

# REGULAÇÃO DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: ESTIMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DO SUBSÍDIO

Rodrigo Santana<sup>1</sup>

Leonardo Monteiro Monasterio<sup>1,2</sup>

Thiago Costa Monteiro Caldeira<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP), Brasília – DF, Brasil

<sup>2</sup>Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), Rio de Janeiro – RJ, Brasil

Este trabalho estima o índice de distribuição do subsídio aplicado ao mercado de micro e minigeração distribuída, proveniente da alocação de custos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), de que trata a Resolução Normativa nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), substituída pela Resolução Normativa nº 1.059/2023. A hipótese é que a regra atual criou subsídios regressivos, pois grandes consumidores são especialmente beneficiados. A partir da base de dados da ANEEL, o estudo focou no Estado de Minas Gerais, dada a maior representatividade do mercado de geração distribuída no Brasil e por tornar o problema computacional mais tratável, e nas unidades consumidoras de pessoas jurídicas participantes do SCEE. Após quantificado o subsídio, foi possível cruzar com os dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS 2019), evidenciando-se subsídios mais elevados para as empresas de maior porte. Foram aplicados indicadores convencionais de desigualdade, obtendo a Curva de Lorenz para a renda bruta das empresas antes e após o subsídio e as Curvas de Concentração. Como resultado, o estudo apresentou o Índice de Kakwani em 0.42, indicando a regressividade do subsídio e a ineficiência alocativa no setor.

**Palavras-chave:** microgeração e minigeração distribuída; subsídios regressivos; Curva de Lorenz e Índice de Concentração; Índice de Kakwani.



## **REGULACIÓN DE LA MICROGENERACIÓN Y MINIGENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DISTRIBUIDA EN BRASIL: ESTIMACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE SUBSIDIOS**

Este trabajo estima el índice de distribución del subsidio aplicado al mercado de la micro y minigeneración distribuida, resultante de la asignación de costos del Sistema de Compensación de Energía Eléctrica (SCEE), de que trata la Resolución Normativa N° 482/2012, de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), derogada por Resolución Normativa n° 1.059/2023. La hipótesis es que la norma actual creó subsidios regresivos, ya que los grandes consumidores se ven especialmente beneficiados. Con base en la base de datos de la ANEEL, el estudio se centró en el Estado de Minas Gerais, dada la mayor representación del mercado de generación distribuida en Brasil y porque hace más manejable el problema computacional, y en las unidades consumidoras de personas jurídicas participantes en la SECS. Una vez cuantificado el subsidio, se pudo cruzar con datos del Listado Anual de Información Social (RAIS 2019), que arrojó mayores subsidios para las empresas de mayor tamaño. Posteriormente se aplicaron indicadores convencionales de desigualdad, obteniendo la Curva de Lorenz para el ingreso bruto de las empresas antes y después del subsidio y las Curvas de Concentración. Como resultado, el estudio presentó el Índice de Kakwani en 0,42, lo que indica la regresión del subsidio y la ineficiencia asignativa en el sector.

**Palabras clave:** microgeneración y minigeneración distribuida; subvenciones regresivas; Curva de Lorenz e Índice de concentración; Índice de Kakwani.

## **REGULATION OF DISTRIBUTED MICROGENERATION AND MINIGENERATION OF ELECTRIC POWER IN BRAZIL: ESTIMATION OF SUBSIDY DISTRIBUTION**

This work estimates the distribution index of the subsidy applied to the distributed micro and minigeneration market, resulting from the allocation of costs of the Electric Energy Compensation System (SCEE), dealt with in Normative Resolution No. 482/2012, of the National Agency de Energia Eléctrica (ANEEL), revoked by Normative Resolution No. 1,059/2023. The hypothesis is that the current rule created regressive subsidies, as large consumers are especially benefited. Based on the ANEEL database, the study focused on the State of Minas Gerais, given the greater representation of the distributed generation market in Brazil and because it makes the computational problem more manageable and on the consumer units of legal entities participating in the SECS. Once the subsidy was quantified, it was possible to cross-check with data from the Annual Social Information List (RAIS 2019), which showed higher subsidies for larger companies. After that, conventional inequality indicators were applied, obtaining the Lorenz Curve for the companies' gross income before and after the subsidy and the Concentration Curves. As a result, the study presented the Kakwani Index at 0.42, indicating the regression of the subsidy and the allocative inefficiency in the sector.

**Keywords:** distributed microgeneration and minigeneration; regressive subsidies; Lorenz Curve and Concentration Index; Kakwani Index.

## 1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro tem passado por diversas transformações. O modelo tradicional da cadeia produtiva iniciando na geração centralizada de energia elétrica, passando pelos sistemas de transmissão, conectando na rede de distribuição para, então, chegar ao consumidor final tem sido contestado pelos chamados Recursos Energéticos Distribuídos – RED: geração distribuída, caracterizada pela geração de energia elétrica de forma descentralizada, armazenamento de energia, veículos elétricos, sistema de comunicação remoto, gerenciamento e resposta da demanda, entre outros que têm aumentado o poder de escolha e de decisão dos consumidores.

Especificamente sobre o mercado de geração distribuída, denominação comum para a micro e minigeração distribuída, esse se refere a consumidores que produzem sua própria energia localmente com equipamentos instalados, por exemplo, nos tetos de residência, comércio e indústria, ou remotamente, que, dada a maior capacidade, os equipamentos são instalados em áreas geralmente mais distantes do local em que ocorrerá o consumo.

No Brasil, a regulação aplicada a esse segmento de mercado é o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), estabelecido por meio da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Com a aprovação da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que positivou em lei a então regulamentação do SCEE da micro e minigeração distribuída, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, e revogou a Resolução Normativa nº 482, de 2022.

Ocorre que, pela metodologia em vigor, que manteve as regras dispostas na Resolução nº 482, de 2022, para um conjunto de consumidores até 2045, os consumidores que possuem geração distribuída, mesmo fazendo uso da rede de distribuição e de transmissão de energia, não pagam integralmente pelo usufruto da infraestrutura do sistema interligado (Aneel, 2018). Esse fato tem gerado uma série de distorções, entre as quais a transferência de recursos de consumidores de menor poder aquisitivo para os de classe mais abastadas que aderem ao SCEE (Ministério da Economia - ME, 2019; Tribunal de Contas da União – TCU, 2020).

Diante disso, surge o seguinte problema de pesquisa: o regramento em vigor que viabilizou o surgimento do mercado de geração distribuída no Brasil trouxe como efeito colateral subsídios progressivos, regressivos ou proporcionais? A resposta será obtida ao mensurar o índice de distribuição do subsídio, tendo como referência o Índice de Kakwani (Castro; Bugarin, 2017; Caetano; Monasterio, 2014).

A hipótese assumida é que a regra atual criou subsídios regressivos, na medida em que beneficia os grandes consumidores, potencializando uma transferência de renda indireta entre os de menor renda para os de maior poder aquisitivo.

Nesse sentido, o objetivo deste trabalho consiste em estimar o índice de distribuição do subsídio aplicado ao mercado de geração distribuída proveniente da alocação de custos do SCEE,

constante da Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica, e que foi mantido pela Resolução nº 1.059, de 2023, nos termos da Lei nº 14.300, de 2022.

Foi utilizada a base de dados primários da ANEEL, apenas para pessoas jurídicas, e cruzamento de informações da RAIS 2019 focando no Estado de Minas Gerais, considerando a maior representatividade desse mercado no Brasil<sup>1</sup> – cerca de 18% em 2021.

## 2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

Os subsídios para o setor elétrico passaram de R\$ 15,9 bilhões em 2017 para R\$ 34,9 bilhões em 2023 (Aneel, 2017 e 2023). Apesar do constante aumento, desde o ano de 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANEEL iniciaram estudos com intuito de maior racionalização dos subsídios tarifários, a fim de criar uma trajetória de desoneração tarifária, baseada em critérios de eficiência alocativa, focado nos subsídios constantes da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (MME, 2019).

Entretanto, há um subsídio cruzado implícito na tarifa de energia, que tem trazido diversos incentivos adversos, como se verá adiante. Trata-se da regra do SCEE aplicada a micro e minigeradores de energia elétrica regulamentado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 482, de 2012, substituída pela Resolução Normativa nº 1.059, de 2023<sup>2</sup> (Energy Report, 2019).

Como há transferência de custos dos consumidores que possuem geração distribuída aos demais consumidores, entende-se tratar de subsídio cruzado implícito, pois a transferência de custos tem ocorrido via estrutura tarifária, não estando explícito no rol dos subsídios do setor elétrico suportados pela CDE<sup>3</sup> (Silva, 2019).

