

# PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DO MARCO LEGAL E REGULATÓRIO DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA:

Segurança jurídica, respeito aos  
prossumidores, tratamento isonômico e  
equidade social



abradee.



# SUMÁRIO

<b>1. PRÓLOGO</b>	<b>3</b>
<b>2. ANÁLISE</b>	<b>6</b>
2.1 Da rentabilidade dos investimentos em MMGD	6
2.2 Dos efeitos colaterais	7
2.3 Das oportunidades de modernização da legislação e regulamentação	13
<b>3. CONCLUSÕES</b>	<b>20</b>
<b>APÊNDICE I</b> - A rentabilidade da “MMGD por assinatura”	21
<b>APÊNDICE II</b> - Ficha técnica dos modelos estatísticos	23
<b>APÊNDICE III</b> - Análise tarifária e econômica em internalizar a compensação da MMGD no critério de faturamento	26

# 1. PRÓLOGO

Nos últimos anos os ganhos de tecnologia, de escala e de competição trouxeram significativas quedas dos preços das fontes renováveis e a tendência é de continuação<sup>1</sup>. Porém, há legados. Por mais meritórias e necessárias à transição energética, as políticas públicas de incentivo às fontes renováveis ocasionaram efeitos colaterais negativos, notadamente no preço da energia aos consumidores<sup>2</sup>.

Por isso, para que as políticas de incentivo às fontes renováveis sejam mais eficientes, inclusive para atuar na mitigação dos efeitos colaterais negativos, é necessário regulamentação consistente, coerente e razoável<sup>3</sup>.

Ademais, é fundamental a capacidade de avaliar os resultados alcançados das políticas públicas, principalmente daquelas que oferecem subsídios, subvenções e isenções<sup>4</sup>. A eventual extensão desnecessária dessas benesses, além dos custos adicionais àqueles que suportam os subsídios, pode dificultar e, quiçá, inviabilizar a inovação em modelos de negócios mais eficientes, notadamente naqueles que dinamizam a gestão de excedentes dos prossumidores<sup>5</sup>.

---

1. IRENA - International Renewable Energy Agency (2025). **Renewable Power Generation: Costs in 2024**.

2. KILINC-ATA, Nurcan. (2016). The evaluation of renewable energy policies across EU countries and US states: An econometric approach, **Energy for Sustainable Development**, Volume 31, <https://doi.org/10.1016/j.esd.2015.12.006>

SOLOMON, Barry; ZHOU, Shan. (2021). Renewable Portfolio Standards: Do Voluntary Goals vs. Mandatory Standards Make a Difference? **Review of Policy Research**, Volume 38, Number 2.

BERKELEY (2024). **Evolution of State RPS and CES Programs**: Lawrence Berkeley National Laboratory. <https://emp.lbl.gov/publications/us-state-renewables-portfolio-clean-0>

3. QADRI, Sikandar Abdul; AL-MOTAIRI, Hessah; TAHIR, Furqan; AL-FAGIH, Luluwah (2021) Incentives and strategies for financing the renewable energy transition: A review, **Energy Reports**, Volume 7, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.06.041>.

BRYNER, Nicholas (2024) The Once and Future Clean Air Act: Impacts of the Inflation REduction Act on EPA's Regulatory Authority. **Boston College Law Review**. Volume 65.

HARLEMAN, Max (2024) Who bears the cost of renewable power transmission lines? Evidence from housing values, **Energy Policy**, Volume 191, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114179>.

4. ZHAO, F. ZHAO, X. ZHOU, S. (2024). Energy for Sustainable Development Benefits Based on Feed-in Tariff Optimisation. **Energy Policy & Economics eJournal**, Vol. 7 No. 190.

EIA - Energy Information Administration (2023d) **Federal Financial Interventions and Subsidies in Energy in Fiscal Years 2016–2022**. <https://www.eia.gov/analysis/requests/subsidy/>

NOSTRAND, E. ASHENFARB, M. (2023) **The Inflation Reduction Act: A Place-Based Analysis**: <https://home.treasury.gov/news/featured-stories/the-inflation-reduction-act-a-place-based-analysis>

5. PARL, Jung-Sung; KIM, Jung-Sung; LEE; Ji Woo. (2024). P2P credit auction vs. net metering: Benefit analysis for prosumers under incremental block rate electricity tariff : in **Applied Energy**, Volume 364 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123095>.

Por fim, e não menos importante, além da regulamentação coerente e da avaliação de resultados é imprescindível, no contexto ético-social, internalizar claros e legítimos sinais de equidade nestas políticas públicas. As eventuais negligências justificam ações mais arrojadas<sup>6</sup>.

O objetivo deste estudo é verificar, com base em dados e suas análises, as alegadas virtudes e eventuais malefícios advindos do crescimento da MMGD, bem como sugerir aprimoramentos regulatórios respeitando expectativas dos prossumidores e a benefício da sociedade.

Será visto que o crescimento exponencial de beneficiados da MMGD é motivado pelo aumento da taxa de rentabilidade dos seus projetos que, por sua vez, é estimulado pela conjugação de dois fatores principais: uma opulenta oferta de isenções tarifárias com herda regra de redução e pela significativa queda de preços dos módulos fotovoltaicos. Os principais efeitos colaterais serão vistos: (i) na pressão tarifária sob os demais consumidores de energia elétrica, pois são eles que assumem, ao cabo, os custos dos subsídios aos beneficiados da MMGD; (ii) no excesso circunstancial de oferta de eletricidade que ocasiona prejuízo aos demais agentes de geração, especialmente aos empreendimentos centralizados e (iii) na inflação de índices de preços da indústria e das famílias brasileiras. Há diversas alegações de que esses subsídios oferecidos à MMGD são justificados por diversos benefícios aos sistemas elétricos, tais como a redução de perdas elétricas e de investimentos em transmissão de energia entre outros. Entretanto, com base em modelos estatísticos, haja vista a ampliação de séries histórias de dados da MMGD que viabiliza a aplicação deste método científico, será revelado que se esses apregoados benefícios ocorreram, eles foram meramente circunstanciais e não se mantiveram por efeito da própria massificação e, pior, essa generalização disfuncional, dinamizada por iníquos subsídios, colocaram a MMGD como protagonista motivador do *curtailment*<sup>7</sup>.

---

TRATINIK, E.; BEKOVIĆ, M. (2024). Empowering Active Users: A Case Study with Economic Analysis of the Electric Energy Cost Calculation Post-Net-Metering Abolition in Slovenia. **Energies**, volume 17. <https://doi.org/10.3390/en17061501>

SCHWARZ, P. M., DUMA, N., & CAMADAN, E. (2023). Compensating Solar Prosumers Using Buy-All, Sell-All as an Alternative to Net Metering and Net Purchasing: Total Use, Rebound, and Cross Subsidization. **The Energy Journal**, 44(1), <https://doi.org/10.5547/01956574.44.1.psych>

6. AKROFI, Mark M; MCLELLAN, Benjamin C; OKITASARI, Mahesti (2024) Characterizing 'injustices' in clean energy transitions in Africa, **Energy for Sustainable Development**, volume 83, <https://doi.org/10.1016/j.esd.2024.101546>

GAZMARARIAN, Alexander F; TINGLEY, Dustin (2024) Reimagining net metering: A polycentric model for equitable solar adoption in the United States, *in* **Energy Research & Social Science**, Volume 108, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103374>

7. Medida drástica do ONS para garantir a confiabilidade e a continuidade do suprimento de energia elétrica.

Neste contexto de “levar luz às sombras”, a experiência estadunidense clarifica que as implementações de políticas de incentivos às fontes renováveis devem ter mecanismos objetivos de aferição de seus resultados e, conseqüentemente, ter agilidade na calibragem dos respectivos subsídios. Os mais relevantes exemplos podem ser observados nos estados como Texas, Massachusetts, Geórgia e Califórnia que colocam a Lei 14.300/22, aplicada no Brasil, defasada em mais de uma década no que tange a eliminação de subsídios ineficientes e, pior, postergando a modernização de modelos de negócios para Serviços Energéticos Distribuídos. Destarte, inspirados nessas “lições estadunidenses”, serão apresentadas simulações de pertinentes retificações da legislação e na regulamentação brasileira para suprimir vexatório anacronismo e, ainda, realçar que as rentabilidades desejadas pelos empreendedores da MMGD na ocasião de seus investimentos, sem adentrar no juízo de razoabilidade, serão satisfatoriamente garantidas. Deste modo, teremos legitimidade de alegar segurança jurídica, retidão e equidade social.

