



# GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

## **Reflexões sobre impactos da Geração Distribuída no Mercado de Energia Elétrica do Brasil**

Nivalde de Castro

Lorrane Câmara

Mauricio Moszkowicz

# **TDSE**

## **Texto de Discussão do Setor Elétrico**

### **Nº 105**

setembro de 2021

Rio de Janeiro



## **TDSE**

### **Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 105**

# **Reflexões sobre impactos da Geração Distribuída no Mercado de Energia Elétrica do Brasil**

Nivalde de Castro

Lorrane Câmara

Mauricio Moszkowicz

**Setembro de 2021**

ISBN: 978-65-86614-31-2

## Sumário

1. Introdução.....	3
2. Tarifas de Eletricidade .....	7
3. O sistema de Net Metering .....	12
4. Impactos econômicos da GD .....	14
5. Conclusão.....	17

## 1. Introdução

A difusão de geração distribuída pode ser considerada um case de sucesso no Brasil. O ponto de partida crucial foi a Resolução Normativa nº 482/2012, atualizada pela 687 de 17 de outubro de 2017 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabeleceu as condições regulatórias da micro e mini geração distribuída no Brasil.

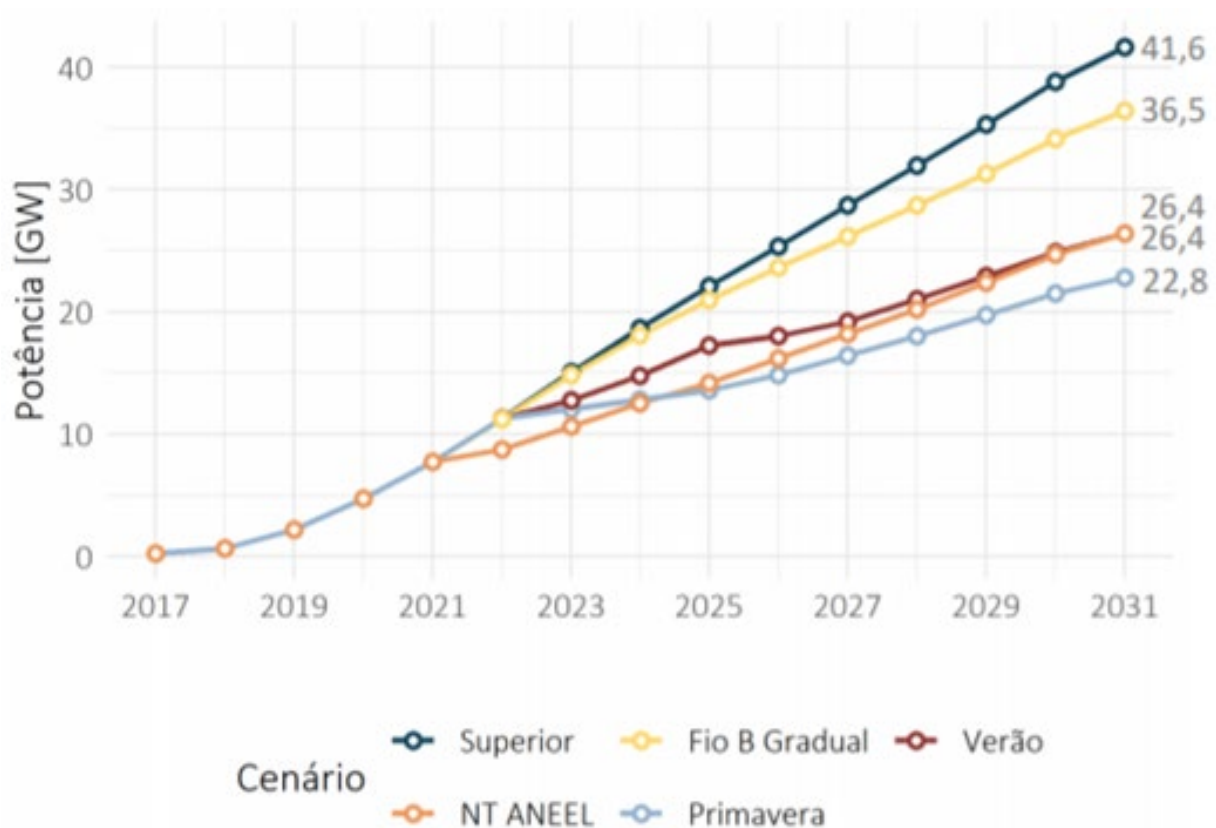
Como consequência ocorreu crescimento exponencial: a capacidade instalada no país partiu de apenas 3 MW em 2013, atingindo o valor acumulado de 4,8 GW, com aproximadamente 385 mil instalações, em 2020. Desta capacidade, 97% correspondem à geração fotovoltaica, e 77% estão instalados por consumidores residencial e comercial.