A microgeração distribuída e a minigeração distribuída no Brasil correspondem às unidades consumidoras, respectivamente, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. Para serem enquadradas nessas modalidades, a unidade consumidora deve produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis e estarem conectadas à rede de distribuição. A fonte solar fotovoltaica é a mais usada, representando mais de 98% do mercado<sup>4</sup>.

Atualmente, há quatro tipos de modalidades: i) geração na própria unidade consumidora, denominada de consumo local; ii) autoconsumo remoto, em que a geração ocorre em local

1 São Paulo e Rio Grande do Sul, no mesmo ano, possuíam pouco mais de 12% de potência instalada no Brasil; a média dos demais Estados estava abaixo de 2%.

2 Somente com a publicação da Lei nº 14.300, de 2022, foi estabelecido um fim para o subsídio do SCEE, porém com um longo período de transição até o ano de 2045.

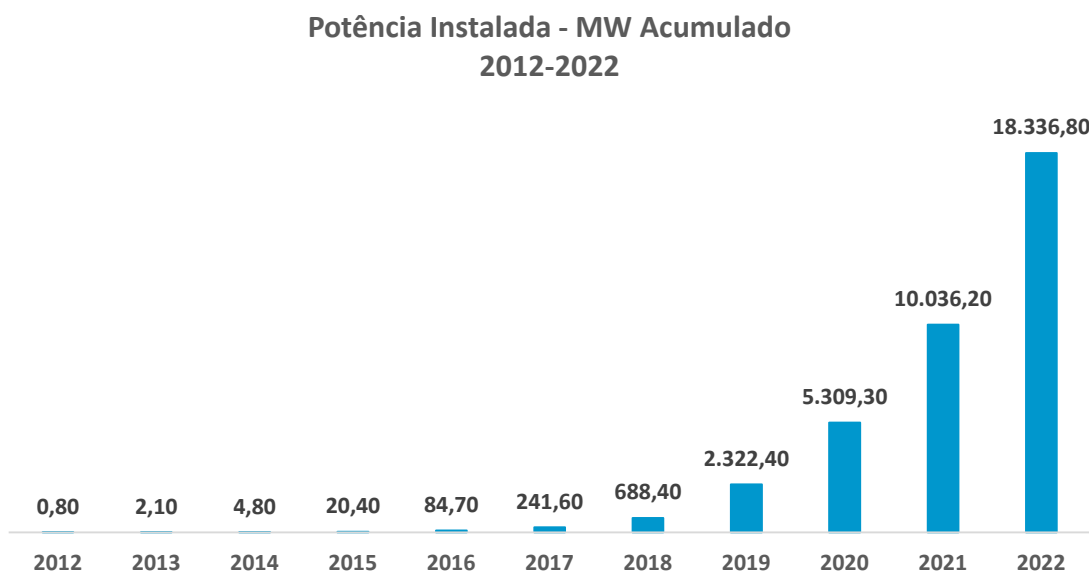
3 A Resolução Homologatória nº 3.175, de 7 de março de 2023, que aprovou o orçamento da CDE para o ano de 2023, estabeleceu cobertura de parte dos subsídios aplicados à geração distribuída, considerando apenas os entrantes do SCEE que solicitaram acesso após 7 de janeiro de 2023. Ou seja, os subsídios dos consumidores que solicitaram acesso até 7 de janeiro de 2023 permanecem sendo cobertos parte na estrutura tarifária, que ocorre no momento da revisão tarifária, parte pelos acionistas das distribuidoras de energia elétrica, em virtude da variação de mercado.

4 Referência disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acessado em 15 de agosto de 2023.

distinto daquele em que a energia excedente será compensada<sup>5</sup>; iii) geração compartilhada, semelhante a anterior, porém, neste caso, os consumidores podem ser representados em consórcio ou cooperativas; e iv) geração de múltiplas unidades consumidoras, em que estão localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas à do sistema de geração. A geração local é responsável por 75% da potência instalada, o autoconsumo remoto por 22% e as demais 3%<sup>6</sup>.

Apesar de o SCEE e a micro e a minigeração distribuída terem sido instituídos em 2012, foi após as alterações promovidas no modelo do SCEE ocorridas em 2015 e em 2017 que o mercado começou a se desenvolver<sup>7</sup>. Nota-se, pelo Gráfico 1, que no ano de 2018 foi incorporado quase o dobro da potência instalada acumulada de 2012 até 2017. O crescimento mais significativo ocorreu nos anos seguintes, atingindo 18,3 GW em 2022, ou seja, um aumento de 82% frente à potência instalada acumulada até 2021, representado um acréscimo médio de 3,6 GW por ano entre 2018 e 2022.

**Gráfico 1 – Total de potência instalada acumulada – Dez/2022**



**Fonte:** Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Mas, quais seriam os motivos para esse crescimento acelerado desse mercado? Branker *et al.* (2011) pontua a tecnologia reduzindo custos e os incentivos governamentais como os principais fatores para o desenvolvimento do mercado de energia solar.

International Renewable Energy Agency (2020) mostra que a média do custo total de instalação de energia fotovoltaica em países representativos reduziu 81% entre 2010 e 2020. Ao

5 O autoconsumo remoto permite que um imóvel que produz energia solar, como uma residência ou uma empresa, possa utilizar o excedente em outras faturas de energia elétrica, desde que em unidades consumidoras do mesmo titular e atendidas pela mesma distribuidora.

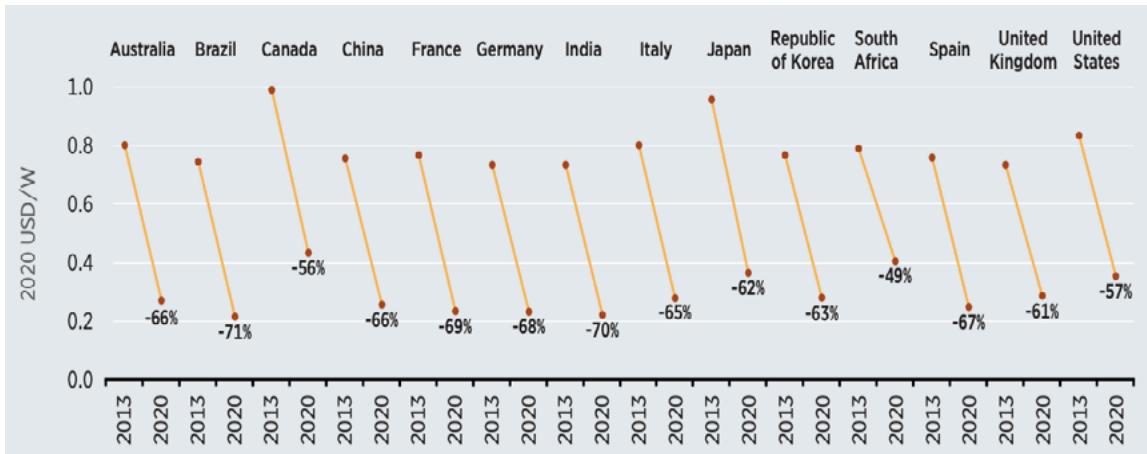
6 *Vide* nota de rodapé nº 4.

7 Para mais detalhes, acessar <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>.

mesmo tempo, houve uma melhora na eficiência dos equipamentos, passando de um fator de capacidade de 14% para 16,1%. Além disso, ao se avaliar o custo nivelado de energia, que é uma métrica de comparação de fontes de geração, a redução foi ainda mais expressiva: 85%.

Avaliando os principais itens de custo do sistema fotovoltaico, individualizados por 14 países selecionados, conforme ilustra o Gráfico 2, evidencia-se que, no Brasil, a redução foi de 71% entre 2013 e 2020, sendo o país com queda de custo mais expressiva.

**Gráfico 2 – Redução de custo sistema fotovoltaico – 2013 a 2020**



Fonte: Adaptado de Renewable Power Generation Costs (2020).

Associado à expressiva redução de custos, o segmento tem conseguido também se beneficiar de isenções tributárias. O Governo Federal reduziu a alíquota do imposto sobre importações incidente em alguns equipamentos. Além disso, diversos estados concederam isenção da incidência do Imposto sobre Circulação de Serviços e Mercadoria (ICMS) sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz.