## 2. ANÁLISE

### 2.1 Da rentabilidade dos investimentos em MMGD

Conforme dados da EPE, a rentabilidade dos projetos de MMGD, definidas pela Taxa Interna de Retorno, é crescente no decorrer dos anos, chegando a impressionantes grandezas de 50% ao ano ou retornos de capital investidos inferiores a 3 anos. Esse fenômeno pode ser explicado pela correlação com a significativa redução de custos dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos – especialmente os painéis – e pela manutenção de isenções e subsídios tarifários impostos pela Lei 14.300/22 que foi sancionada no momento que a rentabilidade média dos arranjos da MMGD já superava 23% ao ano. A Figura 1 ilustra a mencionada correlação. Os dados para essas análises foram extraídos de informações públicas divulgadas pela Agência Internacional de Energia Renovável e da Empresa de Pesquisa Energética<sup>8</sup>.

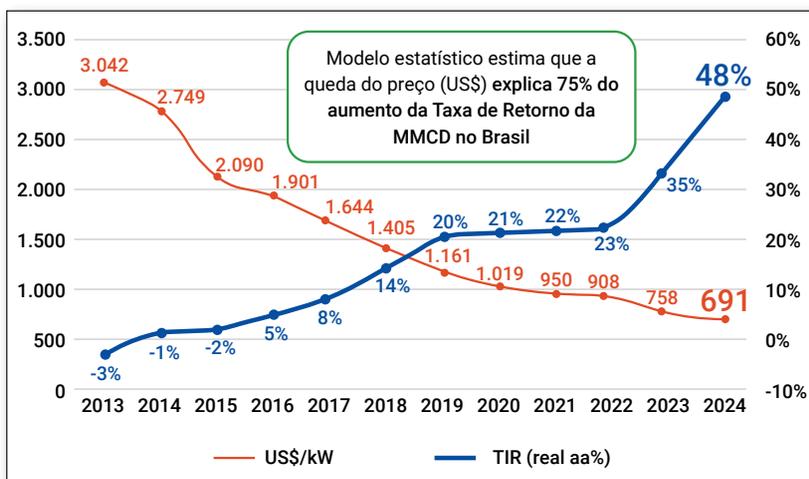


Figura 1 – Relação preço internacional do módulo fotovoltaico e taxa de retorno da MMGD no Brasil

Essas taxas de rentabilidade dos arranjos de MMGD são exasperadamente superiores<sup>9</sup> as que são estabelecidas pelos reguladores para a concessão de serviços

8. Fontes públicas:

<https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>

<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pgd/>

9. No apêndice I será apresentada uma análise específica de rentabilidade do modelo de negócio, ao arrempio dos limites da Lei 14.300/22, coloquialmente conhecido como “MMGD por assinatura”.

públicos de distribuição e transmissão, bem como de outros setores de infraestrutura como gás canalizado e de abastecimento e saneamento, conforme pode ser visto na Figura 2. São atividades que, inclusive, têm riscos operacionais superiores, haja vista a inadimplência da clientela, perdas não técnicas e, ainda, performance técnicas exigidas pela regulamentação.

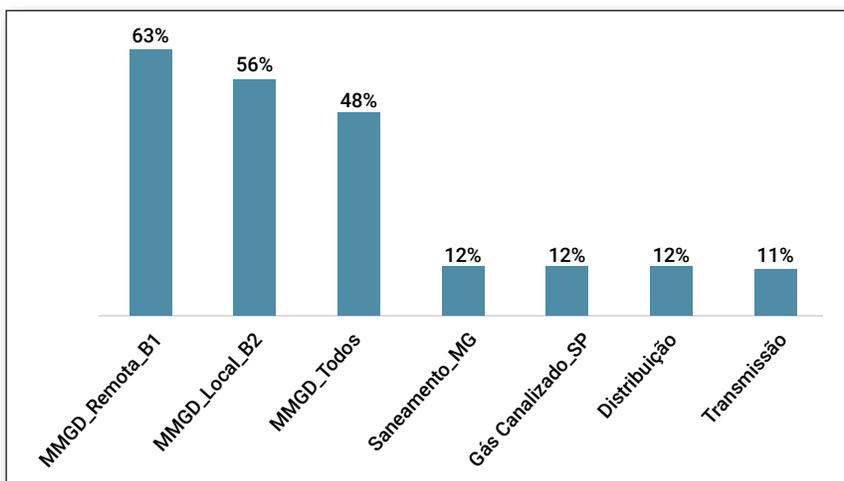


Figura 2 – Rentabilidade de arranjos da MMGD comparada com remuneração regulatória de setores de infraestrutura selecionados

## 2.2 Dos efeitos colaterais

A manutenção das elevadas taxas de rentabilidade da MMGD por impulso da Lei 14.300/22 ao arrepio da otimização de custos é bancada pelos demais consumidores de energia elétrica por meio do aumento de suas tarifas. O estudo da Aneel, chamado “subsidiômetro”, conforme Figura 3, revela que em julho de 2025, o subsídio dado aos 6,5 milhões de beneficiados da MMGD é a maior rubrica das despesas e, pasmem, é da ordem de quase 7 vezes (R\$ 210/mês/beneficiado) maior do que o subsídio individual dado aos 17,5 milhões de consumidores de baixa renda (R\$ 31/mês/beneficiado), ou seja, uma grotesca realidade, quiçá, vexatória.

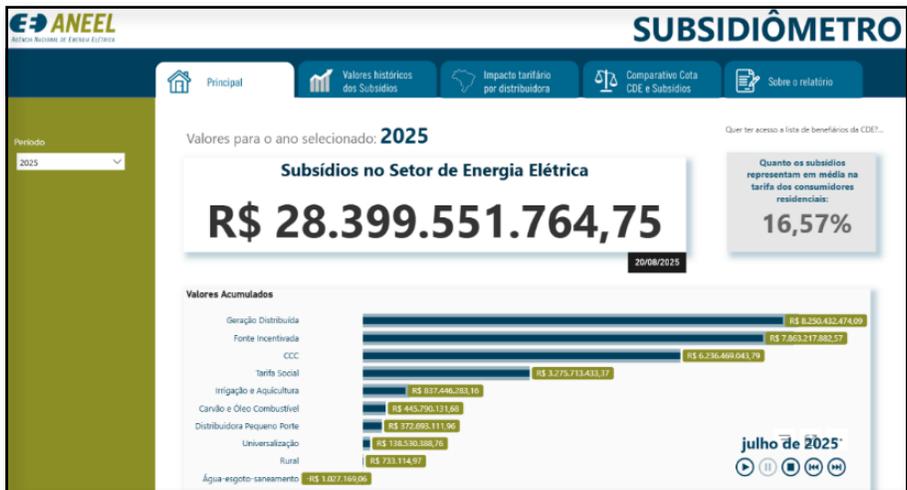


Figura 3 – Subsidiômetro ANEEL disponível na internet

Não obstante, os empreendedores em MMGD alegam diversos supostos benefícios que a modalidade oferece ao sistema elétrico para justificar suas isenções e subsídios tarifários. Os mais recorrentemente alegados são aqueles que se fiam pelo argumento de que a MMGD ao estar mais próxima dos centros de carga reduz as perdas elétricas<sup>10</sup>, a necessidade de expansão dos sistemas de transmissão e, ainda, os benefícios para a redução da geração de energia elétrica centralizada e de grande porte.

