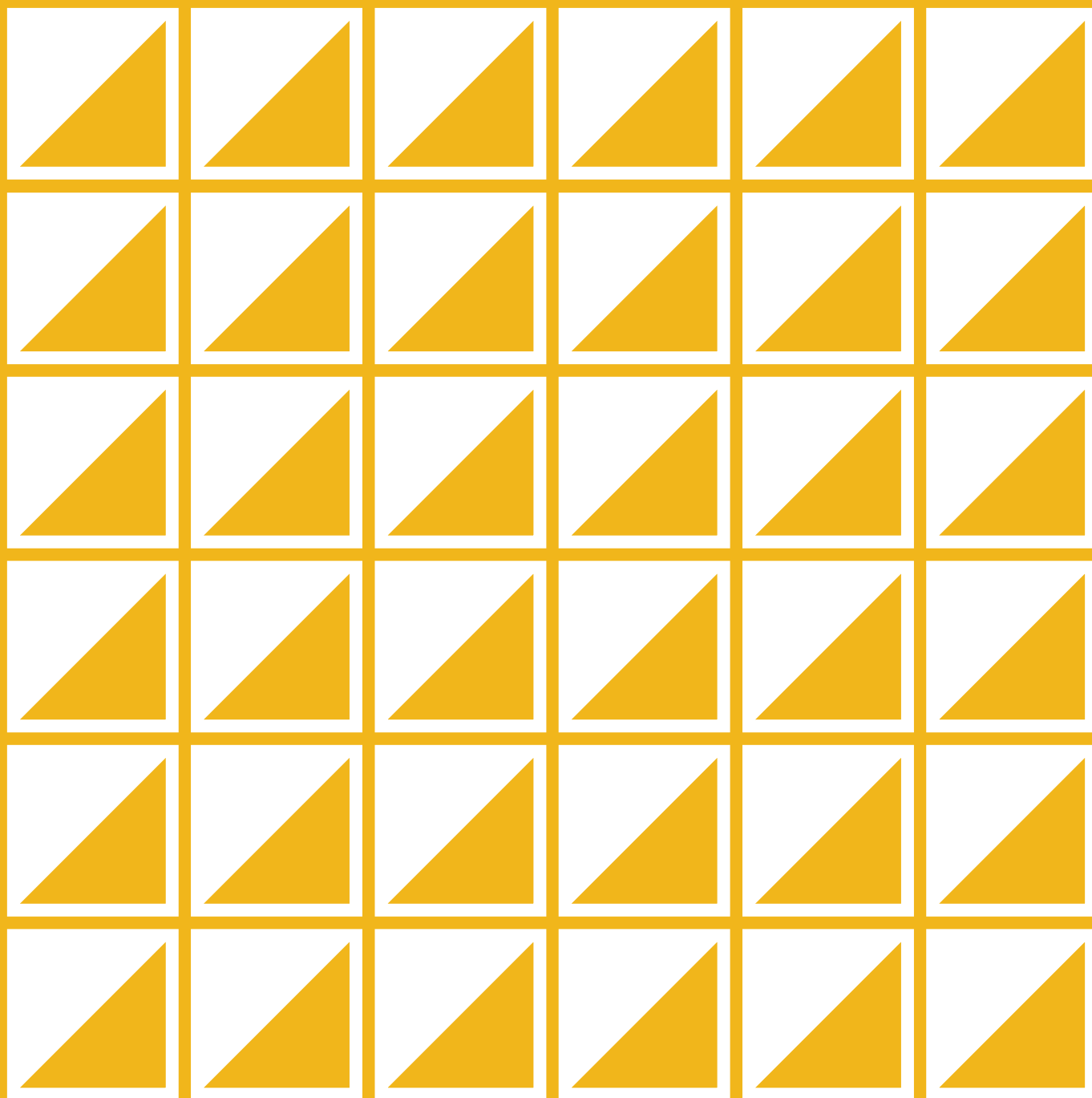


ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL



Impactos econômicos e sociais da expansão do uso de sistemas de geração distribuída a partir de energia solar fotovoltaica