De fato, a atratividade econômica é um dos principais motivos que tem impulsionado o crescimento do setor (MME, 2019). Porém, o modelo atual tem gerado distorções na alocação de custos que, segundo a ANEEL (2018), justificariam uma intervenção regulatória visando mitigar a transferência de recursos dos demais consumidores em benefício daqueles que possuem o sistema de micro e minigeração distribuída. Mesmo com o marco legal oriundo da Lei nº 14.300, de 2022, o subsídio ainda persistirá por um longo período, até o ano de 2045. Importante compreender que, em função da predominância da fonte solar fotovoltaica nessas modalidades de geração distribuída, não há produção de energia elétrica por parte do micro e minigeradores em momentos de baixa ou nenhuma irradiação solar ou quando o equipamento

estiver em manutenção. Portanto, é inevitável o consumidor fazer uso do sistema elétrico, imputando custos à rede, que deve estar dimensionada de acordo com sua carga e perfil de consumo, uma vez que não se desconectou do sistema interligado e nem fez uso de baterias para a garantia do seu suprimento.

O problema reside principalmente na ausência de previsão de pagamento por parte dos consumidores com micro ou minigeração distribuída dos custos fixos de rede que compõem a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. Ademais, independentemente do momento em que a energia elétrica é gerada e consumida, se simultaneamente ou não à geração, a regra estabelecida pela ANEEL e mantida na Lei nº 14.300, de 2022, até 2045, abate da energia consumida o volume total de energia injetada na rede de distribuição, sendo o faturamento incidindo na parcela positiva resultante desse balanço. Caso o montante gerado seja equivalente ao montante consumido, por exemplo, o consumidor fica isento de pagar a tarifa – com exceção do custo de disponibilidade, subestimado<sup>8</sup> –, mesmo que tenha usado a rede durante a intermitência da fonte ou em momentos de manutenção do sistema (Aneel, 2018). Ademais, a intermitência na geração, que é uma característica da fonte solar fotovoltaica, e a necessidade de a rede estar dimensionada para absorver a potência a ser injetada trazem desafios para a gestão da rede de distribuição que requererá investimentos (Dantas; Pompermayer, 2018).

O exposto até o momento abre um amplo campo para discutir os custos e benefícios trazidos pelo sistema de micro e minigeração distribuída. Por exemplo: se o fluxo reverso, ao injetar energia elétrica na rede, traz estabilidade ao sistema ou aumenta a tensão da rede; se há aumento ou redução das perdas técnicas; se há postergação de investimentos ou se são necessários investimentos adicionais na rede de distribuição para atender a carga em momento de não geração ou de recebimento do fluxo reverso, notadamente em áreas mais distantes do centro da carga.

O trabalho de Saidel e David (2017) lista uma série de benefícios advindos desse mercado, como, por exemplo, uso de fontes renováveis, empoderamento do consumidor, redução de perdas no sistema, postergação de investimentos em transmissão e geração centralizada, diversificação da matriz energética, entre outros.

Por sua vez, o estudo desenvolvido por Giacobbo (2018) questiona o papel estratégico da geração distribuída e apresenta impactos que podem gerar desequilíbrio no setor elétrico, destacando a perda de receita das distribuidoras frente aos investimentos realizados, que podem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro do segmento e como consequência a modicidade tarifária. Do ponto de vista técnico, o autor destaca potenciais problemas operacionais causados pela introdução na rede de fluxos bidirecionais, exigindo controle de tensão e de corrente que exigirão ainda mais investimento nas redes de distribuição.

---

8 O custo de disponibilidade para micro e minigeração distribuída atualmente é um valor simbólico, uma vez que equivale ao custo mínimo que os consumidores que não fazem parte do SCEE pagam pela disponibilidade. Como no arranjo tarifário atual o custo da rede acaba sendo pago conforme a quantidade de energia elétrica consumida (ou seja, por uma tarifa monômnia), esse valor não representa o custo de disponibilidade do sistema que estaria refletido na componente da TUSD.

Já o trabalho de Moreno (2015) aponta os desafios do regulador devido a insuficiências do marco regulatório que vão além do modelo de geração distribuída. O autor ressalta a necessidade da segregação dos papéis da distribuidora em prestadora de serviço e fornecedora de energia elétrica e destaca a importância de modernizar a estrutura tarifária com sinais mais dinâmicos e locais e de integrar novas tecnologias de redes inteligentes conjugadas à micro e minigeração. No mesmo sentido, o trabalho recente de Guerrero *et al.* (2020) evidencia que o uso de recursos energéticos distribuídos, como é o caso da micro e minigeração distribuída, exigirá uma operação flexível e eficiente do operador de rede de distribuição, o que requererá o emprego de novas tecnologias e, como consequência, de novos investimentos.

A despeito da relativa controvérsia técnica entre os custos e benefícios do modelo dos recursos energéticos distribuídos, como a geração distribuída, atualmente há um descasamento entre a avaliação técnica e os aspectos econômicos envolvidos.

Como se observa no levantamento da ANEEL, os dados apresentados na Audiência Pública nº 001/2019 (Análise de Impacto Regulatório [AIR] sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída) mostram que, até 2035, o volume projetado de subsídios cruzados implícitos estaria na ordem de R\$ 55 bilhões. Já um estudo mais recente estimou o subsídio em torno de R\$ 134 bilhões (Valor Presente Líquido [VPL] considerando perpetuidade), caso a norma então vigente não seja alterada (Psr; Siglasul, 2021). No trabalho de Vieira (2021), que avaliou o impacto sobre as tarifas residenciais, é estimado que, em 2025, as tarifas sofrerão um aumento em mais de 8% apenas para suportar o subsídio existente no âmbito do SCEE.

Além disso, outros efeitos colaterais que não foram devidamente mapeados quando da definição do modelo regulatório aplicado a micro e minigeração distribuída têm surgido. Nota-se que, em virtude do sinal dado na regulamentação, o volume de geração solar centralizada que tem entrado em operação tem ficado aquém dos empreendimentos em geração distribuída, notadamente pelo retorno dos investimentos, que, segundo a ANEEL, apresenta Taxa Interna de Retorno (TIR) real da ordem de 16%. (Aneel, 2018). Em 2020, enquanto entraram em operação 788 MW de geração solar fotovoltaica centralizada, a micro e minigeração distribuída atingiu 2.606 MW, correspondendo a mais de três vezes superior à primeira. Por outro lado, em termos de preço, sem considerar custos de transporte de energia elétrica, a solar fotovoltaica centralizada chega a ser mais de seis vezes menor que a proveniente da geração distribuída, causando distorção de preços no mercado regulado<sup>9</sup> e uma alocação ineficiente de recursos (ME, 2019).

Uma das principais distorções que a geração distribuída tem ocasionado é denominada de espiral da morte. A espiral da morte acontece, pois, quanto mais empreendimentos surgem de geração distribuída, mais consumidores deixam de remunerar o sistema elétrico. Com isso, há uma redução do mercado no ambiente regulado e, como consequência, as tarifas se elevam (Simone,

9 O mercado regulado abrange consumidores que adquirem energia elétrica junto às distribuidoras.



2019). Esse efeito retroalimenta o sistema de micro e minigeração, tornando-o ainda mais rentável, alterando o custo de oportunidade de se manter um consumidor convencional (ME, 2019).

Segundo Burger e Luke (2016), do ponto de vista das concessionárias, a introdução dos Recursos Energéticos Distribuídos, dada as características disruptivas, tem potencial de ameaçar a viabilidade financeira do setor. Como dito anteriormente, um dos desequilíbrios no mercado decorre do fato de que, ao atual desenho do Sistema de Compensação, permite abater toda a produção de energia do montante total que foi consumido valorado pela mesma tarifa, independente da simultaneidade ou não entre produção e consumo.

Ademais, conforme levantamento feito pelo Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec, 2021), as instalações de sistemas fotovoltaicos concentram-se nas regiões de maior poder aquisitivo dos três grandes centros urbanos mapeados, quais seja, São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, corroborando com o Ministério da Economia (2019) de que os consumidores mais abastados são os que aderem ao Sistema de Compensação. No limite, apenas os consumidores de menor renda estariam pagando os custos para sustentar o sistema elétrico. Trata-se de uma ineficiência alocativa de custos com efeitos distributivos regressivos (TCU, 2020).

Os impactos mencionados podem, inclusive, contribuir negativamente para o sucesso da abertura do mercado livre para os consumidores da baixa tensão. Vale mencionar que a ANEEL e a CCEE foram designadas para realizar estudos para viabilização dessa abertura, tendo em vista o estabelecido na Portaria MME nº 465, de 12 de dezembro de 2019, tendo sido objeto da Consulta Pública nº 137, de outubro de 2022, conduzida pelo MME. Além disso, os citados impactos trazem riscos à sobrecontratação de energia no mercado regulado (MME, 2019) e demandam o despacho de usinas termelétricas poluentes que possuem a característica de maior flexibilidade e de garantir a confiabilidade do sistema.