O que se aparenta lógico, em análise superficial, se sustenta na verificação prática, principalmente quando os atuais volumes de MMGD superaram bilhões de Watts de potência instalada nos últimos anos?

Para tanto, utilizaremos metodologias estatísticas para essa verificação que têm a vantagem de garantir reprodutibilidade mais geral e de mitigar as discussões subjetivas de simulações de casos particulares com limitado poder de generalização dos resultados, principalmente se o objetivo é ter elementos técnicos para discussões que transcendem as especializações do setor elétrico, notadamente os estudos de domínio elétrico e eletroenergético. Destarte, se no início de penetração da MMGD os dados eram insignificantes perante as grandezas físicas do setor elétrico, atualmente a formação das séries históricas de dados se apresenta consistente para o uso de modelos estatísticos objetivando verificar os benefícios ou malefícios de sua inserção, especialmente em perdas elétricas do sistema de distribuição, investimentos em redes de transmissão e na operação eletroenergética, notadamente sobre o *curtailment*.

10. Basicamente por efeito Joule, ou seja, de dissipação de energia na forma de calor quando a eletricidade percorre os condutores elétricos que têm alguma resistência elétrica.

Mas como funcionam os modelos estatísticos? O objetivo é explicar um fenômeno com base em variáveis que sejam representativas e não casuísticas. Por isso, as correlações devem passar por testes de significância e confiabilidade para que se possa extrair informações com grau de segurança aceitável objetivando fundamentar conclusões sobre a compreensão do fenômeno sob investigação.

Numa analogia coloquial é como se observássemos uma nuvem com muitas gotículas e, por métodos científicos, extraíssemos informações para o tempo, fazendo uso de um processo interativo objetivando revelar a melhor previsão.

Por isso, não basta um modelo apresentar elevado “poder de explicação”. As variáveis que formam o modelo devem passar por testes de significância para serem aceitas e o próprio modelo, ao final, também é avaliado para afastar “correlações espúrias”, ou seja, verificar a qualidade do modelo. As categorias, abaixo, oferecem os principais parâmetros de elegibilidade de um modelo estatísticos:

1. Coeficiente de Determinação ( $R^2$ ):  $\geq 0,5$  (moderada);  $\geq 0,7$  (boa);  $\geq 0,9$  (muito boa)
2. Teste de significância das variáveis do modelo (x):  $\geq 90\%$  (aceitável);  $\geq 95\%$  (desejável)
3. Análise de variância da qualidade do modelo (Anova):  $\geq 95\%$  (elegível)

Ademais, o processo de análise estatística se faz por experimentação, ou seja, são selecionadas variáveis iniciais, adicionadas outras, retiradas algumas, combinadas e, assim, formar um rol de arranjos de simulação que chamamos de “modelo estatístico”. Aqueles que atingirem concomitantemente os 3 quesitos de elegibilidade acima podem ser reconhecidos como promissores para provar alguma hipótese sob investigação.

Neste estudo foram realizados 86 experimentos para verificar se a hipótese de penetração da MMGD reduziu perdas elétricas na distribuição, postergou investimentos na transmissão e reduziu a geração de outras fontes. Os resultados sintéticos<sup>11</sup> dos dois primeiros podem ser vistos na Tabela 1:

**Tabela 1 – Síntese dos principais parâmetros dos modelos estatísticos especializados**

	(y) Perdas Técnicas na Rede de Distribuição	(y) Demanda máxima no Sistema Interligado Nacional
(x) Capacidade de MMGD	- 0,003	-0,082
... Teste de significância	92%	47%
Poder de Explicação ( $R^2$ )	<b>0,12</b>	0,91
Anova*	<b>80%</b>	100%**

\*Há outras variáveis nos modelos \*\*Arredondamento

11. Fichas técnicas dos modelos com mais detalhes estão no Apêndice II.

Como pode ser visto, a variável de capacidade de MMGD retornou um coeficiente negativo (-0,003) para fins de perdas elétrica e, ainda, passou – raspando – no teste de significância. Contudo, o poder de explicação é baixo (0,12) e o próprio modelo não foi considerado de qualidade aceitável (Anova < 95%). Por sua vez, a variável de capacidade de MMGD retornou coeficiente negativo (-0,082) para fins de investimento na transmissão, porém é imprestável (< 90%) para um modelo de elevado poder de explicação (0,91) e de alta qualidade (Anova > 95%).

Destarte, **se houve algum benefício da inserção da MMGD para a redução de perdas técnicas nas redes do sistema de distribuição, foi estatisticamente insignificante.** Por sua vez, **não houve**, com elevada segurança estatística, **postergação de investimentos no sistema de transmissão com a expansão da MMGD.**

A conclusão geral que se depreende é a de que **se houve algum benefício, foi meramente circunstancial e não duradouro com a massificação da MMGD.** Fato que poderia justificar o recolhimento de subsídios pagos pelos demais consumidores por falta de benefícios oferecidos pela MMGD.

Para consolidar esta análise vamos observar os efeitos da MMGD - alegados como benéficos por seus patronos - para a redução de geração de outras fontes. Contudo, esse alegado benefício tem efeitos colaterais negativos com impactos na confiabilidade elétrica e no equilíbrio do sistema. O que se traz em pauta é o “*curtailment*” que desde 2023 tem tomado grandezas significativas. O “*curtailment*” é o corte de geração das usinas por determinação do ONS quando há mais oferta de eletricidade para escoar com segurança pelas redes elétricas (confiabilidade) ou quando sequer há demanda para consumir a geração de eletricidade (energética). Como, ainda, não há tecnicamente como efetuar o corte físico da MMGD, toda a necessidade do ONS é direcionada para demais fontes centralizadas. Esses cortes reduzem a energia alocada dessas fontes que são penalizadas para fins de contabilização e liquidação do mercado de curto prazo. Ou seja, o excesso de geração da MMGD, à revelia da razoabilidade, tem ocasionado prejuízo aos demais empreendedores.

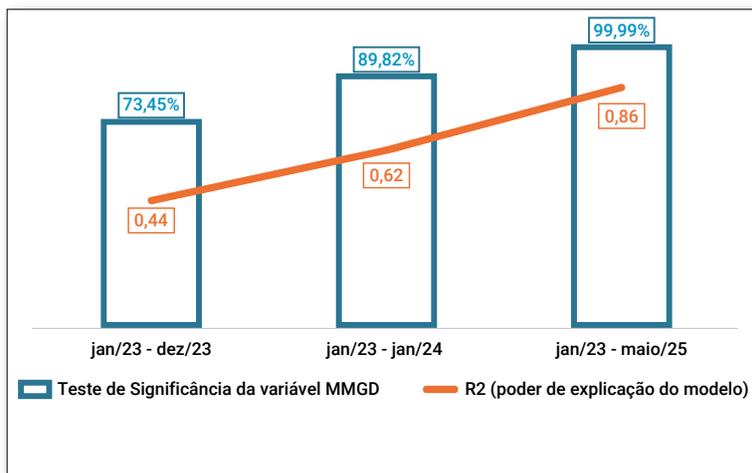
Contudo, diversas vozes dos empreendedores da MMGD alegam que não são responsáveis por esse descompasso e, por isso, não devem arcar com custo algum. Ora, eis uma boa hipótese para ser testada em modelos estatísticos.