Outro driver da expansão da GD observada nos últimos anos foi a redução expressiva dos custos dos sistemas fotovoltaicos observada nos últimos anos. Dados da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA) indicam uma redução de 90% do custo do módulo fotovoltaico entre 2010 e 2019.

Impulsionadas por estes fatores, as projeções de crescimento da geração distribuída foram amplamente superadas. De acordo com a EPE (2021), em 2020, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas.

No cenário mais otimista apresentado no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031, que considera a manutenção da regulação vigente, são projetados 41,6 GW de potência instalada de GD até 2031, conforme *Figura 1*.

Figura 1. Projeção de capacidade de Micro e Mini Geração Distribuída por cenário: 2017 – 2021 (em GW)



Fonte: EPE (2021)

O mecanismo central da REN 687 é o sistema de compensação de energia elétrica, denominado em inglês por *net metering*. Este mecanismo permite que o consumidor e produtor de energia elétrica, denominado de “prossumidor” possa injetar energia na rede elétrica num determinado período e consumir em outro. Este mecanismo ajusta o período da geração solar durante o dia com o de maior consumo que, normalmente, ocorre durante a noite, onde não há geração solar.

Adicionalmente a REN 687 permite ao prossumidor receber créditos em energia (kWh) (não em R\$) pela geração solar excedente ao seu consumo que é injetada na rede de distribuição. Os créditos podem ser compensados nos próximos 60 meses, quando o consumo for superior ao montante gerado.

Todo este mecanismo parte do pressuposto que os prossumidores ficam sempre conectados à rede elétrica mantida sob a responsabilidade das empresas Distribuidoras. A rede é, de fato, utilizada como uma espécie de “bateria virtual”, uma vez que a geração solar ocorre apenas durante o dia (e sujeita a oscilações).

Com o excedente gerado nos períodos do dia de alta radiação solar, é injetado na rede de distribuição. E a noite, quando os sistemas de geração distribuída (GD) ficam inoperantes, o prossumidor é abastecido pela rede elétrica de distribuição.

Como demonstrado a rede elétrica é o elemento viabilizador de todo o mecanismo de compensação do *net metering*. Esta forma de compensação considera o balanço de energia mas não considera os serviços de rede providos pelas empresas distribuidoras, uma vez que devem responder tanto pela injeção como utilização da energia pelo prossumidor. A REN 687/2016, permite que os prossumidores deixem de pagar pelos custos da rede elétrica, apesar de usufruírem da infraestrutura do setor.

Assim, estes custos são inerentes à rede de distribuição e não diminuem pela existência da geração distribuída. Na realidade estes custos da distribuidora são transferidos aos demais consumidores, aqueles que não têm sistemas de GD, os denominados “sem painéis solares”. Esta característica pode ser considerada como sendo um subsídio cruzado entre os consumidores “sem painéis solares” para os prossumidores.

Nesta análise deve-se ainda considerar que a geração distribuída apresenta inúmeros benefícios associados à descentralização e empoderamento dos consumidores, descarbonização e criação de emprego e renda nas áreas industrial e de serviços associadas à implantação, operação e manutenção dos sistemas de geração.

Numa análise superficial pode-se considerar que o investimento na implantação de 4,8GW, tenha sido da ordem de 7,2 a 9,6 bilhões de dólares.

No sentido de subsidiar o aprimoramento da discussão da REN 687/2016, este documento endereça a questão do subsídio cruzado pelo não pagamento do uso da rede de distribuição de energia elétrica.

