as variações do mercado faturado na magnitude necessária para se ajustar a tarifa – e consequentemente a receita das distribuidoras – na direção da receita requerida calculada no início do ciclo tarifário vigente, a qual reflete os custos operacionais e de capital eficientes. Só há um termo na fórmula paramétrica da revisão tarifária que leva em conta a evolução do mercado da distribuidora: trata-se do fator de ajuste de mercado, presente tanto na fórmula

da revisão tarifária quanto na do reajuste anual – nesta última como um componente do Fator X, sendo então chamado de Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição. De acordo com a Nota Técnica nº 217/2022 da Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) da ANEEL, a qual submeteu à Consulta Pública a proposta para a RTP de 2023 da Enel Rio (a primeiro processo de revisão a ocorrer este ano):

O valor do Fator de Ajuste de Mercado (Pm), a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária, como ajuste do Valor da Parcela B, é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado entre a atual e a revisão tarifária anterior. O cálculo do Pm utiliza a mesma fórmula do componente Pd do Fator X (...) (Nota Técnica nº 2017 da SGT/ANEEL).

O Pm ou Pd é determinado a partir da seguinte equação, conforme especificado na referida Nota Técnica:

$$Pm(i) = PTF + 0,317 \times (\Delta MWh(i)_{T-6;T-1} - \overline{\Delta MWh})$$

Sendo que:

PTF = Produtividade média do segmento de distribuição no período entre as duas últimas revisões;

$\Delta MWh(i)_{T-6;T-1}$ = Variação do mercado, em MWh, da concessionária i, para os seis anos que antecedem a revisão tarifária em processamento;

$\overline{\Delta MWh}$ = Variação média do mercado das distribuidoras, em MWh;

T = Ano da revisão tarifária em processamento.

No caso da RTP de 2023 da Enel Rio, a variação do mercado da distribuidora e a variação média do mercado de todas as concessionárias de distribuição foram medidas no período entre 2017 e 2022. No caso do PTF, considerou-se a produtividade média do segmento entre 2013 e 2018, chegando-se ao valor de 0,0663% a partir do cálculo da mediana das variações anuais. Como a variação do mercado faturado na Enel Rio foi negativa no período, não surpreende que o Fator de Ajuste de Mercado tenha sido definido em -0,02% ao ano. No entanto, pela equação acima, pode-se perceber que uma variação positiva abaixo da variação conjunta do segmento já seria suficiente para o fator ser negativo.

Mesmo no caso de o fator ser negativo (como no valor calculado na RTP da Enel Rio), fica claro que o efeito sobre o valor da Parcela B no reajuste anual é muito pequeno, sendo apenas um de três componentes do Fator X. Além disso, o próprio Pm é também formado por outros termos que não estão diretamente relacionados com a evolução do mercado da concessionária, conforme se pode observar na fórmula acima. Contudo, o que chama mais atenção é o fato de que, em um contexto de grande variabilidade no mercado

faturado das distribuidoras de energia, o único parâmetro que capta essa oscilação – além de ter pouca relevância – o faz através do cômputo da evolução do consumo faturado entre a revisão atual e a passada. Ou seja, se a revisão tarifária passada capta uma tendência de variação positiva no mercado faturado, pode haver um aumento do Pm e do Fator X, o que, *ceteris paribus*, tende a reduzir a TUSD cobrada ano a ano. Nesse caso, mesmo que o nível de consumo dos consumidores cativos passe a cair de maneira abrupta e sistemática, devido à penetração da MMGD e a outros fatores (aumento das perdas não técnicas, por exemplo), o ajuste anual da tarifa estará não apenas desconsiderando tal tendência, mas também exercendo um efeito de redução na tarifa – e com base em uma tendência oposta.

Atendo-se ao exemplo da própria Enel Rio, o consumo dos consumidores cativos em sua área de concessão decresceu cerca de 3% entre 2012 e 2017, período considerado para o cálculo do Fator de Ajuste de Mercado na RTP de 2018. No entanto, entre 2018 e 2023, quando a TUSD e o Fator X estabelecidos em 2018 estiveram válidos, o mercado da distribuidora caiu de 8.570 GWh para 7.750 GWh, uma variação negativa de aproximadamente 10%.