O relatório do ONS<sup>12</sup> disponibilizado recentemente traz dados e informações significativas a partir de 2023. Assim, iniciamos uma análise paulatina de testes estatísticos, conforme o avanço da realidade factual do *curtailment*. A Figura 4 ilustra os 3 momentos de formação da série de dados. Fica patente que a MMGD, no início, era

---

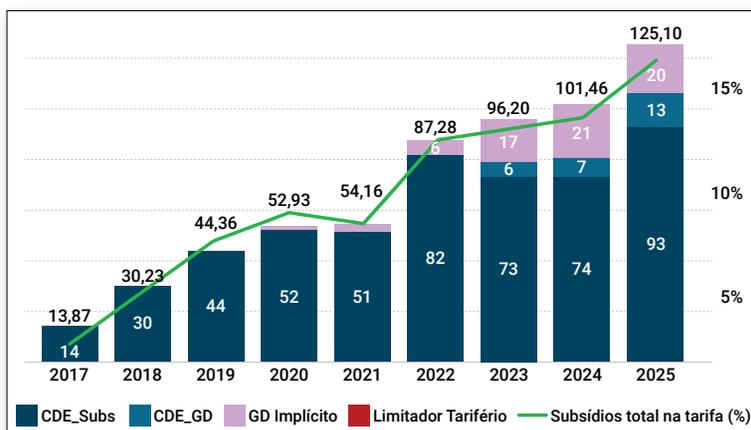
12. ONS (2025). DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVA DA EVOLUÇÃO DOS CORTES DE GERAÇÃO NO BRASIL: GT CORTES DE GERAÇÃO (RT ONS DGL 0189) : Rio de janeiro.

insignificante sob o crivo estatístico, mas conforme sua magnífica penetração se consolidada, ela deixa de ser “uma figurante” para se tornar “A protagonista”<sup>13</sup> em cena.



**Figura 4 – Responsabilização crescente da MMGD nos volumes de curtailment**

Segundo o subsidiômetro da Aneel, o peso dos subsídios (explícitos pela CDE e implícitos pela MMGD conectada até 8 de janeiro de 2023) nas tarifas dos consumidores cresceu, em média, 31,6% ao ano. Saltando de parcos R\$ 13,87/MWh em 2017 para os imponentes R\$ 125,10/MWh em 2025, conforme Figura 5.



**Figura 5 – Crescimento exasperado dos subsídios cruzados**

13. Ficha do modelo também está no Apêndice II.

Naturalmente essa componente tarifária pressiona os índices de reajustes das tarifas de energia elétrica com reflexos nos índices de preços da economia nacional e das famílias brasileiras.

Em recente estudo da Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livre - ABRACE<sup>14</sup>, foi revelado que o peso de energia elétrica nos índices de preços de atacado entre Brasil, EUA e Comunidade Europeia cresciam de forma compatíveis até 2014, mas doravante o impacto no índice brasileiro, afetando a competitividade da indústria nacional, exasperou como pode ser visto na Figura 6.

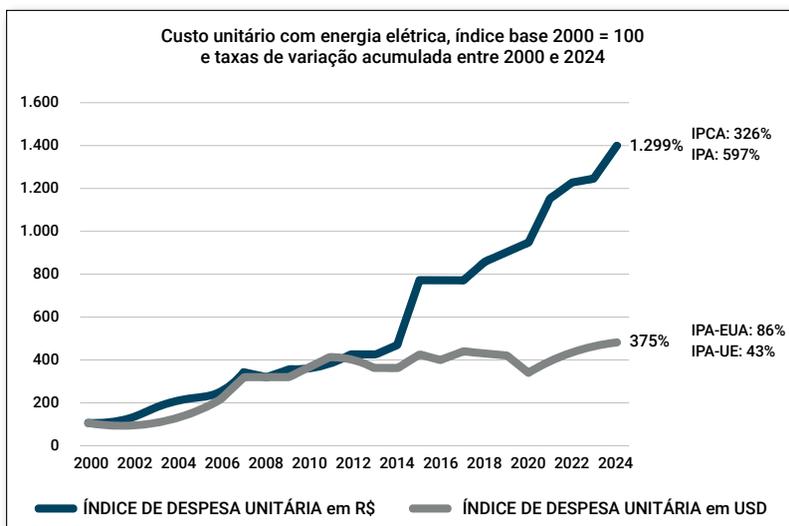


Figura 6 – Peso do custo unitário da eletricidade em índices de preços selecionados

No caso das famílias brasileiras e estadunidense a história se repete. A Figura 7 mostra com o peso da despesa de eletricidade no orçamento das respectivas famílias eram próximos, conforme a extração da respectiva componente do IPCA e seu equivalente CPI nos EUA. Contudo, com o passar dos anos, a exemplo do impacto na indústria, abre-se uma diferença significativa entre os dois países em desfavor das famílias brasileiras.

14. ABRACE (2025). O IMPACTO DA EVOLUÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA NO PREÇO DAS MERCADORIAS E NA INFLAÇÃO BRASILEIRA DOS ÚLTIMOS 25 ANOS : Brasília.

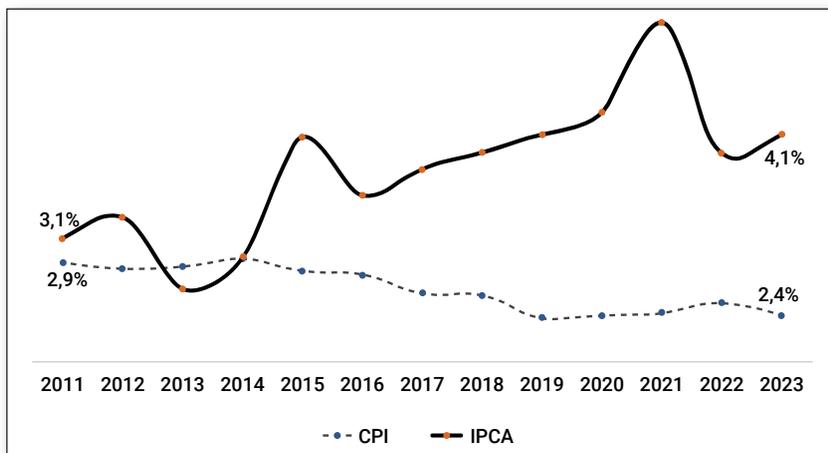


Figura 7 – Peso da despesa com eletricidade no orçamento das famílias estadunidenses e brasileiras

Recente estudo acadêmico<sup>15</sup> revela que a substituição da geração a carvão por gás natural e o crescimento da oferta de fontes renováveis atuaram para o arrefecimento do peso da eletricidade no orçamento das famílias estadunidenses. Por outro lado, a inserção das fontes renováveis pressionou o custo de eletricidade das famílias brasileiras, conforme pode ser interpretado dos modelos estatísticos apresentados no mencionado estudo.