Para um melhor entendimento desta problemática, faz-se necessário apresentar a composição das tarifas de energia elétrica, destacando-se os elementos essenciais para o entendimento dos impactos econômicos da GD, e as principais características do sistema de *net metering*.

Com esta base, é possível analisar os impactos econômicos da Geração Distribuída sobre os consumidores. Finalmente, são tecidas algumas conclusões sobre o tema.



## 2. Tarifas de Eletricidade

Devido às características econômicas o segmento de distribuição de energia elétrica é estruturado como um monopólio natural, ou seja, uma empresa monopolista é mais eficiente que a operação de diversas empresas em regime de concorrência. Neste contexto de monopólio, a regulação econômica é crucial para garantir três condicionantes conflitantes, que:

- i. Não sejam cobrados preços abusivos aos consumidores;
- ii. A qualidade pelos serviços oferecidas aos consumidores seja elevada;
- iii. O equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras seja preservado.

Nestes termos, as funções centrais do regulador são determinar:

- i. Nível tarifário justo, compatível com o a receita necessária para a distribuidora de energia elétrica manter o equilíbrio econômico-financeiro;
- ii. A estrutura tarifária, que reflete a forma como os custos são alocados entre os consumidores.

No que tange a primeira dimensão, as tarifas de eletricidade devem ser suficientes para garantir o fornecimento de energia com qualidade, e assegurar às distribuidoras a cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração dos investimentos na rede. A receita necessária para a remuneração dos serviços de distribuição, denominada Receita Requerida, é calculada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), sendo composta por dois grupos de custos:

- i. Parcela A, que corresponde aos custos não gerenciáveis, repassados diretamente às tarifas;
- ii. Parcela B, composta pelos custos gerenciáveis pelas distribuidoras.

Para os dois grupos de custos, a ANEEL analisa e acompanha estes gastos com base nas diretrizes contidas na legislação, nos contratos de concessão e em regulamentos que estabelecem padrões de eficiência. A Tabela 1 apresenta as rubricas que compõem as parcelas A e B.

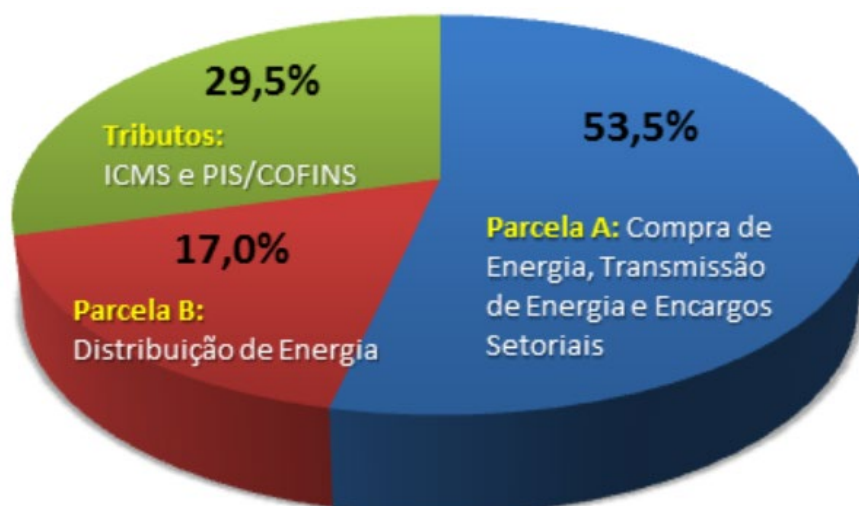
Tabela 1. Componentes das Parcelas A e B

Parcela A	Parcela B
Custos de compra de energia	Custos operacionais (OPEX)
Custos de transmissão	Custos de manutenção
Encargos Setoriais e tributos	Investimentos (CAPEX)

Fonte: Elaboração própria com base em informações da ANEEL.

A Figura 2 apresenta a participação das Parcelas A e B e dos Tributos (ICMS e PIS/COFINS) na tarifa de energia elétrica. A Parcela A referente a energia, transmissão e encargos tem maior peso (53,5%), seguida da Parcela referente a tributos (29,5%), totalizando 83%. A parcela referente aos custos com distribuição, ou seja, a Parcela B, representa apenas 17% dos custos das tarifas.