Um outro caso de extrema relevância é o da Cemig, distribuidora cuja área de concessão concentra a maior parte da potência instalada total de MMGD no país, uma capacidade correspondente a mais de 3 GW (ANEEL). As revisões da concessionária mineira ocorrem com a mesma periodicidade das revisões da Enel Rio (a cada 5 anos), com a última tendo ocorrido também em 2023. Se entre 2012 e 2017 o consumo de seu mercado cativo subiu de 24.703 GWh para 25.082 GWh (crescimento de cerca de 1,5%), entre 2018 e 2022, em contrapartida, caiu mais de 4,5%. No entanto, o Pm calculado pela ANEEL na RTP de 2018 da distribuidora correspondeu a 1%, com efeito negativo sobre o cálculo da Parcela B na referida revisão, além do impacto anual via Fator X. De forma contraditória, a Nota Técnica nº 122/2018, a qual apresenta o resultado da RTP, resume a importância do Fator de Ajuste de Mercado da seguinte forma:

No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessária a atualização dos valores por um fator de ajuste de mercado, de modo a considerar que, ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão, o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão (Nota Técnica nº 122/2018 da SGT/ANEEL).

Na verdade, justamente devido à necessidade de se levar em consideração a possibilidade de que o mercado da concessionária seja outro ao longo do ciclo tarifário

seguinte, não parece razoável embutir na metodologia vigente de reposicionamento tarifário – como único componente que produz efeito de ajustar as tarifas com base na evolução do mercado – um parâmetro que condiciona esse ajuste à evolução do mercado no ciclo tarifário anterior, no qual o consumo pode se comportar de maneira totalmente diferente em relação à tendência atual.

Assim, percebe-se claramente que a metodologia de *price cap*, no seu desenho atual, não garante um mínimo de estabilidade em termos de faturamento para as distribuidoras em operação no Brasil, em um contexto de acentuado decréscimo do mercado devido à expansão da MMGD e dos REDs. Como forma de ressarcir às distribuidoras as perdas de arrecadação da TUSD associadas aos subsídios concedidos aos participantes do SCEE, a Lei nº 14.300/2022 determinou a criação da Quota GD da CDE, a qual desde 2023 vem repassando às concessionárias de distribuição os valores referentes às isenções e descontos no pagamento da tarifa de transporte (Fio B). No entanto, ignora-se o efeito que o aumento crescente do orçamento da CDE tem sobre a tarifa de energia, a qual, cada vez mais elevada, tende a tornar as modalidades de MMGD e o SCEE mais atrativos, acarretando uma sistemática redução do mercado faturado.

Sabe-se, portanto, que a cobertura dos dispêndios com subsídios à MMGD pela CDE não resolverá o problema – na verdade, tende a agravá-lo. Já a metodologia vigente de cálculo das tarifas, conforme já foi analisado, sequer consegue dimensionar as variações de mercado – e as consequentes variações de receita – de forma adequada. Contudo, inúmeros autores especializados na área de regulação do setor elétrico – a nível global e nacional – propõem o estabelecimento de estruturas tarifárias que possibilitem a separação, em maior ou menor grau, das receitas das distribuidoras em relação às variações anuais de seu mercado faturado. Há também soluções mais simples, como o estabelecimento de tarifas binômias para todos os consumidores cativos, em substituição às tarifas monômias – de fato, as principais responsáveis pela variabilidade da receita das concessionárias verificada atualmente. Esses aprimoramentos propostos serão analisados em maior detalhe nas próximas seções.

5.3 Aprimoramentos regulatórios

5.3.1 Tarifa binomia para todos os grupos de consumidores

De acordo com P&D assinado por Antunes, Koole, Ferreira, Sobrosa e Boff (EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA – ELFSM, 2020), há três formas de

tarifação ou modalidades tarifárias de uso da rede, as quais podem ou não coexistir como componentes dentro de uma mesma estrutura:

- I. Preço fixo por consumidor;
- II. Preço em R\$/kWh, possivelmente com diferenciação horária, sazonal e locacional (ou combinações destas três);
- III. Preço em R\$/kW, também podendo apresentar diferenciação horária, sazonal e locacional (ou combinações).