idec
Instituto Brasileiro de
Defesa do Consumidor



WWF

BRASIL

Sumário executivo

A tentativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) de rever as regras da geração distribuída (GD) no Brasil gerou intensos debates nos últimos anos. Tendo em vista o cenário de mudanças climáticas e consequente necessidade de transição para uma matriz energética de baixo carbono, a expansão da geração de energia, por meio da fonte solar fotovoltaica, por si só é positiva. Adicionalmente, a geração de empregos proporcionada pelos investimentos no segmento também chama a atenção, principalmente em razão do atual cenário de crise econômica.

Mas, nas condições regulatórias atuais, o vínculo dos usuários de sistemas de GD com a rede de distribuição – que recebe os excedentes de energia gerados nos momentos de produção superior à demanda e os devolve quando a situação se inverte, durante o pico de demanda no final do dia, resulta em custos para o sistema elétrico brasileiro, geralmente repassados aos consumidores que não adotaram a tecnologia.

Este estudo analisou os principais impactos econômicos e sociais proporcionados pela adoção de sistemas de micro e minigeração distribuída de energia considerando as regras atuais.

As simulações mostram que a manutenção das regras implica em um impacto, por hora desprezível, porém crescente, para os não adotantes dos sistemas que poderá variar de R\$ 97 milhões e R\$ 1,5 bilhão, no caso da GD Local, no período de 2020 a 2030, dependendo do ritmo de expansão da tecnologia, do cenário hidrológico e da área de concessão considerados. Quanto à GD Remota, o impacto para os não adotantes poderia ficar entre R\$ 221 milhões e R\$ 3,6 bilhões. Já no caso da mudança das regras para uma das propostas encaminhadas pela Aneel (Cenário 3), os custos diminuiriam entre 65% e 95% até o final do período, de acordo com o caso.

O estudo também analisou os impactos relacionados às emissões de gases de efeito estufa (GEE). Os resultados indicam que, em termos absolutos, no melhor dos cenários encontrados, a GD evitaria a emissão de até 12 milhões de toneladas de CO₂e na atmosfera de 2020 a 2030. Já no cenário mais desfavorável, seriam evitadas apenas 7,8 milhões de toneladas de CO₂e no mesmo período.

O levantamento debruçou-se ainda na questão da geração de empregos promovida pela expansão da GD. Os cálculos feitos mostram que, em 2025, serão gerados mais de 100 mil empregos diretos e indiretos relacionados à fonte, volume que deve atingir 240 mil em 2030. Entre as conclusões, destaca-se o fato de que os retornos da GD aos investidores adotantes da tecnologia são muito vantajosos. Outro ponto relevante é que os impactos dos investimentos em GD sobre os não adotantes ainda são pequenos sob a ótica *per capita*. Porém, esse cenário poderá mudar rapidamente, a depender da expansão do uso dos sistemas fotovoltaicos.



Sumário

Apresentação dos autores	5
Lista de siglas	7
1. Apresentação	8
2. Introdução e objetivos	9
3. Definições, contexto e descrição das modalidades de GD	12
4. Mapeamento de custos e avaliação de investimentos em GD	16
5. Percepção pública sobre a atratividade e receios em relação à adoção da GD	19
6. Estimativa do impacto da GD sobre consumidores não adotantes	22
7. Estimativas do impacto da GD na redução de emissões de GEE	25
8. Análise da geração de postos de trabalho decorrentes da GD	27
9. Indicação de políticas públicas efetivas em favor do desenvolvimento da GD	28
10. Principais conclusões	31
Referências bibliográficas	33
Anexos	34

Apresentação dos autores

Virginia Parente é professora do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP) desde 2005, atuando no Programa de Pós-Graduação em Energia e em disciplinas abertas a todos os cursos de graduação da USP. Graduada em Economia pela Universidade de Brasília, sua formação inclui pós-doutorado em Energia pela USP, doutorado em Finanças e Economia pela FGV-SP com intercâmbio na Universidade de Nova York, entre outras titulações. Foi membro do Conselho de Administração da Eletrobras; diretora da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético; presidente do Comitê Estratégico em Energia da Câmara Americana de Comércio para o Brasil (Amcham na sigla em inglês) e presidente da Associação Brasileira de Estudos em Energia (AB3E). Coordena o Projeto 24 do Research Centre for Gas Innovation (RCGI) da USP e vem atuando em pesquisas nas áreas de energias renováveis e não renováveis, bem como em questões de mudanças climáticas, *advocacy*, arbitragem e perícia em energia.