### 2.3 Das oportunidades de modernização da legislação e regulamentação

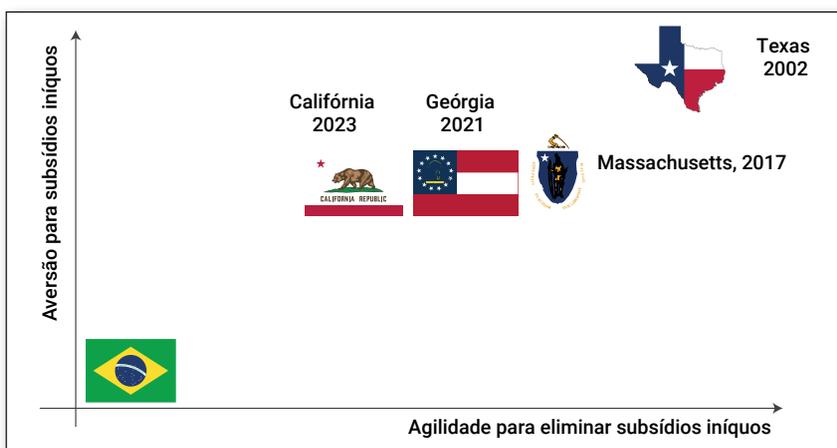
Dado que os custos das fontes renováveis são internacionais, a diferença entre as políticas públicas de incentivo às renováveis pode oferecer explicação ao achado do descolamento do peso da eletricidade no índice de preços das famílias estadunidenses e brasileiras, conforme visto no item anterior. Segundo os autores do mencionado estudo: \_

*“Depreende-se que os estudos realizados por órgão oficiais e entidades governamentais estadunidenses oferecem o acompanhamento, os impactos e as avaliações de efetividade, inclusive para propor objetivamente ajustes regulamentares. Por outro lado, na experiência brasileira a documentação, apesar de bem transparente e disponível, é mais dedicada ao acompanhamento e à prestação de contas do que uma ação propositiva mais ativa de aperfeiçoamento... Em ambos os países, no geral, tanto as políticas, quando os programas têm prazo de vigência. Não*

15. Delgado, M. and Rufin, C. (2025) Energy Transition Policies in the Global North and the Global South: Comparing the U.S. and Brazil. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.5117055>

*obstante, foram encontradas mais evidências de sistemáticas e recorrentes postergações no caso brasileiro. Na experiência estadunidense, a protelação foi identificada pontualmente e, mesmo assim, com fundamentações mais racionais... [Há] constatação de que os mecanismos do Net Metering em Massachusetts e no Texas foram mais eficientes em mitigar os impactos de subsídios excessivos do que a política brasileira. Ademais, nos aspectos de equidade social, os programas federais do IRA (Solar For All e Increase in Energy Credit for Solar and Wind Facilities Placed in Service in Connection with Low-Income Communities) têm legítimas preocupações sociais na concepção de suas políticas públicas para democratizar o acesso aos benefícios econômicos da energia solar. Por sua vez, a política brasileira foi extremamente condescendente em oferecer subsídios a quem não necessitava e, pior, pagos pelos que mais necessitam de subsídios.*

Especificamente sobre as políticas do *NetMetering* estadunidenses podemos mostrar, pela Figura 8, como os estados selecionados<sup>16</sup> se posicionaram em ter ou não uma política de incentivos para a micro e mini geração distribuída e, mesmo aqueles que ofereceram subsídios foram competentes para avaliar os resultados daquelas políticas e ágeis e diligentes em “decretar” a missão cumprida deles e, assim, retirá-los a benefício da sociedade e da própria modernidade para permitir novos arranjos tecnológicos e de negócio. Em síntese, o Brasil está atrasado em mais de uma década.



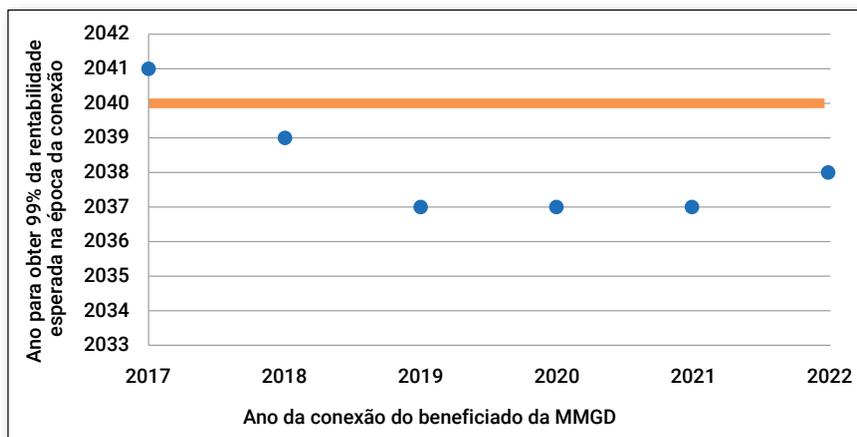
**Figura 8 – Evolução e adaptações das políticas selecionadas de incentivo ao *NetMetering***

16. O estado do Texas tem duas regras. Na maior parte do Estado, onde há o mercado livre na baixa tensão, não há obrigação de aquisição do excedente do prossumidor. Ele deve negociar com os comercializadores, conforme condições de mercado. Nos municípios sem competição (municipais e cooperativas) o crédito do excedente é valorado pelo custo de aquisição de energia ou geração da eletricidade pela provedora local. O estado de Massachusetts aplica a regra de 60% do valor das tarifas sem encargos setoriais aos beneficiados da MMGD conectados, a partir de 8 de janeiro de 2017. Geórgia e Califórnia seguiram o aprimoramento de Massachusetts.

Desta lição estadunidense podemos indagar o que aconteceria se as regras de transição da Lei 14.300/22 fossem antecipadas? A primeira resposta seria uma boa nova para os demais consumidores de energia elétrica com o efeito de retirar mais de R\$ 17 bilhões da base tarifaria ou 5% a menos no valor delas, bem como para os índices de inflação que, neste ano de 2025, têm a componente energia elétrica com pressão relevante.

Contudo, como ficariam os prossumidores e demais beneficiados da MMGD no tocante as respectivas rentabilidades de seus investimentos? Para essa simulação, vamos estimar até que ano o subsídio deveria ser mantido para o prossumidor residencial em Baixa Tensão – dada sua hegemonia - obtenha, pelo menos, 99% da TIR esperada na ocasião da instalação. Nota-se que isso dá fundamento econômico para o período de subsídios, sem questionar o direito da rentabilidade esperada na ocasião da instalação. Em suma, mais do que segurança, haveria razoabilidade jurídica para uma alteração legal.

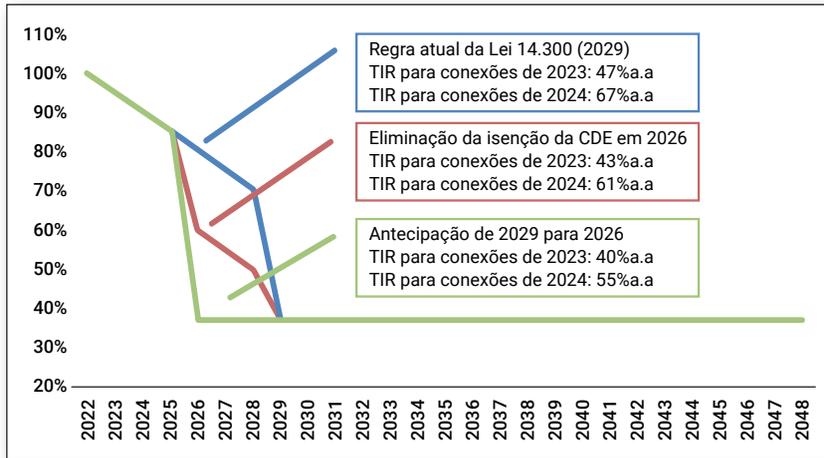
Como pode ser visto pelos resultados apresentados na Figura 9, o prazo de 2045 pode ser reduzido, com segurança, para 2040 aos beneficiados residenciais em BT da MMGD que se conectaram a partir de 2018. Ou seja, a redução do período de subsídios inícuos abarcaria 98,6% dos beneficiados da GD I.