De forma geral, tem-se observado sinais não adequados no mercado causado pela ineficiência alocativa da intervenção regulatória em vigor. O tomador de decisão deve prever como sua escolha afetará o bem-estar social não só no presente, como também no futuro. Essa escolha deve gerar uma alocação superior àquela decorrente do mercado. Para isso, deve-se ater não só aos efeitos imediatos da decisão, como também aos efeitos colaterais ou não intencionais das políticas públicas, ou seja, as falhas de governo (Stiglitz; Rosengard; 2015).

Em outras palavras, não é só pelo fato de haver falhas de mercado que o Estado deve intervir. A falha deve ser de tal magnitude que justifique a intervenção pretendida. Isso porque os agentes econômicos reagem a incentivos, notadamente pelo fato de que, nas relações econômicas, o jogo é sequencial (Fiani, 2015) e da possibilidade de a intervenção ser mais prejudicial do que benéfica, gerando efeitos não só no curto prazo como também no longo prazo.

Assim, a solução governamental desenhada deve-se ater a possíveis efeitos não intencionais que venham a gerar *misallocation*, ou seja, a ineficácia na alocação dos fatores de produção na economia (Restuccia; Rogerson, 2017 *apud* ME, 2020). De fato, o Ministério da Economia (2020)

argumenta que a má alocação de recursos afeta a produtividade da economia comprometendo o desenvolvimento econômico e social do país. Trata-se, portanto, de interferências na alocação de mercado que drenam recursos de sistemas mais eficientes para sistemas menos eficientes e que pode ser verificado tanto em políticas macroeconômicas e microeconômicas, como no caso tratado por este artigo.

Portanto, resta clara a tentativa da ANEEL em 2019<sup>10</sup>, pautada na teoria política positiva da regulação (Mueller, 2001), em buscar readequar o modelo em vigor. A proposta regulatória baseou-se em três vertentes principais: melhorar a eficiência alocativa de custos, evitar transferência de custos entre consumidores e garantir o crescimento sustentável e equilibrado do mercado de geração distribuída no Brasil. Esses aprimoramentos foram, em certa medida, endereçados pela Lei nº 14.300, de 2022, com a ressalva de que foi concedido um longo período de transição, em que as distorções alocativas dos subsídios serão mantidas. Ademais, em relatório emitido pela área técnica do TCU, o entendimento é que a modelagem econômica da geração distribuída concebida pela Resolução Normativa nº 482, de 2012, não atende aos ditames legais, determinando à ANEEL a retirada dos subsídios em vigor (TCU, 2020)<sup>11</sup>.

Seguindo esse entendimento, a Corte de Contas emitiu o Acórdão nº 3.063/2020 determinando à ANEEL o estabelecimento de ações para a solução dos aspectos econômicos que têm gerado a diferenciação de tratamento entre consumidores com e sem geração distribuída. Além disso, recomendou ao MME o estabelecimento de política pública que substituísse o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. De fato, ao observar a experiência internacional, Raskin (2013) pontua que, a depender do regramento estabelecido para o Sistema de Compensação, carregará em si uma dificuldade de mudança de regra, uma vez que os beneficiários do modelo regulatório identificam um caráter de perpetuidade do subsídio que seria a razão para realizar os investimentos em geração distribuída.

Ocorre que os problemas de ordem econômica causados pelas regras do Sistema de Compensação tornam-se insustentáveis e resultam, de forma geral, na necessidade de readequação do modelo regulatório. Como ocorreu em outros países, foi necessário o aprimoramento do marco legal que sustenta as diretrizes políticas e a regulação afetas à geração distribuída, visando garantir a atratividade de investimentos *vis a vis* assegurar receitas para as operadoras de rede com adequada alocação de custos entre todos os consumidores (Aneel, 2018).

A intervenção regulatória, na forma da Resolução nº 482, de 2012, apesar de ter impulsionado o mercado de geração distribuída no Brasil, trouxe uma série de efeitos colaterais não intencionais, os quais a Lei nº 14.300, de 2023, não tratou ao garantir até 2045 o subsídio no

---

10 Audiência Pública nº 001/2019: Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>>. Acessado em: 09 setembro de 2023.

11 Relatório da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica – SeinfraEnergia, de 10 de abril de 2020 – TC 037.642/2019-7.

uso da rede para os consumidores que solicitassem o ingresso no SCEE até 7 de janeiro de 2023. Nesse sentido, como contribuição ao estado da arte, pretende-se estimar a progressividade, a regressividade ou a proporcionalidade proveniente da alocação de custos da geração distribuída.

Índices de progressividade são bastante utilizados na literatura para avaliação da estrutura tributária de um país. Quando a carga tributária se eleva mais que proporcionalmente à renda, então é progressivo; e, se eleva menos que a proporção da renda, então é regressivo.

No trabalho de Paes e Bugarin (2006), ficou evidenciado a progressividade dos impostos diretos no Brasil, enquanto, especificamente sobre o IRPF, Castro e Bugarin (2017) identificaram que o Brasil, entre os países comparados, é o segundo com maior progressividade, quando se utiliza os índices de Kakwani e Suits. Os autores concluíram que esse efeito contribui para reduzir a regressividade da tributação indireta conforme Payeras (2010). Por sua vez, Caetano e Monasterio (2014) avaliaram o impacto do Regime Geral de Previdência Social na distribuição de renda regional. Aplicando ferramenta econométrica e índices de progressividade concluíram pelo efeito distributivo regional de renda da previdência.

Nesse sentido, dado que o subsídio também é uma ferramenta de intervenção governamental no mercado, o objetivo do presente artigo é usar a abordagem de progressividade, regressividade e proporcionalidade no caso da distribuição dos custos da micro e minigeração distribuída de pessoas jurídicas do SCEE.

### **3. METODOLOGIA**

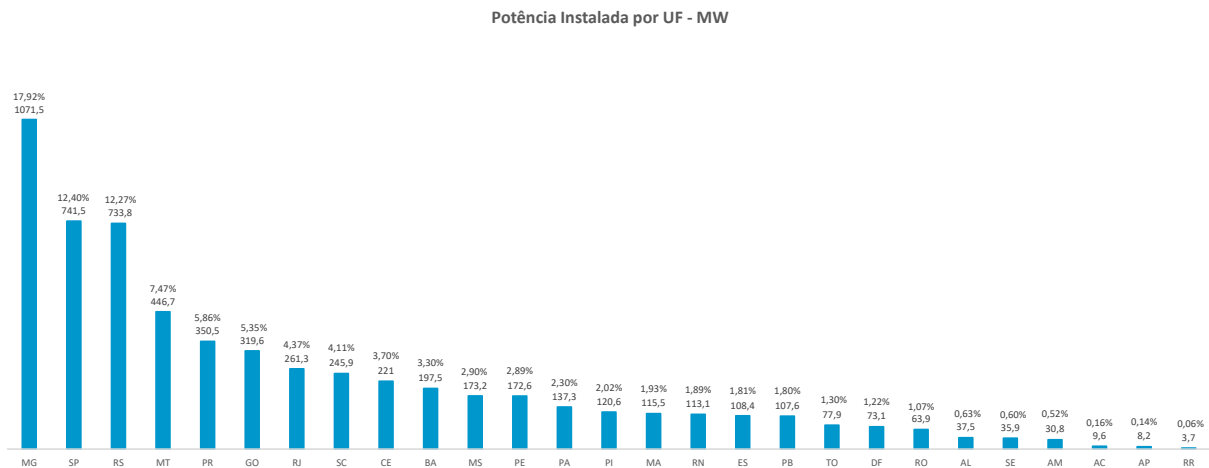
#### **3.1 Do tratamento dos dados**

Para estimar a distribuição do subsídio, foi usada a base de dados primária da ANEEL, no tocante ao segmento de geração distribuída, considerando os dados já consolidados de 2012 até junho de 2020.

Com vistas a facilitar o trabalho computacional, o estudo teve como foco o Estado de Minas Gerais, conforme já foi dito, que é o estado de maior representatividade do mercado de geração distribuída no Brasil, correspondendo a quase 18% do total da potência instalada existente em junho de 2021<sup>12</sup>, como ilustra o Gráfico 3.