Javier Toro é doutor pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo- IEE/USP (2020), com formação (2002) e mestrado (2009) em Economia pela PUC-SP e mestrado em Administração Pública pela School of International and Public Affairs (Sipa) da Universidade Columbia/NY, com ênfase no setor de energia. Atualmente é consultor em energia na Agência Alemã para o Desenvolvimento (GIZ), tendo atuado também na Excelência Energética Consultoria, bem como na unidade de energia para a América Latina do Banco Mundial. Durante o doutorado foi pesquisador do RCGI da USP.

Luciano J. da Silva é doutor (2019) pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo- IEE/USP. Possui mestrado em Engenharia de Energia (2014) e graduação em Engenharia Ambiental (2011) pela Universidade Federal de Itajubá (Unifei). É pesquisador da USP, integrante do Grupo de Excelência em Negócios de Energia (Gene) do

Conselho Regional de Administração de São Paulo (CRA-SP) e consultor da Soluta Gestão e Meio Ambiente.



Ariane Finotti é mestre em energia (2020) pelo Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo-IEE/USP. Possui graduação em Engenharia Ambiental pela Universidade Estadual Paulista (2016). Foi bolsista Capes do Programa Ciência Sem Fronteiras de Graduação Sanduíche no Exterior, cursado na Szent István Egyetem (SZIE) na Hungria (2013-2014). Atualmente atua na área de planejamento na Excelência Energética.

WWF-Brasil

Revisão:
Alessandra Mathyas, Breno Melo e Ricardo Fujii

www.wwf.org.br

IDEC

Supervisão:
Clauber Leite
Munir Soares

Redação Final:
Clara Barufi

www.idec.org.br

Edição

Bem Comunicar

Revisão ortográfica

Kátia Shimabukuro

Projeto Gráfico e Design Editorial

Laboota

Lista de siglas

Absolar	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AmE	Amazonas Energia
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEB	Companhia Energética de Brasília
Celpe	Companhia Energética de Pernambuco
Cemig	Companhia Energética de Minas Gerais
Cresesb	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
Idec	Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
Irena	Agência Internacional de Energia Renovável (International Renewable Energy Agency)
Ipea	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxas Internas de Retorno
Tusd	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
WWF	Fundo Mundial para a Natureza



1. Apresentação

O WWF-Brasil, organização da sociedade civil brasileira que integra a Rede WWF, que tem por missão trabalhar em defesa da vida e de mudar a atual trajetória de degradação socioambiental, e o Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec), associação de consumidores sem fins lucrativos, cuja missão é lutar pelos direitos de consumidores-cidadãos, além de orientar, conscientizar e defender a ética na relação de consumo, se uniram na elaboração desta publicação, que tem a intenção de qualificar a discussão sobre o desenvolvimento e as implicações da adoção de Geração Distribuída (GD) com base na energia solar fotovoltaica no Brasil.

O presente trabalho busca analisar impactos econômicos e sociais proporcionados pela adoção de sistemas de micro e minigeração distribuída de energia no contexto da Resolução Normativa Aneel 482/2012 e suas revisões, assim como avaliar os efeitos desses sistemas sobre as emissões de gases de efeito estufa no País, entre outros aspectos.

2. Introdução e objetivos

O crescimento na adoção de sistemas de mini e microgeração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos tem levantado intensos debates no Brasil. O aumento da participação da energia solar por si só é positivo, diante do cenário de mudanças climáticas e consequente necessidade de transição para uma matriz energética de baixo carbono. A geração de empregos proporcionada pelos investimentos no segmento também chama a atenção, principalmente tendo em vista o atual cenário de crise econômica.