Figura 2. Composição do valor final da energia elétrica



Fonte: ANEEL (2017)

Uma vez definida a Receita Requerida das distribuidoras, ou seja, o nível tarifário de equilíbrio econômico-financeiro, é necessário segregar os custos totais por cada tipo de consumidor, em função de suas participações definidas pela relação uso e custos. Desta forma, são calculadas as diferentes tarifas de energia elétrica, firmando-se assim o que é a estrutura tarifária. Um dos pontos de partida para entender a forma como os custos são alocados nas tarifas, é entender a tipologia de custos das distribuidoras. Os custos associados à atividade de distribuição de eletricidade dividem-se:

- i. **Custos fixos:** correspondem a majoritária parcela dos custos de distribuição, e independem do nível de produção, permanecendo inalterados mesmo mediante variações no consumo de eletricidade;
- ii. **Custos variáveis:** que guardam dependência em relação ao volume de energia distribuído.

Os custos da distribuidora também podem ser caracterizados pela sua natureza técnica. Segundo essa perspectiva, os custos do sistema de distribuição são divididos em dois tipos de tarifas:

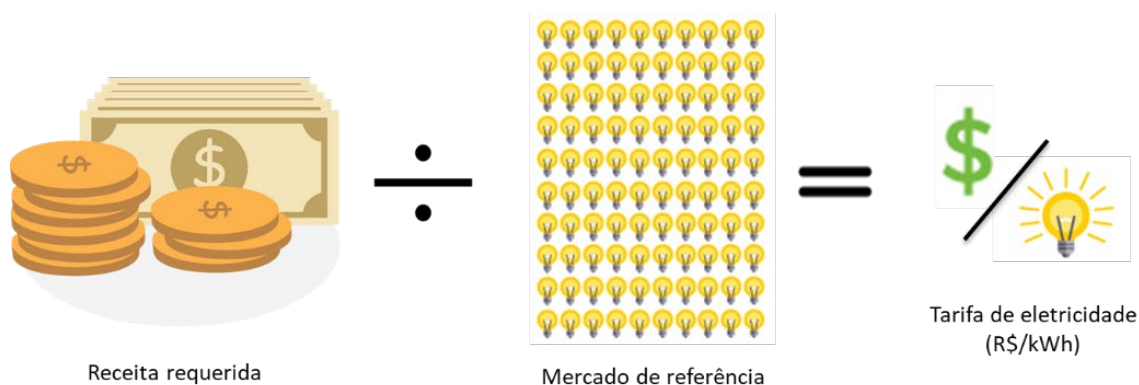
- i. Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD): representa a parcela da tarifa destinada à remuneração dos serviços de distribuição e da rede física como um todo;
- ii. Tarifa de energia (TE): composta basicamente pelas rubricas de compra de energia e encargos associados.

Para os consumidores que têm nível de demanda baixa, e por conseguinte atendidos em baixa tensão, as TE e TUSD são atualmente cobradas unicamente em função do volume de energia consumido, definindo-se uma **tarifa monômnia volumétrica**. Esta tarifa volumétrica é calculada com base no mercado de referência (montante de energia elétrica faturado pela distribuidora nos 12 meses anteriores ao mês de reajuste tarifário).

Assim, esta tarifa corresponde ao valor a ser cobrado por kWh consumido (expressa em R\$/kWh), o que garante a receita requerida pelas concessionárias, incluindo custos fixos e variáveis.

A Figura 3 ilustra, de forma simplificada e didática, a metodologia de cálculo das tarifas de eletricidade cobradas aos consumidores atendidos em baixa tensão.

Figura 3. Metodologia de cálculo das tarifas volumétricas



Fonte: Elaboração própria

As principais vantagens das tarifas volumétricas a serem destacadas são:

- i. Simplicidade de sua determinação;
- ii. Forte incentivo à eficiência energética: quanto menor o consumo, menor a fatura paga;
- iii. Facilidade e baixo custo de implementação: requerem apenas um medidor que totalize a energia consumida ao longo do tempo.