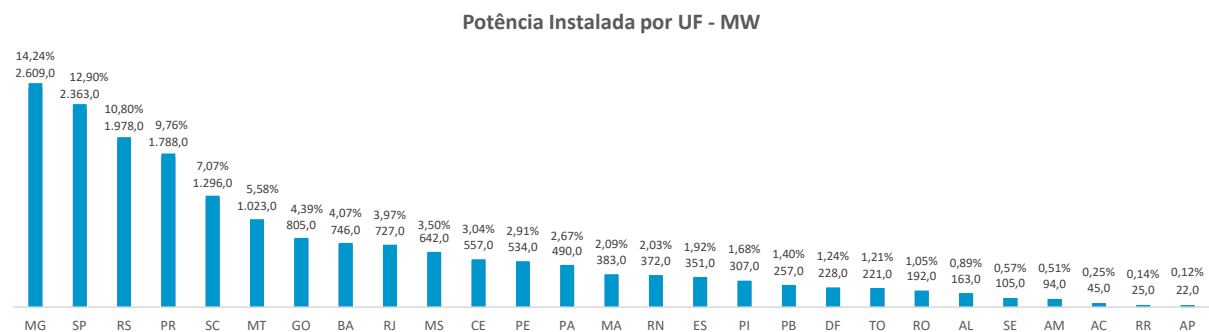
---

12 Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em 15 de junho de 2021.

**Gráfico 3 – Geração distribuída por Estado – jun./2021**

Fonte: Adaptado de ANEEL.

Considerando os dados atualizados até dezembro de 2022, o Estado de Minas Gerais ainda é o mais representativo, com 14,2% do total de potência instalada no país, seguido por São Paulo com 12,9% e Rio Grande do Sul com 10,8%. Na média, os demais estados representam 2,6% da potência instalada de micro e minigeração distribuída, conforme mostra o Gráfico 4.

**Gráfico 4 - Geração distribuída por Estado – dez/2022.**

Fonte: Adaptado de ANEEL.

Para a seleção das empresas beneficiadas, foram utilizados os dados disponíveis da RAIS 2019. A partir da população de mais de 340 mil empresas, iniciou-se o tratamento dos dados. O primeiro filtro foi cruzar a base de dados da ANEEL com os dados da RAIS 2019, o que resultou no total de 6.307 empresas com micro e minigeração distribuída.

Após esse filtro, foram excluídos os números de Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) presentes na base de dados da ANEEL como poder público, serviço público e iluminação pública. Isso porque não seria possível utilizar os dados da massa salarial de órgãos e entidades públicas como *proxy* de receita, algo necessário para implementar o modelo, como se verá adiante. Ademais, excluiu-se as empresas com geração na própria unidade consumidora que esteja conectada na alta tensão, pois essas pagam a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD. Por fim, não foram consideradas as empresas que não registraram a massa salarial na

RAIS, algo que inviabiliza a sua consideração no modelo. Com isso, chegou-se ao número de 5.975 empresas avaliadas.

Registra-se, ainda, que não foi considerado nesse estudo a mensuração dos investimentos ou mesmo o período em que haveria o retorno sobre esses investimentos realizados para compra, instalação e manutenção de equipamentos necessários para a produção de energia gerada pelas empresas.

### 3.2 Do cálculo do subsídio

O montante do subsídio foi calculado utilizando a metodologia empregada pela ANEEL nos estudos técnicos que embasaram o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR), objeto da Audiência Pública nº 001/2019<sup>13</sup>. As seguintes premissas foram consideradas para a quantificação dos subsídios: i) valoração de toda energia elétrica gerada – parcela injetada na rede e consumo simultâneo<sup>14</sup>; ii) toda potência gerada é proveniente de fonte solar fotovoltaica<sup>15</sup>; iii) taxa média de desempenho do sistema fotovoltaico em 80%<sup>16</sup>; iv) taxa média de irradiação solar por dia de 5,38 kw/m<sup>2</sup>/dia<sup>17</sup>; v) tarifa praticada pela distribuidora de energia elétrica CEMIG no ano de 2020, excluindo a componente de energia da tarifa de fornecimento.

A equação para o cálculo do montante do subsídio foi a seguinte:

$$\sum_{UCi}^{UCn} S = (\alpha Pi * \beta * 365) * Tarifa$$

onde:

$$\sum_{UCi}^{UCn} S = \text{Total do Subsídio da Unidade Consumidora i até n (apenas empresas);}$$

$\alpha Pi$  = Potência Efetiva (potência real\*taxa de desempenho)

$\beta$  = Taxa média de irradiação por dia

*Tarifa* = Tarifa de Fornecimento - Energia da Tarifa de Energia

13 Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>. Acessado em 20 de fevereiro de 2021.

14 Segundo o AIR da ANEEL, “entre 90% a 95% desses custos incidem sobre os demais consumidores da rede, e o percentual restante se traduz em queda de receita das distribuidoras”. Como essa queda de receita é recuperada na revisão tarifária seguinte, via subsídio cruzado, elevando as tarifas dos demais consumidores, optou-se por considerar o consumo simultâneo na valoração do subsídio.

15 No caso de Minas Gerais, no período analisado, temos: Central Geradora Fotovoltaica (UFV) 92,2%; Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) 5,1%; Central Geradora Termelétrica (UTE) 2,7%.

16 Nem toda a potência se transforma em energia elétrica gerada. Assume-se o mesmo percentual de desempenho da AIR da ANEEL.

17 Valor médio de irradiação solar do Estado de Minas Gerais, conforme AIR da ANEEL.

### 3.3 Da estimação da distribuição do subsídio

Para avaliação da progressividade, da regressividade ou da proporcionalidade de um tributo ou subsídio, são utilizados instrumentos de avaliação de equidade, como, por exemplo, Índice de Gini, Índice de Concentração e Curva de Lorenz. Baseando-se nos trabalhos de Caetano e Monasterio (2014), que quantificaram a progressividade da política do Regime Geral de Previdência Social e utilizaram medidas convencionais de equidade, como índices de Gini e progressividade, e de Castro e Bugarin (2017), que avaliaram a progressividade do Imposto de Renda da Pessoa Física no Brasil, busca-se quantificar o efeito dos subsídios do SCEE, tendo como referência o porte das empresas.

Como salientado por Caetano e Monasterio (2014), as unidades ordenadas na Curva de Lorenz antes e após os subsídios não necessariamente são as mesmas. Essa limitação da metodologia pode prejudicar a análise, uma vez que pode levar à comparação de diferentes unidades plotadas no gráfico. Fez-se necessário, portanto, encontrar a Curva de Concentração para os subsídios e compará-la com a Curva de Lorenz após o recebimento do benefício.

Após esse tratamento, foi então estimado o Índice de Kakwani (Castro e Bugarin, 2017). A partir da separação entre as Curvas de Lorenz e de concentração foi possível avaliar a desproporcionalidade da tributação em relação à renda bruta e os efeitos de progressividade, regressividade e proporcionalidade.

De forma análoga ao estudo de Castro e Bugarin (2017), neste trabalho foi calculado o Índice de Kakwani. Porém, ao invés de se verificar o efeito da tributação, buscou-se o efeito do subsídio, no qual o resultado é o inverso do primeiro, o que requereu multiplicar por -1 a modelagem inicial de Kakwani, como a seguir:

$$\pi^k = G_r - C_s,$$

onde:

$\pi^k$  = Índice de Kakwani,

$C_s$  = Coeficiente de Concentração do Subsídio, e

$G_r$  = Coeficiente de Gini associado à curva de Lorenz da renda bruta, sendo que:

$\pi^k > 0$  o subsídio é regressivo,

$\pi^k < 0$  o subsídio é progressivo,

$\pi^k = 0$  o subsídio é proporcional.

Em relação à variável renda bruta, foi considerada como *proxy* a massa salarial das empresas do Estado de Minas Gerais disponível na RAIS 2019, conforme explanado anteriormente. Por simplificação, esse dado foi utilizado para a definição do porte da empresa, de forma a verificar os efeitos da incidência do subsídio do SCEE no mercado de geração distribuída. Assim, considerando o montante do subsídio recebido e a remuneração, foi possível obter os índices individuais por empresa para elaboração das Curvas de Lorenz e de Concentração a serem

apresentadas na seção seguinte. A análise foi feita com o auxílio do software R (R core team, 2021) e do pacote *ineq* (Zeileis, 2014).

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Do montante do subsídio

O acesso ao mercado de micro e minigeração distribuída está disponível a todas as classes de consumidores: industrial, comercial, residencial, rural, serviço público, poder público e iluminação pública. Porém, como tratado na seção anterior, as três últimas classes de consumidores não foram consideradas para não enviesar os dados, uma vez se tratar de setor público.

A estratificação das empresas segundo o volume da folha salarial anual, conforme dados disponibilizados na RAIS, é apresentada na Tabela 1.