ELFSM (2020) ainda apresenta uma fórmula genérica para o faturamento do uso da rede de distribuição, considerando todas as componentes acima:

$$FURD = a + TUSD \text{ R\$/kW}_{z,i}^u \times D^u + TUSD \text{ R\$/kWh}_{z,i}^u \times E^u$$

Sendo que:

FURD = Fatura do Uso da Rede de Distribuição, em R\$;

a = preço fixo por consumidor, em R\$;

TUSD R\\$/kW}_{z,i}^u = TUSD referente à demanda por potência, diferenciada ou não por cada posto tarifário u, podendo ser sazonal (estação z) ou locacional (barra i);

TUSD R\\$/kWh}_{z,i}^u = TUSD referente ao consumo volumétrico de energia, diferenciada ou não por cada posto tarifário u, podendo ser sazonal (estação z) e locacional (barra i);

D^u = Demanda máxima faturada em cada posto tarifário u;

E^u = Energia faturada em cada posto tarifário u.

No geral, a tarifa cobrada junto aos consumidores do Grupo B (baixa tensão) corresponde à TUSD convencional monômnia, sendo faturada em R\$/kWh sem diferenciação por posto tarifário – ou seja, seu valor independe das horas do dia em que ocorre o consumo de energia. No entanto, os consumidores cativos atendidos pela baixa tensão (à exceção dos subgrupos Baixa Renda e Iluminação Pública) podem optar pela cobrança da tarifa horária branca, a qual varia de acordo com os postos tarifários. De qualquer maneira, ambos os desenhos tarifários implicam em uma arrecadação com base no consumo volumétrico de energia (correspondem ao termo $TUSD \text{ R\$/kWh}_{z,i}^u$ da equação acima), o que – como visto no Capítulo 5 – resulta em um faturamento dependente das oscilações de mercado.

Assim, como forma de se mitigar o efeito nocivo da queda sistemática do mercado faturado das distribuidoras sobre a sua receita (o que vem ocorrendo em larga escala devido ao crescimento na adoção de sistemas de MMDG e de REDs), muitos autores vêm sugerindo a adoção de tarifas binômias. Estas seriam estruturadas com base em uma

fórmula que somaria o componente de faturamento volumétrico da equação x, $TUSD$ $R\$/kWh_{z,i}^u$, com o termo associado à demanda por potência, ou seja, uma $TUSD$ $R\$/kW_{z,i}^u$. No Brasil, a ANEEL já define tarifas binômias para o Grupo A (alta tensão), as quais podem ser enquadradas nas seguintes categorias:

Tabela 2. Modalidades tarifárias binômias aplicáveis ao Grupo A.

Modalidade tarifária horária azul	Tarifas que variam de acordo com as horas em que ocorre o consumo de energia, com diferenciação horária também para o componente associado à demanda de potência.
Modalidade tarifária horária verde	Tarifas diferenciadas de consumo volumétrico de energia, de acordo com os postos tarifários, mas com uma tarifa fixa de demanda de potência.
Modalidade tarifária convencional binômia	Tarifas únicas de consumo de energia e demanda de potência – ou seja, valores não variam de acordo com as horas do dia para nenhum dos componentes.

A aplicação de uma tarifa binômia para os consumidores do Grupo B ofereceria como vantagem uma distribuição mais eficiente dos custos entre os consumidores, já que, com a inclusão de um componente associado à demanda de potência, a conta de luz dos usuários da rede teria um valor mais alinhado com o peso da carga do consumidor para o custo de operação da rede pela concessionária local. Em outras palavras, se sob o regime de tarifas monômias usuários com demandas declaradas diferentes acabam por pagar a mesma tarifa pelo uso do sistema de distribuição – muito embora a carga do consumidor com demanda mais elevada tenha maior impacto sobre as decisões de investimento e operação da distribuidora –, a estrutura tarifária binômia permite que sejam cobradas tarifas diferentes de consumidores com níveis de carga diferentes (RUFINO, 2018). Assim, com a implementação de uma tarifa binômia para o Grupo B, residências e lojas com muitos eletrodomésticos e elevado consumo de eletricidade tenderão a pagar uma TUSD mais alta, uma vez que cargas mais elevadas implicam em maior necessidade de investimento na infraestrutura da rede por parte das distribuidoras, de forma a garantir que a demanda por potência seja atingida.