Em contrapartida, uma vez que a atividade de distribuição de energia elétrica tem como principal característica econômica exigir elevados custos fixos (capital intensivo), o peso deste componente na tarifa volumétrica é substancialmente maior que o peso dos custos

variáveis. Neste sentido, quando ocorrem redução no consumo de eletricidade, os custos fixos da rede permanecem inalterados e apenas os custos variáveis são reduzidos.

A perda da receita em função da retração do mercado ou saída dos prossumidores, não reduz os custos fixos, mas somente parte dos custos variáveis. Desta forma, o custo fixo será rateado por um mercado de referência menor, fazendo com que a tarifa final por consumidor aumente.

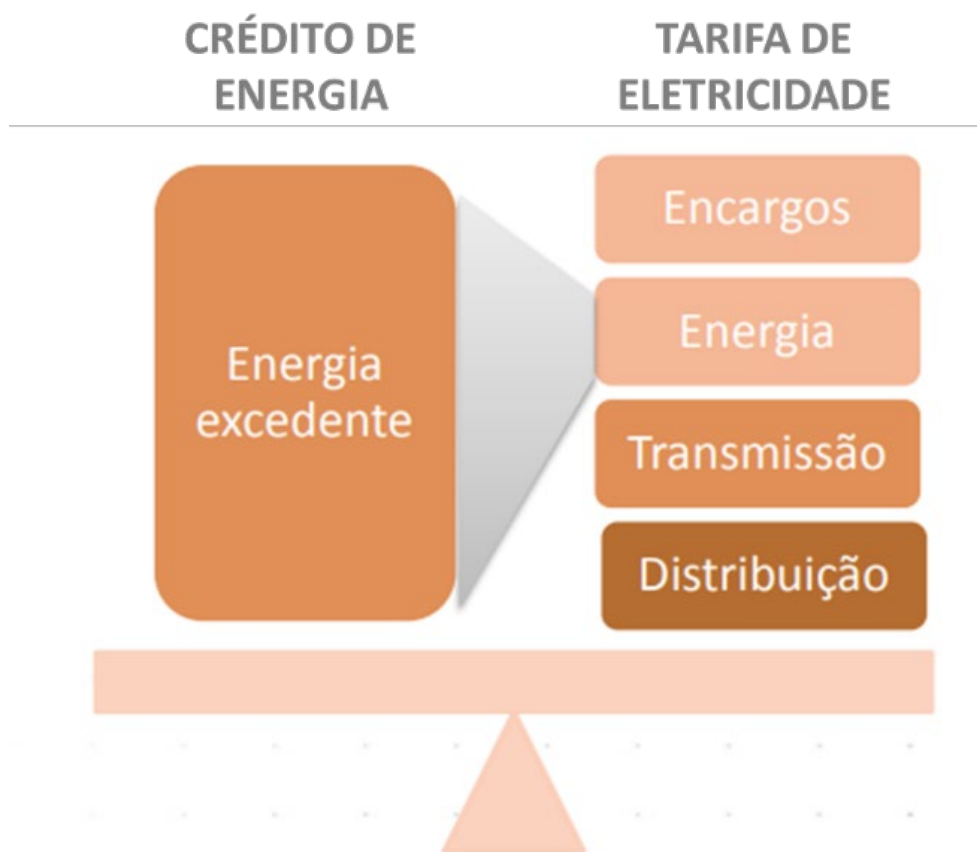
Logo, as tarifas volumétricas têm embutido um risco de perda de mercado. E como o sistema de *net metering*, que será apresentado a seguir, implica em redução de consumo, devido à auto produção dos prossumidores, configura-se uma situação de aumento das tarifas associadas aos cenários de elevada difusão da Geração Distribuída.

### 3. O sistema de Net Metering

A característica central do *Net Metering*, mecanismos de incentivo à Geração Distribuída instituído pela Resolução Normativa 482/2012, e mantido pela REN 687/2016, é o faturamento com base no consumo líquido de energia: a diferença entre o consumo total de eletricidade e a energia injetada na rede de distribuição.

Ao exportar energia para a rede, embora a contribuição do prossumidor seja o fornecimento de eletricidade, o crédito recebido é equivalente ao valor total da tarifa de eletricidade (que inclui os custos das Parcelas A e B). A Figura 4 ilustra esta assimetria.