**Tabela 1 – Subsídios de empresas com geração distribuída – Estado de Minas Gerais – Jun./20**

Folha Salarial (R\$)	UC_Micro_Mini_GD (Un)	UC_Credora (Un)	Potência (kW)	Energia (MWh)	Subsídio TOTAL (R\$)	Subsídio Médio Anual (R\$)
> 50 MM	6	419	5266,4	8.269	3.771.018,93	628.503,16
> 10 MM < 50 MM	26	267	8331,14	13.081	5.965.533,70	229.443,60
> 5 MM < 10 MM	32	70	4009,92	6.296	2.871.313,28	89.728,54
> 3 MM < 5 MM	46	139	3035,62	4.766	2.173.663,32	47.253,55
> 1 MM < 3 MM	295	731	15412,66	24.199	11.036.273,86	37.411,10
> 0,5MM < 1 MM	528	1030	22114,78	34.722	15.835.343,71	29.991,18
> 300Mil < 0,5MM	656	1299	22909,31	35.970	16.404.268,91	25.006,51
> 100Mil < 300Mil	1887	3670	46672,39	73.280	33.419.881,96	17.710,59
< 100Mil	1690	3612	30583,01	48.018	21.899.041,04	12.958,01
<b>Total</b>	<b>5.099</b>	<b>11.237</b>	<b>158.335</b>	<b>248.600</b>	<b>113.376.338,71</b>	<b>22.235,01</b>

Fonte: Adaptado de RAIS (2019).

Salienta-se que, em cada faixa de estratificação da massa salarial, empresas de mesmo CNPJ, matriz e filial se beneficiando do regramento do SCEE, foram aglutinadas para simplificação do cálculo e minimização da dispersão de resultados. Além disso, não foi avaliada a cadeia societária das empresas. Ou seja, pode ocorrer casos em que mais de uma empresa possa pertencer a um mesmo grupo econômico, o que tornou a presente avaliação mais conservadora.

Em relação a unidades consumidoras que recebem créditos, em regra, quanto maior o porte da empresa, mais ela possui unidades consumidoras vinculadas ao mesmo proprietário que são beneficiadas com o subsídio. Na média, para cada unidade com o sistema de geração distribuída, há 2,2 unidades credoras. Isso se justifica pelo fato de que, nas modalidades denominadas de autoconsumo remoto, o subsídio pode ser aplicado em várias unidades desde que seja na mesma pessoa jurídica, incluindo matriz e filial.

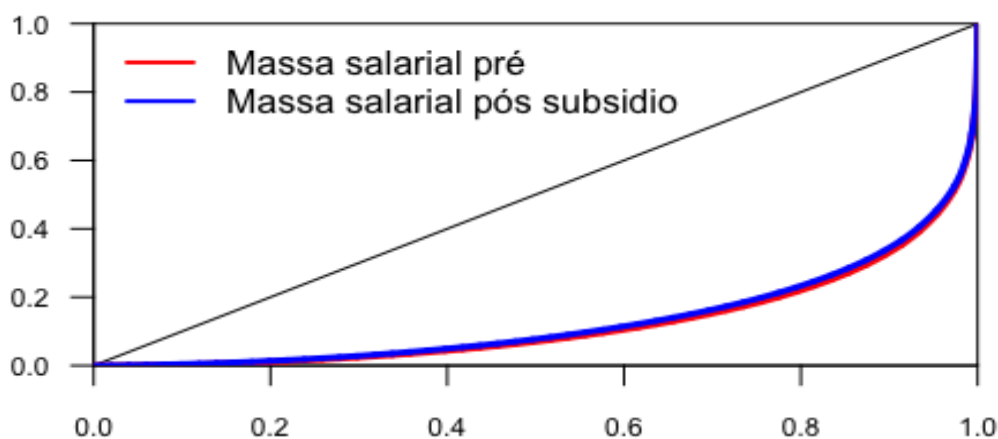
O montante de subsídio obtido corresponde a mais de R\$ 113 milhões no Estado de Minas Gerais (data base junho 2020). O valor médio anual de subsídio recebido pelas empresas para cada faixa de folha salarial foi de R\$ 12,9 mil a R\$ 628 mil. Para as empresas de maior porte, o montante de subsídio é mais elevado, o que já indica um certo grau de regressividade do modelo.

#### 4.2 Da estimação da distribuição do subsídio

O subsídio quantificado na seção anterior foi ponderado pela respectiva renda bruta de cada empresa, tendo como *proxy* a massa salarial, a partir do qual foram estimadas as Curvas de Lorenz e de Concentração.

O Gráfico 5 apresenta a Curva de Lorenz para a renda bruta das empresas beneficiadas antes e após o recebimento dos subsídios. Nota-se que as curvas são praticamente coincidentes. O Índice de Gini encontrado para a renda bruta foi de 0.75 e de 0.74, respectivamente, antes e depois do recebimento do benefício.

**Gráfico 5 – Curva de Lorenz para a renda bruta antes e após o subsídio – Jun./2020**



**Gini da massa salarial pré e pós subsídio**

**Fonte:** elaboração própria.

Uma avaliação preliminar poderia levar ao entendimento de que o subsídio tem contribuído para redução da concentração entre as empresas beneficiadas, dada, ainda que relativamente baixa, a variação em -0.01 ponto no Índice de Gini. Ocorre que há uma possível

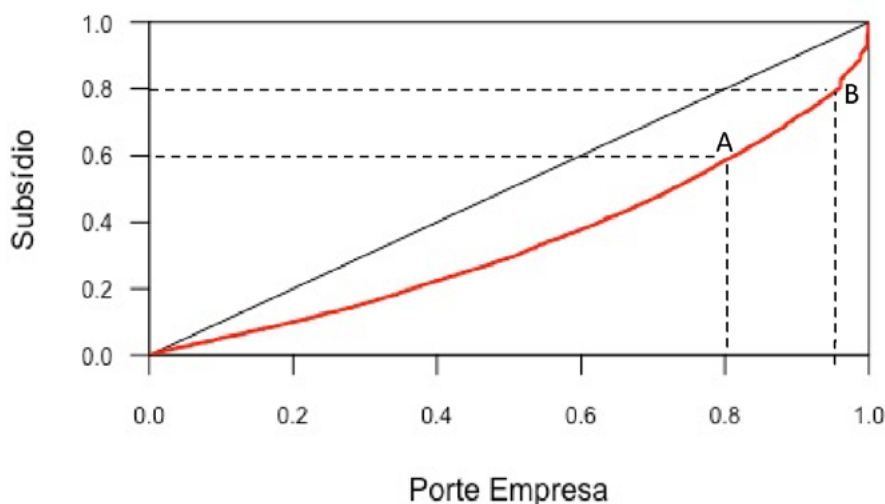


relação de crescimento marginal decrescente entre a proporção do comprometimento da renda bruta da empresa com o crescimento dos gastos com consumo de energia elétrica. Ou seja, pode até haver uma relação direta entre o porte da empresa e o consumo de energia, porém, não proporcional, pois à medida que a receita aumenta, o custo com a energia, que é subsidiado pelo SCEE, não se eleva na mesma proporção. Essa possibilidade, tendo o faturamento da empresa e o nível de consumo como referência e não critérios meramente técnicos do setor elétrico, poderia ser um indício de que o subsídio é focalizado. Esse fato indica que, ao se manter uma política de subsídio, essa deveria ser focalizada e com requisitos socioeconômicos, além dos requisitos técnicos, para obtenção do benefício.

Como passo seguinte, foi estimada a Curva de Concentração dos subsídios, uma vez que as unidades ordenadas na Curva de Lorenz antes e após os subsídios não necessariamente são as mesmas, como salientado por Caetano e Monasterio (2014).

Castro e Bugarin (2017) destacam que a Curva de Concentração busca avaliar duas variáveis, em que a variável de ordenação não coincide com a variável de distribuição. No caso de coincidência das duas variáveis, está-se diante de um caso particular em que a Curva de Concentração coincide com a Curva de Lorenz – reta de 45° – que não foi o resultado obtido, conforme ilustra o Gráfico 6.

**Gráfico 6 – Curva de Concentração do subsídio – Jun./2020**



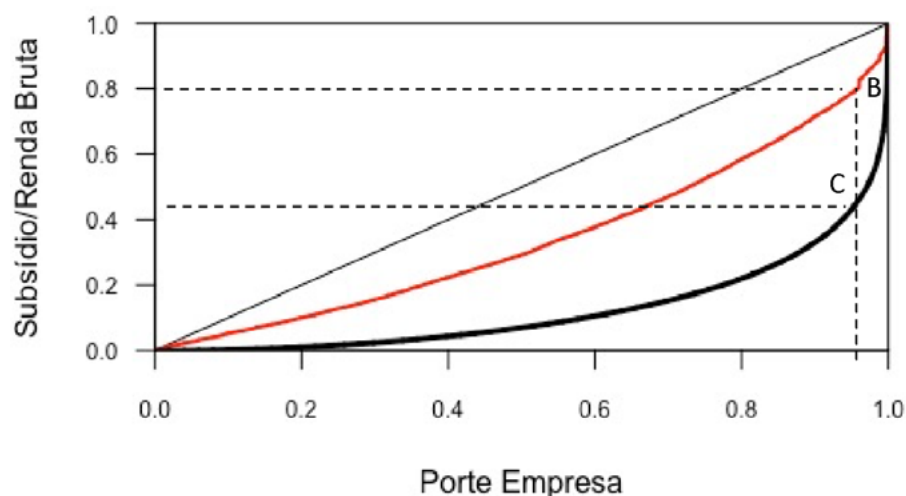
**Fonte:** Elaboração própria.