**Figura 9 – Tempo necessário para recuperar 99% da rentabilidade média esperada pelo empreendedor de MMGD na ocasião da conexão**

Como ficaria o resultado da rentabilidade esperada para os beneficiados residenciais de BT, a partir da GD II? Nesta simulação realizamos a sensibilidade de cálculos considerando a antecipação integral da regra prevista para 2029 em

2026 e uma segunda considerando apenas a antecipação do término da isenção da componente de CDE em 2026. Como pode ser visto na Figura 10, as Taxas internas de Retorno esperadas das conexões realizadas em 2023 e 2024 ainda continuariam em patamares invejáveis.



**Figura 10 – Percentual da tarifa de aplicação (*netmetering*) com efeito na rentabilidade do empreendimento, conforme o cenário de antecipação dos prazos da Art 27º da Lei 14.300/22**

Especificamente sobre os efeitos do *curtailment* deve-se considerar que, ainda, é tecnicamente inviável a atuação do ONS e das distribuidoras sob os empreendimentos da MMGD. Por isso, há relevante convergência, conforme pode ser visto no extrato da Figura 11, para implementar imediatamente a compensação de âmbito contábil-financeiro aos impactados pela atual circunstância, conforme consolidação da 3ª fase da Consulta Pública n. 45/2019 da ANEEL.



... é essencial e urgente a inclusão da MMGD no rateio de cortes de geração... Entendemos a dificuldade do corte “físico”, uma vez que a tecnologia utilizada nas instalações com geração distribuída ainda não permite o controle do volume injetado... há uma alternativa clara para tratar realocações de cortes no âmbito da pós-operação e que não influenciariam na operação realizada pelo NOS.

... notadamente a MMGD contribuí para a sobreoferta de energia no SIN. Assim, a Associação sugere que a ANEEL avalie a inclusão da GD na participação do rateio da redução de geração de energética.

As distribuidoras avancem para trabalharem em conjunto com o ONS para que seja possível o corte da MMGD por parte das distribuidoras e sua participação no rateio dos efeitos comerciais. Tal conjuntura precisa ser avaliada e regulamentada pela Agência, contribuindo então para que tenhamos um sistema mais confiável e sustentável.

... necessário que a MMGD faça parte do rateio dos cortes, seja pelo ajuste do valor de excedente de energia ou do crédito de energia acumulado nos momentos em que está se dando o vertimento turbinável e curtailment de geração seja, até mesmo, pela implantação de recursos técnicos e regras que viabilizem o corte físico.

Após a divulgação do Fator de Corte (FC) pela NOS ... A CCEE por sua vez, deverá valorar o montante total de energia resultante da aplicação do FC... utilizando o PLD médio mensal do submercado ao qual a distribuidora pertence. Os recursos financeiros resultantes dessas valorações serão redistribuídos entre as usinas elegíveis, de forma proporcional às respectivas referências de geração.

**Figura 11 – Síntese de contribuições relevantes na 3ª fase da CP 45/2019: foco MMGD**

A fundamentação conceitual de convergência pode ser extraída da síntese contida na contribuição da Apine, vejamos:

*... ONS calculará o Fator de Corte (FC), que representa a razão entre o montante total de energia reduzido ou limitado no mês de apuração, nos submercados Norte/Nordeste e nos Submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste, e o somatório da geração total das usinas centralizadas participantes do rateio, **incluindo a energia injetada na rede pela MMGD** e usinas que não possuem relacionamento operacional com o ONS... Após a divulgação do Fator de Corte (FC) pelo ONS, **a distribuidora aplicará individualmente esse fator no volume de energia injetada por cada unidade de MMGD no ciclo de faturamento referente ao mês de apuração** ... A CCEE por sua vez, deverá valorar o montante total de energia resultante da aplicação do FC, conforme*

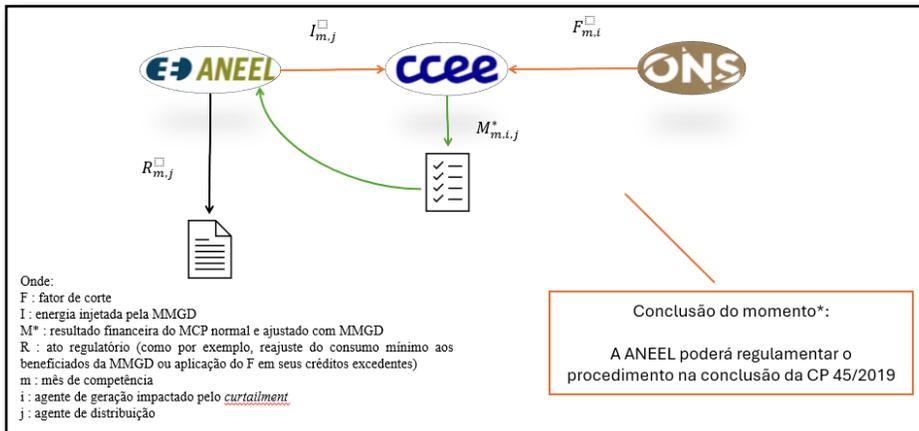
*informado por cada distribuidora, utilizando o PLD médio mensal do sub-mercado ao qual a distribuidora pertence... Os recursos financeiros resultantes dessas valorações serão redistribuídos entre as usinas elegíveis, de forma proporcional às respectivas referências de geração. (grifei)*

Pode ser verificado que a proposta ao reduzir os créditos das distribuidoras no mercado de curto prazo pela realocação às demais geradoras impactadas pelo Fator de Corte mitiga, também, esta perda de valor aos consumidores cativos ao aplicar o mesmo fator na energia injetada pelos prossumidores. Esse procedimento, tende a aumentar a cobrança efetiva no faturamento pela distribuidora. Esse recurso adicional aliviará o peso dos encargos setoriais, incluindo os de transmissão, sobre os demais consumidores no reajuste tarifário subsequente e, ainda, impactará no parâmetro de escala e eficiência para fins das métricas de revisão tarifária, notadamente do nível tarifário, fator X e em receitas irrecuperáveis.

Contudo, a proposta poderá enfrentar questionamentos jurídicos, pois ao aplicar o Fator de Corte sobre a energia injetada pelo prossumidor, o efeito factual seria o de reduzir o valor patrimonial estabelecido na Lei 14.300/22 ou mesmo antecipando a prescrição dos créditos. Por outro lado, a compensação financeira por ajuste do consumo mínimo tratado na Art. 16º da Lei 14.300/22 é da seara tarifária e regulatória, sob o poder discricionário da Aneel, sendo necessário, apenas, o rito formal de consulta pública para dar a legalidade e afastar sobremaneira sucessos em pretensos ajuizamentos. Em síntese, enquanto os créditos podem ser considerados propriedade do prossumidor, o consumo mínimo é uma ferramenta administrativa que pode ser utilizada pela ANEEL para promover eficiência e equidade no setor elétrico, sem comprometer alegados direitos patrimoniais. Ademais, princípios de equidade e isonomia econômicas poderão ser evocadas nesta proposta. Equidade ao aplicar o reajuste do consumo mínimo aos beneficiados pela GD I, haja vista o benefício mais opulento. Isonômica ao excluir os prossumidores conectados em alta tensão, haja vista já pagarem a tarifa de demanda e, conseqüentemente, terem o menor benefício: TIR de 21% em 2024.