Por incluir uma componente praticamente fixa (já que o nível de carga e a demanda declarada por potência dos consumidores do Grupo B, em kW, tendem a apresentar uma

variação muito menor do que a oscilação volumétrica do consumo de energia, em kWh), a tarifa binômica atenua o efeito das variações do mercado faturado sobre a receita das distribuidoras. Adicionalmente, ainda atenua os efeitos negativos dos subsídios associados ao SCEE sobre o faturamento das concessionárias, uma vez que torna compulsório um pagamento pelo uso da rede que é proporcional à carga da unidade consumidora. Se hoje o consumidor cativo participante do SCEE arca somente com o custo de disponibilidade ou uma fração da TUSD pelo serviço da distribuidora de transportar seu excedente de energia na rede (serviço que se assemelha a um tipo de armazenamento quase gratuito), com a tarifa binômica os custos de uso da rede destes consumidores serão valorados de maneira mais eficiente. Assim, de acordo com Rodrigues (2020), haveria um desincentivo para a instalação de novas unidades de MMGD, bem como aumento do *payback* dos investimentos já realizados.

Segundo ELSFM (2020), a estrutura tarifária mais eficaz para as distribuidoras de energia elétrica seria aquela capaz de induzir o cliente a demandar energia nos horários em que ela se encontra mais barata, ou seja, nos horários em que a carga total da rede estiver baixa, de forma a se otimizar investimentos em expansão e estimular o consumo da modalidade energética que seja mais barata para o consumidor. Assim, ao se diferenciar as tarifas pelo período de uso (diferenciação horária e sazonal), incentiva-se o usuário da rede a adotar comportamentos eficientes em relação ao consumo durante o dia e ao longo do ano. Além disso, cria-se uma diferenciação por áreas de comportamento de carga, a depender da localização do cliente na rede da distribuidora.

No entanto, de acordo com ELFSM (2020) e Jenkins e Pérez-Arriaga (2015), apesar de tarifas binômicas com componentes fixos ou por demanda serem frequentemente apontadas como mais efetivas em conter a perda de receita das distribuidoras com as variações de mercado, essas tarifas, assim como a monômica, não estariam imunes a esse efeito. “Não importa a variável com a qual se mensura o uso que o cliente faz da rede. Uma vez que se coloca uma dessas variáveis na tarifa, a meta do consumidor será diminuí-la”. (ELFSM, 2020). Além disso, outra desvantagem de se aplicar tarifas com componente de demanda por potência reside no fato de que, nos períodos em que o consumo cresce acima da demanda – ou seja, quando há aumento do consumo *per capita* –, a receita das distribuidoras crescerá abaixo do que cresceria com uma tarifa fixada unicamente em R\$/kWh. No geral, no entanto, pode-se afirmar que as tarifas mais

eficientes em termos de redução de risco de mercado para as distribuidoras seriam aquelas mais aderentes aos custos dos diversos perfis de consumidor.

Levando-se em consideração que a adoção de tarifas binômias podem não bastar para a garantia do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição, deve-se pensar também em outras possibilidades de aprimoramento regulatório.

5.3.2 *Decoupling*

Apesar de tarifas com sinalização econômica serem recomendáveis como instrumento para se incentivar comportamentos eficientes por parte dos consumidores, é também desejável que as alterações nas decisões de consumo e demanda dos consumidores – em resposta a essas tarifas – não resultem em perdas sistemáticas de receita para as distribuidoras. Uma alternativa para se lidar com o problema seria a aplicação de um método conhecido na literatura como *decoupling*, o qual implica em uma desvinculação do nível tarifário (receita) em relação às variáveis de mercado (kW ou kWh), contendo ou reduzindo o impacto das variações de consumo ou demanda de potência sobre o faturamento das concessionárias de distribuição (ELFSM).