Figura 4. Crédito de energia comparado aos componentes da tarifa de eletricidade



Fonte: Elaboração própria

Ao ser remunerado pela tarifa de eletricidade quando exporta energia, o prossumidor evita não apenas custos de energia, mas também custos de rede (Parcela B). Portanto, com o sistema de faturamento sobre o consumo líquido, associado às tarifas volumétricas, **os prossumidores reduzem suas faturas de eletricidade, deixando de pagar os custos de uso da rede e também o pagamento de encargos.**

Desta forma, o consumidor que opta por investir num sistema de geração própria considera na sua tomada de decisão um fator que onera os que não têm condições financeiras de empreender ou desejam permanecer cativos às empresas distribuidoras. Cabe ressaltar que caso este processo de difusão de GD se acelere, como é o caso verificado no Brasil, cria-se uma espiral de aumento de custos para os consumidores.

Trata-se no que a ciência econômica define como uma alocação não eficiente de recursos, pois há um subsídio cruzado que penaliza somente os consumidores não-adotantes da Geração Distribuída, configurando um ciclo vicioso.

#### **4. Impactos econômicos da GD**

Mesmo no cenário de crescente expansão da Geração Distribuída, a distribuição de eletricidade permanecerá como um segmento imprescindível da cadeia de fornecimento de eletricidade, prestando, assim um serviço essencial a toda a população, inclusive aos prossumidores.

Neste cenário de importância que as distribuidoras detêm, a regulação deve obrigatoriamente preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, estando esta obrigação firmada nos contratos de concessão.

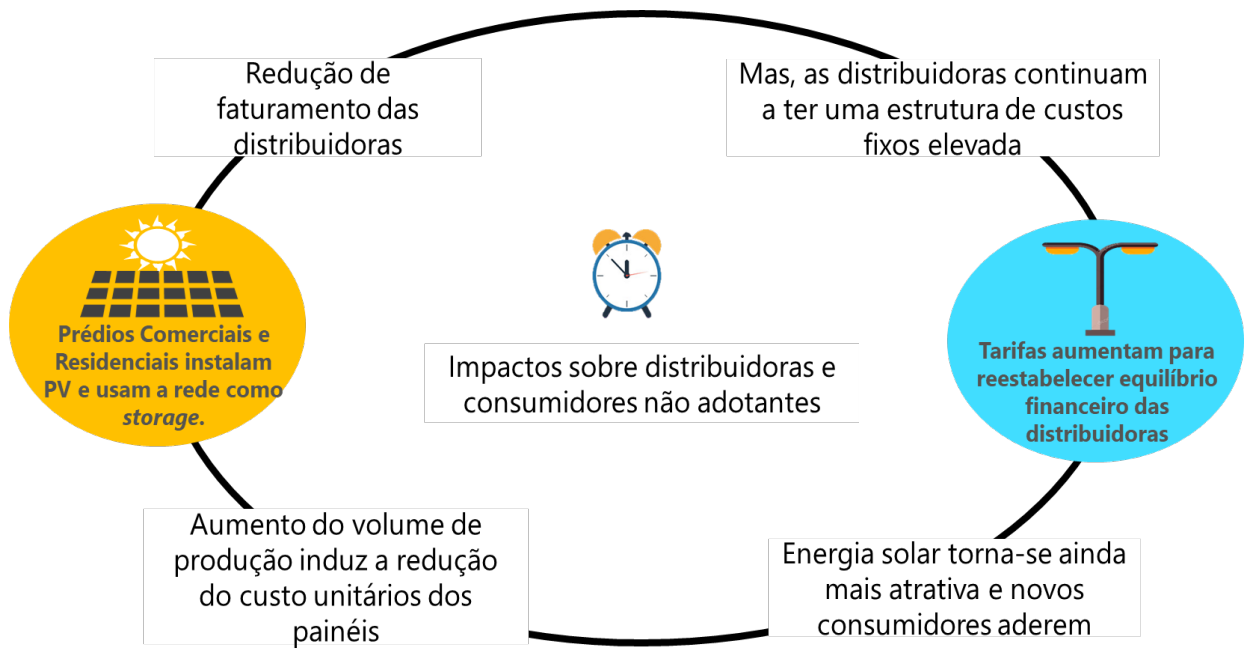
Considerando a lógica de remuneração da atividade de distribuição com base no volume de energia demandado pelos consumidores, a redução do mercado derivada da expansão da GD resulta em faturamento menor que o necessário para garantir a receita requerida das distribuidoras.