Não obstante e independente dessas digressões de viabilidade jurídica que ainda serão objeto de análise do regulador, ambos mecanismos retornam resultados tarifários e financeiros equivalentes, como poderá ser visto no Apêndice III. Assim, a proposta conceitual pode ser modularmente compreendida pela Figura 12. Ou seja, passo 1: o ONS informa o fator de corte de cada usina impactada no mês de apuração para a CCEE, enquanto a Aneel informa a energia injetada dos prossumidores de cada concessionária para o mesmo mês de apuração. Passo 2: de posse dessas informações regulatórias, a CCEE consolida dois relatórios de liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo. O primeiro com base nas

medições físicas da própria Câmara e o segundo, regulatório, com os efeitos de realocação de energia para as usinas impactadas no MCP, bem como a equivalente redução do balanço energético regulatório das distribuidoras. Passo 3: Essa segunda informação será enviada para a Aneel objetivando os devidos tratamentos nos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras, bem como para a homologação de ato que definirá para o mês de apuração e para cada distribuidora, em mecanismo similar ao hasteamento das bandeiras tarifárias, o fator de redução dos créditos dos prossumidores ou da ampliação do consumo mínimo deles.



**Figura 12 – Proposta conceitual de mitigação contábil e financeira de participação da MMGD nos ajustes de *curtailment*.**

### 3. CONCLUSÕES

Conforme anunciado no prólogo, este estudo revelou, com base em dados e suas análises, que há evidências objetivas suficientes de que a atual legislação e regulamentação brasileira de estímulo ao crescimento da MMGD demanda urgente aprimoramento, haja vista as distorções e efeitos colaterais econômicos frutos de uma política expansionista anacrônica e vexatória. A experiência estadunidense oferece inspiração e coragem para as imprescindíveis alterações no regramento pertinente, pois as recomendações deste estudo respeitam, satisfatoriamente, as expectativas de rentabilidade dos empreendedores da MMGD e, assim, mais do que manter e segurança jurídica aos beneficiados será dado à sociedade um ato de retidão, equidade e sustentabilidade.

Em síntese, (i) implementar solução regulatória para que os beneficiados da MMGD contribuam com as compensações contábeis e financeiras oriundas das ações de *curtailment*; e (ii) antecipar os prazos de redução das isenções tarifárias estabelecidas na Lei 14.300/22.

# APÊNDICE I

## A rentabilidade da “MMGD por assinatura”

Com o uso da base de dados da EPE é possível observar um crescimento significativo do número de beneficiados (carga) por operação (geração) nos arranjos de autoconsumo remoto e geração compartilhada, conforme a Figura I.1.

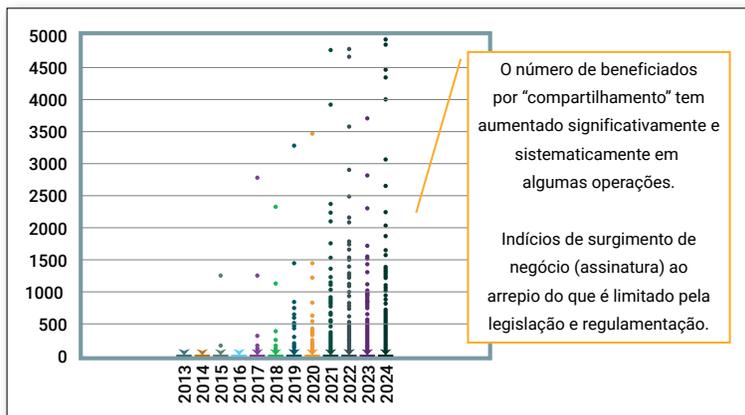


Figura I.1 – Perfil do autoconsumo remoto e geração compartilhada

Outro indício de existência de modelo de negócio às margens da legalidade é perceber a concentração de “mercado” do número de beneficiados com o número de ofertante, conforme Figura I.2

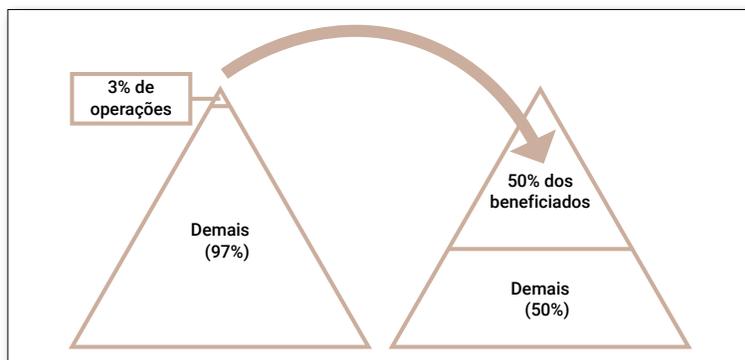
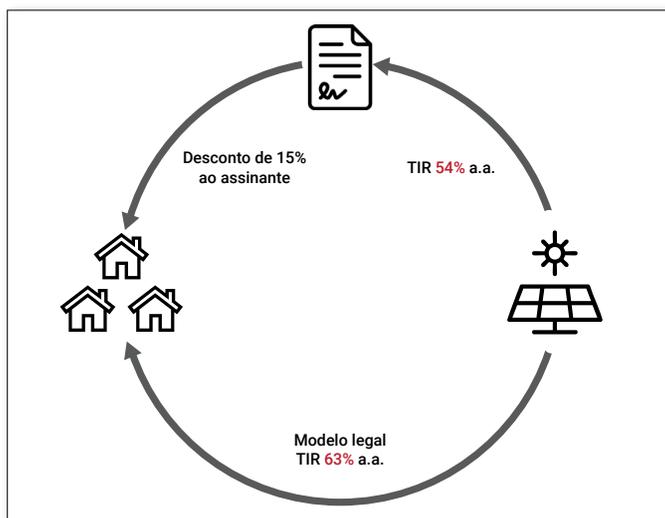


Figura I.2 – Distorções comerciais com indícios de modelos de negócio às margens da legalidade

Como poderá ser visto na Figura I.3, o excesso de subsídios que resulta em elevadíssimas taxas de retorno em comparação ao risco da atividade de MMGD tem se concentrado na rentabilidade dos “empreendedores” em contraste ao benefício financeiro percebido pelo beneficiado dos créditos de compensação.



**Figura I.3 – Como é distribuída a rentabilidade no modelo de negócio por “assinatura”**

Há nítida disfunção que deve ser objeto de fiscalização e penalização, porém a ação mais eficaz de efeito geral e de aplicação imediata seria a alteração da Lei 14.300/22, conforme os estudos e impactos apresentados no item 2.3 deste relatório.

# APÊNDICE II

## Ficha técnica dos modelos estatísticos

As fichas técnicas dos modelos selecionados estão detalhadas, a seguir. A base de dados utilizada está disponível para consulta na plataforma pública: <https://data.mendeley.com/datasets/kjnyptg2p2/1>

Parâmetros Estatísticos					
	Source	Period	Mean	Std. Dev.	N
(y) Percentual de Perdas Técnicas - D (%)	ANEEL*	2011-2024	7,5%	0,2%	14
(x) Capacidade de MMGD (GW)	ANEEL**	-	6,93	11,61	-
(x) Consumo percapta (kWh/residência)	EPE***	-	678	69	-

Fontes:

\* <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/samp>

\*\* <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresendimentos-de-geracao-distribuida>

\*\*\* <https://www.epc.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>

Variável dependente: (y) Perdas Técnicas na Distribuição (5)			
Modelo	A	B	C
Constante	0,0609* <i>0,009</i>	0,0756* <i>0,001</i>	0,0758* <i>0,005</i>
(x) Capacidade de MMGD (GW)	-0,00015*** <i>0,0001</i>	-0,00003 <i>0,0000</i>	- -
(x) Consumo percapta (kWh.mês)	0,00002# <i>0,0000</i>	- -	-0,00001 <i>0,0000</i>
adj. R <sup>2</sup>	0,12	0,06	0,00
ANOVA	#	#	#