Há diversas abordagens para a aplicação do mecanismo de *decoupling*. De acordo com Lazar et al. (2016), todas essas abordagens compartilham o objetivo comum de se garantir à distribuidora o recebimento de um montante pré-definido de receita ao longo do ano, independentemente das flutuações no consumo de energia (kWh) ou nas demandas declaradas de potência (kW). Algumas formas de *decoupling* estão associadas ao reajuste anual da receita requerida com base na variação do número de unidades consumidoras na área de concessão, enquanto outras são desenhadas para permitir algum ajuste friccional qualquer (“*attrition adjustment*”) que faça a tarifa ser calibrada de forma a fazer com que a receita verificada convirja para o nível permitido. No caso do primeiro exemplo:

É importante frisar que não se trata de aplicar um preço fixo pelo uso da rede. O consumidor continua pagando as diversas modalidades de tarifa (em R\$/kW, R\$/MWh, diferenciada ou não em postos tarifários), no entanto, a receita base para o cálculo das tarifas de uso da rede evolui com o número de consumidores. Esse é exatamente o fundamento do mecanismo todo: a receita não é ajustada por variáveis que estão postas para os clientes como metas de eficiência (ELFSM, 2020).

Ao invés de se buscar manter o valor das tarifas fixas entre os processos de revisão, somente com correções pontuais em base anual (correção pela inflação e captação dos

ganhos de produtividade), os métodos de *decoupling* ajustam o preço das tarifas com frequência muito maior – em certos casos, com periodicidade mensal (o que nesse caso implicaria em tarifas diferentes para cada ciclo de faturamento, ou seja, para cada conta de luz). Esses reajustes quase que instantâneos são efetuados para se compensar as diferenças entre o consumo verificado na prática e o nível de consumo utilizado como referência no processo de revisão tarifária, de forma a se garantir a obtenção de uma receita correspondente àquela calculada na revisão. De maneira genérica, o mecanismo pode ser decomposto em duas etapas. Primeiro calcula-se a receita permitida da distribuidora, em processo análogo ao da RTP realizada pela ANEEL. Depois, com a periodicidade determinada pelas regras válidas na área de concessão considerada, calibra-se o valor da tarifa para que este último garanta a arrecadação da receita permitida. Grosso modo, pode-se dizer que, enquanto a regulação tarifária tradicional estabelece preços, deixando a receita flutuar de acordo com o consumo, o *decoupling* determina receitas, permitindo então que os preços flutuem conforme o consumo (LAZAR et al., 2016). Percebe-se, portanto, que a efetiva aplicação do *decoupling* ocorre entre as revisões tarifárias, não alterando em nada (ou circunstancialmente em muito pouco) o processo de revisão. De maneira simplificada, na vigência do mecanismo, a receita e os lucros da distribuidora podem ser obtidos a partir da aplicação conjunta das seguintes fórmulas:

$$Tarifa_{pós-revisão} = Receita Permitida \div Consumo (KWh)$$

$$Receita Verificada = Receita Permitida$$

$$Lucro Verificado = (Receita Verificada/Permitida - Dispêndios - Impostos)$$

Deve-se levar em consideração que o *decoupling* pode ser colocado em prática de acordo com diferentes graduações, ou seja, diferentes níveis de desacoplamento entre a receita das concessionárias e a variação de seu mercado. O *decoupling* total (“*full decoupling*”) isola a receita das distribuidoras de qualquer desvio em relação ao consumo esperado, independentemente da causa de variação do mercado (variações climáticas, choques econômicos e outros fatores). Nesse caso específico, a receita da distribuidora deixa de ser uma função do consumo de energia em sua área de concessão, e seus lucros não são mais ameaçados por variações no nível de uso da rede, podendo ser comprometidos somente por aumentos de despesa (LAZAR et al., 2016).