A solução regulatória tradicional diante de um cenário de redução de mercado das distribuidoras, que reduz a receita requerida, é aumentar as tarifas nos reajustes tarifários.

Este aumento tarifário provoca e determina uma maior atratividade da geração distribuída, de modo que novos consumidores aderem à tecnologia, o que ocasiona novos aumentos tarifários e mais estímulos ao investimento nestes sistemas, criando-se uma dinâmica em espiral, representada na Figura 5.



Figura 5. Desequilíbrio econômico ocasionado pelo Net Metering



Fonte: Elaboração própria

O processo de aumento de tarifas vinculado diretamente à difusão da micro e mini geração distribuída provoca distorções na alocação de custos entre os diferentes usuários da rede, sendo especialmente prejudicial àqueles incapazes de investir nesta tecnologia, uma vez que os custos que deixam de ser pagos pelos prosumidores recaem sobre os demais consumidores.

Este processo de transferência de custos, tratado na literatura internacional como *cost-shifting*, resulta em subsídios cruzados, que podem ser definidos como o pagamento por um consumidor de um valor maior ou menor dos que os custos referentes ao fornecimento de determinado serviço, e distorções alocativas.

De acordo com dados da ANEEL, o subsídio cruzado associado diretamente à difusão da GD, em 2018, foi de R\$ 205 milhões. As previsões, caso a regulação não seja revista, indicam transferência de custos totais, via subsídio cruzado, de R\$ 11 bilhões a R\$ 13 bilhões, em 2025, de R\$ 50 bilhões a R\$ 60 bilhões, em 2050.

Em análise desenvolvida pelo GESEL, identificou-se que, em 2021, R\$ 2,85 bilhões, referentes à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, evitados pelos prossumidores em todo o país, foram repassados aos consumidores “sem painel”, na forma de subsídios.

## 5. Conclusão

No Brasil, a difusão da Geração Distribuída, em grande parte impulsionada pelo sistema de compensação de energia elétrica (o *Net Metering*) e pela presença de tarifas volumétricas, resulta em impactos econômicos que derivam, centralmente, da transferência de custos dos consumidores “com painel” para os consumidores “sem painel” (cost shifting). Trata-se de um dos grandes desafios em função dos impactos sociais que este subsídio cruzado impõe à sociedade brasileira, dada a importância social e econômica do consumo de energia elétrica.

A mitigação desses impactos pressupõe a revisão do *net metering*. Nesta linha, a revisão das regras aplicáveis a micro e mini geração distribuída deve ter como objetivo central minimizar os impactos associados à difusão da tecnologia, reduzindo os subsídios cruzados, garantindo ainda assim a expansão dessa modalidade de geração, com efetivas condições de sustentabilidade financeira para os que desejarem investir nesta tecnologia.

Finalmente, há de se destacar que, frente ao aumento acentuado da competitividade e atratividade econômica da geração fotovoltaica verificado nos últimos anos, políticas de incentivo como o *net metering*, antes imprescindíveis para o avanço da geração solar, perdem protagonismo, e podem ser gradativamente reavaliadas.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-31-2

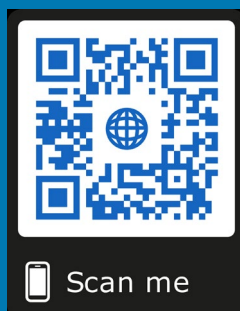
**SITE:** [gesel.ie.ufrj.br](http://gesel.ie.ufrj.br)

**FACEBOOK:** [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

**TWITTER:** [twitter.com/geselufrj](https://twitter.com/geselufrj)

**E-MAIL:** [gesel@gesel.ie.ufrj.br](mailto:gesel@gesel.ie.ufrj.br)

**TELEFONE:** (21) 3938-5249  
(21) 3577-3953



Versão Digital

**ENDEREÇO:**

UFRJ - Instituto de Economia.  
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.  
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.  
CEP: 22290-240