Pela Curva de Concentração disposta no Gráfico 6, nota-se que, quanto maior o porte da empresa, maior o subsídio recebido. A título de exemplo, enquanto no ponto A tem-se que as 20% empresas restantes detêm 40% do subsídio, as 5% restantes detêm 20% do subsídio.

A última etapa consistiu no cálculo do Índice de Kakwani, a partir da separação entre a Curva de Lorenz e a Curva de concentração.

O Gráfico 7 apresenta a Curva de Concentração do subsídio ordenado por empresa após o recebimento do benefício – curva vermelha, bem como a Curva de Lorenz para a renda bruta também após o subsídio – curva preta. A partir dos coeficientes das curvas, foi possível obter o Índice de Kakwani: 0.42 (0.74 - 0.32). Esse resultado indica a regressividade do subsídio. Ou seja, a concentração da renda bruta das empresas após os subsídios é maior do que a concentração dos subsídios. Nota-se que 5% das empresas restantes, que recebem 20% dos subsídios, correspondem a quase 60% da renda das empresas avaliadas.

**Gráfico 7 – Curva de Lorenz para a renda bruta após o subsídio e curva de concentração dos subsídios – Jun./2020**



**Fonte:** Elaboração própria.

Em suma, os resultados, considerando a amostra avaliada, apontam para a hipótese de que o modelo econômico atual empregado no mercado de geração distribuída de energia elétrica está beneficiando as maiores empresas, em detrimento das menores.

O subsídio é mais elevado quanto maior a renda das empresas analisadas, gerando uma ineficiência alocativa no setor, que potencializa os efeitos distributivos regressivos.

A conclusão do parágrafo anterior é um indicativo de que os subsídios existentes no âmbito do SCEE são, de forma geral, regressivos, ou seja, os subsidiados da geração distribuída são os consumidores mais abastados, enquanto os subsidiados são os de menor poder aquisitivo e que têm maior comprometimento da renda para o pagamento dos custos de energia elétrica.

## 5. CONCLUSÃO

Este trabalho estimou o índice de distribuição do subsídio aplicado ao mercado de micro e minigeração distribuída proveniente da alocação de custos do SCEE, constante da Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica, revogada pela Resolução Normativa nº 1.059, de 2023, que regulamentou aspectos da Lei nº 14.300, de 2022.

A partir da base de dados da ANEEL, foi definido como universo de análise o Estado de Minas Gerais, dada a maior representatividade do mercado de geração distribuída no Brasil. Além disso, a escolha de apenas um Estado permitiu melhor lidar com o desafio do tratamento computacional. Ademais, focou-se apenas nas pessoas jurídicas participantes do SCEE. O cálculo do subsídio chegou aos valores anuais de R\$ 12,9 mil a R\$ 628 mil por empresa. O cruzamento dos valores com os dados da RAIS 2019 mostrou um montante de subsídio mais elevado para as empresas de maior porte, já indicando um certo grau de regressividade do subsídio.

Após o cruzamento em questão, foram aplicados indicadores convencionais de desigualdade, obtendo a Curva de Lorenz para a renda bruta das empresas antes e após o subsídio. Observou-se que as curvas são praticamente idênticas, com variação em -0.01 no Índice de Gini, o que dá sinais de que, apesar do dispêndio elevado do subsídio, este tem sido praticamente inócuo em termos de redistribuição de renda, quando se avalia somente as empresas beneficiadas. Esse fato por si só indica que, ao se manter uma política de subsídio, essa deveria ser focalizada e com requisitos socioeconômicos e não apenas técnicos para obtenção do benefício.

Já na estimação dos coeficientes das Curvas de concentração e da Curva de Lorenz, foi possível obter o Índice de Kakwani de 0.42 (0.72 - 0.32), o que evidencia a regressividade. Isto é, a concentração da renda bruta das empresas após os subsídios é maior do que a concentração dos subsídios.

É possível verificar, portanto, e considerando o escopo deste estudo, evidências de regressividade dos subsídios do SCEE aplicados ao mercado de geração distribuída. Conforme demonstrado, o subsídio é mais elevado quanto maior a renda das empresas analisadas, gerando ineficiência alocativa no setor e potencializando os efeitos distributivos regressivos.

Os resultados deste estudo mostram a importância do fim do subsídio à micro e minigeração distribuída determinado pela Lei nº 14.300, de 2022, e que o período de transição estabelecido por essa norma legal para o fim do subsídio é longo demais. Com base nos resultados em questão, é possível que os tomadores de decisão consigam avaliar medidas complementares à Lei nº 14.300, de 2022, ou mesmo a sua revisão. Por fim, os resultados mostram que ações no Congresso Nacional para prorrogar o período de transição estabelecido pela referida Lei podem perpetuar consequências distributivas adversas.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2018*. Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL. 2017. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20172358.pdf>>. Acesso em 30 de abr. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2023*. Resolução Homologatória nº 3.175, de 7 de março de 2023. 2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233175ti.pdf>>. Acesso em 15 de ago. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Disponível em: < <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html> >. Acesso em 15 de fev. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023*. Disponível em: < <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html> >. Acesso em 15 de ago. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL*. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012. Audiência Pública nº 1/2019. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas> >. Acesso em 15 de fev. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL*. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012. Consulta Pública nº 25/2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>>. Acesso em 15 de fev. 2021.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *PLS 232: modernização do setor elétrico brasileiro*. Apresentação realizada em Audiência Pública no Senado Federal, 2019.

BRASIL. *Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002*. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/l10438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm)> Acesso em 12 de abr. 2020.

BRASIL. *Lei n. 14.300, de 6 de janeiro de 2022*. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm) > Acesso em 15 de ago. 2023

BRASIL.. *Projeto de Lei nº 414, de 2021*. Aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036>> Acesso em 19 de mar. 2021.

BRASIL.. *Projeto de Lei nº 1.917, de 2015*. Dispõe sobre a portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica e a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/busca-portal/proposicoes/pesquisa-simplificada>>. Acesso em 19 de mar. 2021.

BRASIL.. *Projeto de Lei nº 5.829, de 2019*. Dispõe sobre o marco legal da geração distribuída e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/busca-portal/proposicoes/pesquisa-simplificada>>. Acesso em 25 de maio. 2021.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, Joshua M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4470-4482. 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>

BURGER, S. P.; LUKE, M. *Business models for distributed energy resources: a review and empirical analysis*. MIT. USA, Cambridge 2016. Disponível em: <<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/04/MITEI-WP-2016-02.pdf>> Acesso em 15 de Abr. de 2021.

CASTRO, F. A.; BUGARIN, M. S. A progressividade do imposto de renda da pessoa física no Brasil. São Paulo: *Estudos Econômicos*, v. 47. n. 2. p. 259-293. abr-jun. 2017. DOI: <https://doi.org/10.1590/0101-416147222fcm>

CAETANO, M. A.; MONASTERIO, L. M. *Previdência social e desigualdade regional no Brasil: uma abordagem multiescalar*. Brasília: Ipea, 2014. (Texto para Discussão, n. 1.992). Disponível em: <<https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/3364>> Acesso em 11 de maio de 2021.

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. *Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico*. Rio de Janeiro: Ipea, 2018. (TD, n. 2.388). Disponível em: <[https://portalantigo.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/TDs/td\\_2388.pdf](https://portalantigo.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/TDs/td_2388.pdf)> Acesso em 01 de maio de 2021.

FIANI, Ronaldo. *Teoria dos jogos*. 4 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

GIACOBBO, G. D. *A geração distribuída é um segmento estratégico ao setor elétrico Brasileiro*. In Rocha, A. F. (Coord.). *Temas Relevantes de Direito de Energia Elétrica – TOMO VII*. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2018.