Já o *decoupling* parcial protege apenas uma porção da receita faturada pelas distribuidoras de desvios entre as receitas verificadas e as receitas esperadas. Assim,

nesses casos, somente um percentual da queda do faturamento é recuperado. Por fim, sob o chamado *decoupling* limitado, somente alguns fatores específicos causadores de variações no consumo (a depender da regulação local) podem legitimar a realização de ajustes nas tarifas, como mudanças no clima.

6 Conclusão

Evidentemente, a disseminação de sistemas de MMGD e dos REDs é algo desejável, oferecendo diversas vantagens para os consumidores e o sistema elétrico no geral (diminuição de perdas técnicas, geração renovável, consumo eficiente e outras vantagens em potencial). No entanto, políticas públicas que envolvem a concessão de subsídios – apesar de eventualmente necessários – precisam ser sempre muito bem calibrados pelo governo ou órgão regulador, apresentando prazo de validade definido, com base no alcance de metas pré-estabelecidas.

Infelizmente, no Brasil e em grande parte do mundo, a concessão sistemática de subsídios para determinado setor pode fortalecê-lo ao ponto de inclusive torná-lo influente politicamente, com seus representantes reunindo-se em associações poderosas e pressionando reguladores e congressistas pela manutenção de seu “direito adquirido”. Foi exatamente isso o que ocorreu a partir da criação do SCEE, bem como da concessão de benefícios específicos para a geração solar fotovoltaica.

Como foi analisado neste estudo, os subsídios concedidos no âmbito do SCEE geraram – e ainda vêm gerando – quedas substanciais no consumo faturado das distribuidoras de energia elétrica, comprometendo a receita anual dessas concessionárias – uma vez que as tarifas cobradas junto aos consumidores conectados à baixa tensão são monômias e a metodologia atual de reposicionamento tarifário não capta variações de mercado de maneira satisfatória. A criação de uma quota específica da CDE para arcar com os subsídios referente ao SCEE só tendem a piorar o cenário no longo prazo, já que tarifas mais elevadas tendem a realimentar o incentivo de se adotar sistemas de MMGD.

Assim, como forma de se mitigar de maneira efetiva esse efeito negativo do crescimento da MMGD sobre a receita das distribuidoras, propôs-se o estabelecimento de tarifas binômias, com componentes fixos ou atrelados à demanda por potência, de modo a suavizar o impacto das variações de mercado. Complementarmente, foi sugerida a adoção de algum método de *decoupling*, estabelecendo uma blindagem (total ou parcial) das receitas das concessionárias de distribuição frente às flutuações no consumo e a eventuais alterações de carga das unidades consumidoras.

7 Referências Bibliográficas

1. DE OLIVEIRA, Adilson; SALOMÃO, Luiz Alfredo Salomão. **“Setor Elétrico Brasileiro: Estado e Mercado”**. Rio de Janeiro: Synergia, 2017.
2. VISCUSI, W. Kip; HARRINGTON JR, Joseph E.; SAPPINGTON, David E. M. **“Economics of Regulation and Antitrust”**. London: The MIT Press, 2018.
3. CRETÌ, Anna; FONTINI, Fulvio. **“Economics of Electricity”**. Cambridge (UK): Cambridge University Press, 2019.
4. KAERCHNER LOUREIRO, Gustavo. **“Manual do Direito da Energia Elétrica”**. São Paulo: Quartier Latin, 2021.
5. BATTLE, Carlos; OCAÑA, Carlos. **“Electricity Regulation: Principles and Institutions”**. London (UK): Springer, 2013.
6. GANIM, Antonio. **“Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis”**. Rio de Janeiro: Synergia, 2019.
7. MAYO, Roberto. **“Mercados de Eletricidade”**. Rio de Janeiro: Synergia, 2021.
8. DANTE, Pedro Henrique; XAVIER, Leonardo Silva Balbino. **“O crescimento da Geração Distribuída (GD): importância para a diversificação da matriz energética no Brasil e a segurança jurídica após o marco legal”**. Rio de Janeiro: Synergia, 2022.
9. EL-SHARKAWI, Mohamed A. **“Electric Energy: An Introduction”**. Boca Raton (USA): CRC Press, 2012.
10. TOLMASQUIM, Maurício. **“Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”**. Rio de Janeiro: Synergia, 2015.
11. FERNANDES, Gláucia. **“Análise do impacto regulatório da expansão da MMD”**. 2019. Disponível em:
https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_junho_-_impacto_regulatorio.pdf
12. ASSUNÇÃO, Juliano; SCHUTZE, Amanda. **“Developing Brazil’s market for distributed solar generation”**. *Climate Policy Initiative (CPI)*: Núcleo de Avaliação de Políticas Climáticas, 2017. Disponível em:
https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2017/10/Working_Paper_-_Distributed_Solar_Photovoltaic_Generation_in_Brazil.pdf
13. DOS REIS, Lineu. **“Geração de Energia Elétrica”**. Barueri (SP): Manole, 2017.