Notes

\* p<0.01; \*\* p<0.05; p<0.1\*\*\*; p>=0.1#

Standard errors *in italic*

Parâmetros Estatísticos					
	Source	Period	Mean	Std. Dev.	N
(y) Extensão de linhas de Transmissão (km)	ONS*	2005-2024	119.233	32.779	20
(y) Capacidade de transformação da RB (MVA)	-	-	275.420	80.283	-
(y) Carga de ponta no SIN (MWh/h)	-	-	80.140	12.345	-
(x) Capacidade de geração no SIN (MW)	-	-	141.869	35.731	-
(x) Capacidade de MMGD (MW)	ANEEL**	-	4.851	10.143	-

Fontes:

\*<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>

\*\*<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>

Variável dependente: (y) Investimentos em Transmissão			
Modelo	A (km)	B (MVA)	C (MWh/h)
Constante	-5.315** <i>2.341</i>	-29.218* <i>7.044</i>	29.349* <i>4.992</i>
(x) Capacidade de Geração SIN (MW)	0,8706* <i>0,0177</i>	2,1292* <i>0,0534</i>	0,3656* <i>0,0388</i>
(x) Capacidade de MMGD (MW)	0,2136* <i>0,0625</i>	0,5299* <i>0,1880</i>	-0,0824# <i>0,5304</i>
(x) Corona Virus (dummy)\$	- <i>-</i>	- <i>-</i>	-6.845* <i>3.071</i>
adj. R <sup>2</sup>	1,00	1,00	0,91
ANOVA	*	*	*

Notes

\* p<0.01; \*\* p<0.05; p<0.1\*\*\*; p>=0.1#

\$ valores = 1 para 2020 e 2021

Standard errors *in italic*

Parâmetros Estatísticos					
	Source	Period	Mean	Std. Dev.	N
(y) Curtailment Confiabilidade & Energético (%)	ONS*	jan/23- maio/25	5,4%	4,7%	29
(x) Fontes Controláveis (GWmed)	-		56,3	7,0	-
(x) Demais fontes intermitentes (GWmed)	-		13,8	2,9	-
(x) MMGD (GWmed)	ANEEL**		5,4	1,3	-

Fontes:

\* <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>  
e Relatório RT ONS DGL0189/2025

\*\* <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>

<b>Variável dependente: (y) Curtailment de Confiabilidade e Razões Energéticas</b>	
<b>Modelo</b>	<b>A (%)</b>
(x) MMGD (GWmed)	0,0203* <i>0,0133</i>
(x) Demais fontes Intermitente (GWmed)	0,0049* <i>0,0021</i>
(x) Fontes Controláveis (GWmed)	-0,0022* <i>0,0012</i>
adj. R <sup>2</sup> ANOVA	0,86 *

Notes

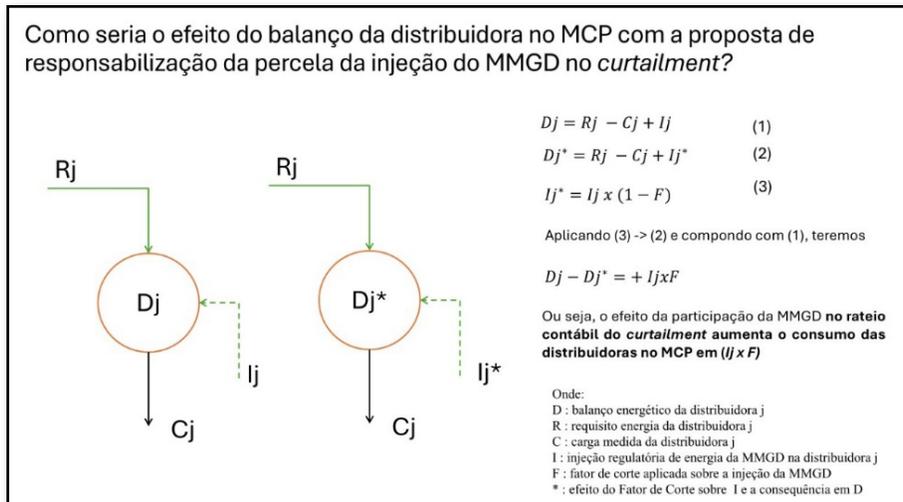
\* p<0.01; \*\* p<0.05

Standard errors *in italic*

# APÊNDICE III

## Análise tarifária e econômica em internalizar a compensação da MMGD no critério de faturamento

Inicialmente vamos analisar como seriam os efeitos da proposta sobre o balanço energético das distribuidoras no MCP. A figura, abaixo, ilustra as diferenças:



Agora, vamos avaliar os efeitos de internalizar o ajuste do MCP ( $Iv \times F$ ) no faturamento do prossumidor pela distribuidora<sup>17</sup>. Como pode ser visto, a equação (6) é válida tanto para opção de degradação de crédito, quanto para o aumento do consumo mínimo.

17. A modelagem algébrica é uma representação simplificada, mas observa a característica dominante dos arranjos de MMGD que visa pagar o consumo mínimo somente. No caso da geração compartilhada, dada a oportunidade da variabilidade dos consumos individuais, além do objetivo de pagar somente o consumo mínimo, há tendência de otimização dos créditos objetivando minimizar a respectiva prescrição que tende a ocorrer mais significativamente nos arranjos individuais.

O aumento da carga com os efeitos do  $(I_v \times F)$  pode ser modelado no faturamento dos prossumidores (a) pela degradação dos créditos ou (b) pelo aumento do consumo próprio. O efeito tarifário e financeiro é o mesmo

#### Degradação dos créditos

A fórmula de faturamento do prossumidor pode ser dada por:

$$F^{\square} = T \cdot C_m + T \cdot (C_v - I_v) \quad (4)$$

Aplicando (3) -> (4) para dar efeitos da degradação, teremos:

$$F^* = T \cdot C_m + T \cdot (C_v - I_v \cdot (1 - F)) \quad (5)$$

Simplificando, chegamos em:

$$F^* = T \cdot (C_m + C_v - I_v \cdot (1 - F)) \quad (6)$$

Onde:

T : tarifa da distribuidora

Cm : consumo mínimo vigente

Cv : consumo verificado do prossumidor

Iv : injeção verificada do prossumidor

E : consumo extra por efeito do curtailment

#### Aumento do consumo mínimo

O efeito do aumento do consumo mínimo pode ser dado por:

$$E^{\square} = +I_v \cdot F^{\square} \quad (7)$$

Aplicando (7) -> (4) para dar efeitos do consumo extra, teremos:

$$F^* = T \cdot C_m + T \cdot (C_v - I_v) + T \cdot (I_v \cdot F) \quad (8)$$

Simplificando, chegamos em:

$$F^* = T \cdot (C_m + C_v - I_v + I_v \cdot F)$$

Realocando, vem

$$F^* = T \cdot (C_m + C_v - I_v \cdot (1 - F)) \quad (6)$$



O equacionamento geral pode ser visto na figura abaixo, porém a diferença algébrica não invalida as conclusões anteriores.

### Equacionamento geral

#### Prossumidores anteriores a 2023 (GD1)

Art. 16. Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente.:

$$F = T \cdot \max[C_m; (C_v - I_v - S)]$$

Onde:

T : tarifa da distribuidora

Cm : consumo mínimo vigente

Cv : consumo verificado do prossumidor

Iv : injeção verificada do prossumidor

S : saldo de créditos de excedente de energia acumulados

E : consumo extra por efeito do curtailment

#### Prossumidores posteriores a 2023 (GD2)

Art 16º, § 1º Para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no caput do art. 26 desta Lei, o valor mínimo faturável da energia deve ser aplicado se o consumo medido na unidade consumidora, desconsideradas as compensações oriundas do SCEE, for inferior ao consumo mínimo faturável estabelecido na regulamentação vigente.

$$F = T \cdot \max(C_m, C_v) + T \cdot \max[(C_v - I_v - S); 0]$$