GUERRERO, J. I.; PERSONAL, E.; CARO, S. G. et. al. *Evaluating distribution system operators*. Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Power & Energy Magazine*. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE DEFESA DO CONSUMIDOR. *O efeito “Robin Hood às avessas” da energia solar*. Contexto socioeconômico da evolução da geração distribuída no país e o peso da energia no orçamento das famílias brasileiras. São Paulo. Mar/2021. Disponível em: <[https://idec.org.br/sites/default/files/estudo\\_gd\\_robin\\_hood\\_as\\_avessas\\_2\\_2.pdf](https://idec.org.br/sites/default/files/estudo_gd_robin_hood_as_avessas_2_2.pdf)> Acesso em 27 de abr. 2021.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Renewable power generation costs in 2019*. Abu Dhabi. 2020. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>> Acesso em 25 de maio de 2021.

ME. Ministério da Economia. *Redução da má alocação de recursos (misallocation) para a retomada do crescimento da produtividade na economia brasileira*. Nota Informativa. 2020. Disponível em: <[https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/notas-informativas/2020/ni\\_misallocation-2020.pdf/view](https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/notas-informativas/2020/ni_misallocation-2020.pdf/view)> Acesso em 12 de abr. 2020.

ME. Ministério da Economia. *Micro e mini geração distribuída – subsídios e incentivos*. Nota Técnica SEI nº 3/2019/SRM/SDI/SEPEC-ME. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>>. Acesso em 12 abr. 2020.

ME. Ministério da Economia. *Avaliação qualitativa dos incentivos à micro e minigeração distribuída no Brasil – Nota Informativa*, 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/analises-e-estudos/arquivos/2019/visao-da-secap-sobre-o-setor-de-energia-o-caso-da-micro-e-minigeracao-distribuida>>. Acesso em 12 de abr. 2020.

MME. Ministério de Minas e Energia. *Consulta Pública n. 33, de 5 de julho de 2017*. Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>>. Acesso em 14 mar. 2020.

MME. Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019*. Instituiu grupo de trabalho para desenvolver propostas de modernização do setor elétrico. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico>> Acesso em 14 mar. 2020.

MME. Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 403, de 29 de outubro de 2019*. Instituiu o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/cim/o-que-e-cim>>. Acesso em 14 mar. 2020.

MME. Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019*. Abertura do mercado livre de energia elétrica. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>>. Acesso em 14 mar. 2020

MME. Ministério de Minas e Energia. *Alocação de custos e riscos*. GT Modernização do Setor Elétrico. 2019 Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Aloca%C3%A7%C3%A3o+de+Custos+e+Riscos.pdf/6b2e25b0-0549-6892-adb8-554096c580c1>> Acesso em 14 mar. 2020.

MME. Ministério de Minas e Energia. *Racionalização dos subsídios e encargos*. GT Modernização do Setor Elétrico. 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/Racionaliza%C3%A7%C3%A3o+de+Encargos+e+Subs%C3%ADdios.pdf/4f90dbb8-de8e-db88-39b8-c5a6809738da>> Acesso 14 mar. 2020.

MORENO, N. A. *Geração distribuída: principais desafios*. In ROCHA, F. A. (Coord.). *Temas relevantes de direito de energia elétrica – TOMO IV*. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2015.

MUELLER, B. P. M. Regulação, informação e política: uma resenha da teoria política positiva da regulação. *Revista Brasileira de Economia de Empresas*, Brasília, v. 1, n. 1, p. 9-29, 2001. Disponível em: <<https://portalrevistas.ucb.br/index.php/rbee/article/view/4385>> Acesso em 05 de fev. de 2021.

PAES, N. E.; BUGARIN, M. Parâmetros tributários da economia brasileira. *Estudos Econômicos*, v. 36 (4): 699-720, 2006. <https://doi.org/10.1590/S0101-41612006000400002>

PAYERAS, J. A. P. Análise da progressividade da carga tributária sobre a população brasileira. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, v. 40 (2):153-186, 2010. Disponível em: <<https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/5097>> Acesso em 28 de mai. de 2021.

PSR. Energy Report. *Discussão sobre GD: mais luz, menos calor*. Ed 155. Nov. 2019.

PSR; SIGLA SUL. *Projeto integrado de geração distribuída: estudo técnico e regulatório*. Apresentação realizada em vídeo conferência, 2021.

R CORE TEAM. *R: A language and environment for statistical computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. Disponível em: <<https://www.R-project.org/>>. 2021.

RASKIN, D. B. The regulatory challenge of distributed generation. *Harvard Business Law Review Online*, v. 4, 2013. Disponível em: <https://heinonline.org/HOL/LandingPage?handle=hein.journals/hblro4&div=5&id=&page=> Acesso em 05 de mar. de 2021.

RESTUCCIA, D.; ROGERSON, R. The causes and costs of misallocation. *Journal of Economic Perspectives*, v. 31, n. 3, p. 151-174, 2017. <https://doi.org/10.1257/jep.31.3.151>

SAIDEL, M. A.; DAVID, S. *Geração Distribuída no Brasil – Ampliação da participação do consumidor e da tecnologia*. In: ROCHA, Fábio Amorim (Coord.). *Temas relevantes de direito de energia elétrica – TOMO VI*. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2017.

SILVA, R. M. *O novo arranjo regulatório proposto pela ANEEL para a geração distribuída na consulta pública nº 25, de 2019*. Boletim Legislativo n. 82. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2019. Disponível em: <https://www2.senado.leg.br/bdsf/handle/id/589416> Acesso em 15 de jan. de 2021.

SIMONE, L.F.C. *Inserção da mini e microgeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores*. Dissertação Mestrado em Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – São Paulo, 2019. DOI: <https://doi.org/10.11606/D.3.2019.tde-12082019-074055>

STIGLITZ, J. E.; ROSENGARD, J. K. *Economics of the public sector*. 4<sup>th</sup>. ed. EUA: W. W. Norton & Company, 2015.

TCU. Tribunal de Contas da União. *Auditoria Operacional realizada com o objetivo de verificar a eficiência do custeio de políticas públicas com base em subsídios da conta de desenvolvimento energético (CDE)*. Acórdão nº 2877/2019 - TCU – Plenário. 2019. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/redireciona/acordao-completo/ACORDAO-COMPLETO-2363011> Acesso em 06 de jun. de 2021.

TCU. Tribunal de Contas da União. Representação do ministério público junto ao TCU. *Alteração da Resolução ANEEL 482/2012, que regula a micro e a minigeração distribuídas de energia elétrica*. Consulta Pública ANEEL 25/2019. Relatório da Seinfra Elétrica. 2020.

TCU. Tribunal de Contas da União. Representação do ministério público junto ao TCU. *Alteração da Resolução ANEEL 482/2012, que regula a micro e a minigeração distribuídas de energia elétrica*. Consulta Pública ANEEL 25/2019. Acórdão nº 3063/2020 – TCU – Plenário. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/redireciona/acordao-completo/ACORDAO-COMPLETO-2418394> Acesso em 06 de jun. de 2021.

VIEIRA, S.J.C. *Impacto econômico sobre as tarifas residenciais associado à expansão da microgeração solar distribuída no Brasil*. Tese de Doutorado em Planejamento Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: [https://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Tese\\_Samuel\\_27\\_12\\_2021.pdf](https://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Tese_Samuel_27_12_2021.pdf) Acesso em out. de 2021.

ZEILEIS, Achim. *Ineq: measuring inequality, concentration, and poverty*. R package version 0.2-13. 2014. Disponível em: <<https://CRAN.R-project.org/package=ineq>>, Acesso em 10 de jan. de 2021.

## **Rodrigo Santana**

<https://orcid.org/0000-0002-9690-7955>

Mestre em Economia pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP). Especialização em Controle e Regulação de Infraestrutura pelo Instituto Serzedello Corrêa (ISC/TCU). Bacharel em Economia pela Universidade de Brasília (UNB).

[rodrigasantanaeco@gmail.com](mailto:rodrigasantanaeco@gmail.com)

**Leonardo Monteiro Monasterio**

<https://orcid.org/0000-0001-6692-3236>

Doutor em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Federal do Paraná (UFPR). Mestre em Economia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Pesquisador do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea). Professor do programa de mestrado profissional em Economia do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP). Bolsista de produtividade do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

[leonardo.monasterio@gmail.com](mailto:leonardo.monasterio@gmail.com)

**Thiago Costa Monteiro Caldeira**

<https://orcid.org/0000-0002-8885-825X>

Doutor em Economia pela Universidade Católica de Brasília (UCB). Mestre em Economia pela Universidade de Brasília (UnB). Bacharel em Economia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Consultor Legislativo na Câmara dos Deputados. Professor do programa de mestrado profissional em Economia do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP).

[thiago.caldeira@idp.edu.br](mailto:thiago.caldeira@idp.edu.br)