14. MOREIRA, José Roberto Simões. **“Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética”**. Rio de Janeiro: LTC, 2021.
15. **Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012**. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
16. **Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015**. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
17. **Lei nº 14.300/2022**. Disponível em:
https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/114300.htm
18. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2015**. Disponível em:
<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>
19. HUTCHINSON; GIBSON; PHAWENI. **“UTILITY PRICING DEATH SPIRAL”**. 2016. Disponível em:
<https://www.wits.ac.za/media/wits-university/conferences/misgsa/documents/MISG%202016%20Utility%20Pricing%20Death%20Spiral.pdf>
20. JENKINS, Jesse; PÉREZ-ARRIAGA. **“Improved Regulatory Approaches for the Remuneration of Electricity Distribution Utilities with High Penetrations of Distributed Energy Resources”**. *The Energy Journal*, 2015. *International Association for Energy Economics*, Vol. 38, no. 3 63-91.
21. ELFSM – Empresa Luz e Força Santa Maria. **“Aperfeiçoamento da Estrutura das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil – Fundamentos e Desenvolvimento Metodológico – Relatório Parcial”**. 2020. Projeto Pesquisa e Desenvolvimento P&D 00381-0009/2018. Disponível em:
<https://escher.eng.br/media/estrutura/Aperfei%C3%A7oamento%20da%20estrutura%20das%20tarifas%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20no%20Brasil.pdf>
22. LAZAR, J.; WESTON, F; Shirley, W. **“Revenue Regulation and Decoupling: a guide to theory and application”**, *The Regulatory Assistance Project*, 2011. Disponível em: <https://www.raponline.org/knowledge-center/revenue-regulation-and-decoupling-a-guide-to-theory-and-application-incl-case-studies/>
23. DE BRITO, Vítor Alves. **“Geração distribuída com subsídios: espiral da morte”**. Março de 2021. Disponível em: <https://www.estadao.com.br/politica/blog-do-fausto-macedo/geracao-distribuida-com-subsidios-espiral-da-morte/>
24. **Nota Técnica nº 31/2023-SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL**. Disponível em:

https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=48758&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp

25. **“Relatório Mercado Cativo (Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP)”**. Consultado em 26/11/2023. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/cativo>
26. **“Subsidiômetro” da ANEEL**. Consultado em 20/11/2023. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro>
27. **Nota Técnica nº 122/2018-SGT/ANEEL**. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT_CEMIG.pdf
28. **Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20RTP%20CPFL%20Paulista%202023.pdf>
29. **Nota Técnica nº 50/2018-SGT/ANEEL**. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT50_2018.pdf
30. **Nota Técnica nº 12/2023-STR/ANEEL**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%2012%202023%20RTP%20Cemig.pdf>
31. **Nota Técnica nº 38/2023-SGT/ANEEL**. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%C3%A9cnica%2038_2023%20-%20RTP%202023%20-%20Enel%20Rio%20-%20Resultado%20P%C3%B3s%20CP.pdf
32. **Projeto de Lei nº 414/2021**. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1962928&filename=PL%20414/2021%20\(N%C2%BA%20Anterior:%20PLS%20232/2016\)](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1962928&filename=PL%20414/2021%20(N%C2%BA%20Anterior:%20PLS%20232/2016))
33. SILVA RODRIGUES; Vagner. **“Tarifação binômia para consumidores de energia de baixa tensão no Brasil: viabilidade técnica e legal”**. UFSC, 2020. Disponível

- em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/216570/PGES0018-D.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>
34. IRENA – International Renewable Energy Agency. “**Future Role of Distribution System Operators**”. 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Landscape_Future_DS_Os_2019.pdf?la=en&hash=EDEBEDD537DE4ED1D716F4342F2D55D890EA5B9A
35. BARROSO, Luiz. Reportagem: “**Manifesto critica projeto que subsidia geração distribuída**”. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2022/11/30/manifesto-critica-projeto-que-subsidia-geracao-distribuida.ghtml>
36. Painel “**Geração Distribuída**” da ANEEL. Consultado em 11/11/2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>
37. DE CASTRO, Nivalde; CÂMARA, Lorrane; MOSZKOVICZ, Maurício. “**Reflexão sobre os impactos da geração distribuída no mercado de energia elétrica do Brasil**”. Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) – UFRJ. Texto de Discussão do Setor Elétrico (TDSE) n° 105.
Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/14_tdse_105_vf.pdf
38. Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL.
39. Nota Técnica n° 0004/2011-SRD/ANEEL.
40. Nota Técnica n° 0020/2012-SRD/ANEEL.
41. “*Electricity generation by source*”, *Brazil data explorer. International Energy Agency (IEA)*. Consultado em 12/10/2023. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/brazil>
42. Resolução Normativa ANEEL n° 77/2004.
Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>
43. “**Capacidade Instalada de Geração Elétrica: Brasil e Mundo (2015)**”. Ministério de Minas e Energia (MME), 2016.
Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/mme66.pdf>

44. **“Painel solar: preços e custos de instalação”**. Portal Solar. Gráfico da *International Renewable Energy Agency (IRENA)*, 2021.
Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao.html>
45. **Lei nº 9.427/1996**.
Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm
46. **“Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023”**. Empresa de Pesquisa Energética.
Disponível em:
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>
47. DENNING, Liam. **“Lights Flicker for Utilities”**. 2013. Disponível em:
<https://www.wsj.com/articles/SB10001424052702304773104579270362739732266>
48. COSTA CÂMARA, Lorrane da Silva. **“O Impacto da Difusão da Geração Distribuída Sobre o Equilíbrio Econômico-Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica nos Casos da Califórnia e Itália”**. UFRJ – Instituto de Economia, 2017. Disponível em:
<https://www.ie.ufrj.br/images/IE/PPED/Dissertacao/2017/Lorrane%20da%20Silva%20Camara.pdf>
49. RUFINO, Romeu. Reportagem: **“Mudança na tarifa pode deixar mais barata cota de luz de quem usa menos energia”**. Fevereiro de 2018. Disponível em:
<https://g1.globo.com/economia/noticia/mudanca-na-tarifa-pode-deixar-mais-barata-cota-de-luz-de-quem-usa-menos-energia.ghtml>
50. ABSOLAR. **“Brasil ultrapassa 34 GW em capacidade instalada de energia solar”**. Outubro de 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-ultrapassa-34-gw-em-capacidade-instalada-de-energia-solar/>
51. BAUMOL, W. J.; BRADFORD, D. F. **“Optimal Departures From Marginal Cost Pricing”**. *The American Economic Review*, Volume 60, Issue 3. 1970. Disponível em:
<https://pages.stern.nyu.edu/~wbaumol/OptimalDeparturesFromMarginalCostPricing.pdf>
52. **“Painel de acompanhamento dos pedidos de nova conexão de MMDG realizados no período de 12 meses após a publicação da Lei nº 14.300”**. ANEEL. Consultado em 11/11/2023.

Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZTZhYWU4ZTI0NGVjYy00NWlwLTg3ZjMtNGIwMzBiZGNhMDAwIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>