Mas, nas condições regulatórias atuais, o vínculo dos usuários de sistemas de Geração Distribuída (GD) com a rede de distribuição – que recebe os excedentes de energia gerados nos momentos de produção superior à demanda e os devolve quando a situação se inverte – resulta em custos para o sistema elétrico brasileiro, geralmente repassados aos consumidores que não adotaram a tecnologia.

A tentativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) de rever as regras da GD no País gerou importantes discussões nos últimos anos. Os diferentes interesses comerciais por trás dos debates, no entanto, muitas vezes prejudicaram sua clareza e racionalidade. Nesse contexto, o presente trabalho foi desenvolvido com o principal objetivo de analisar em profundidade as condições da GD e seus impactos no Brasil, visando qualificar a discussão sobre o desenvolvimento e as implicações da adoção de Geração Distribuída com base na energia solar fotovoltaica no País.

Considerando a abrangência de temas relacionados à GD, o trabalho é multifocal, abordando os seguintes aspectos:

I. IDENTIFICAÇÃO DAS PRINCIPAIS MODALIDADES DE GD NO BRASIL.
II. ANÁLISE DA PERCEPÇÃO DA GD DO PONTO DE VISTA DOS <i>STAKEHOLDERS</i> ENVOLVIDOS NA CADEIA.
III. ANÁLISE DOS FATORES DE ATRATIVIDADE PARA OS ADOTANTES DA GD, INCLUINDO O RETORNO FINANCEIRO DOS PROJETOS.
IV. CÁLCULO DOS IMPACTOS DA GD SOBRE OS CONSUMIDORES NÃO ADOTANTES.
V. ESTIMATIVA DA GERAÇÃO DE EMPREGOS NA CADEIA DE VALOR DA GD NO PAÍS.
VI. ESTIMATIVA DOS IMPACTOS DA GD SOBRE AS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA.
VII. INDICAÇÃO DE POTENCIAIS POLÍTICAS PÚBLICAS QUE POSSAM CONTRIBUIR COM O DESENVOLVIMENTO EQUILIBRADO DA GD NO BRASIL.

2.1. ESTRUTURA DO TRABALHO

Considerando esses objetivos, o trabalho é iniciado com a apresentação dos conceitos básicos, regras e condições regulatórias vigentes no Brasil referentes aos projetos de mini e micro GD. Também são identificadas as modalidades preponderantes no território brasileiro. Na sequência, são apresentados os resultados de pesquisa de opinião com agentes relacionados à GD.

Quanto aos investimentos em GD, a avaliação é feita para as modalidades de negócio que utilizam a tecnologia fotovoltaica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os resultados encontrados indicam o valor presente líquido esperado dos investimentos, bem como a taxa interna de retorno e o período de *payback* estimado.

Este relatório inclui ainda uma análise dos impactos da expansão da GD sobre os não adotantes, além de estimativas de redução de emissões de gases de efeito estufa em cenários de baixa e alta penetração e as perspectivas de geração de empregos no País a partir do crescimento desse sistema.

3. Definições, contexto e descrição das modalidades de GD

A literatura apresenta inúmeras definições de GD. Dois pontos, no entanto, predominam: as referências a “unidades menores de geração” e à “conexão direta à rede de distribuição”. As tipologias básicas destacadas na literatura são resumidas na Figura 1.

PLANTAS VIRTUAIS	MICRORREDES	CONSUMIDORES DE PEQUENO PORTE	AGREGADORES DE ENERGIA
▲ Microrredes que oferecem serviços às redes e energia ao mercado de curto e longo prazos ▲ Podem ser compostas também por unidades que respondem à demanda e fornecem armazenamento de energia	▲ Podem operar <i>off-grid</i> (ilhada da rede de distribuição) ou <i>on-grid</i> (conectada através de ponto de acoplamento)	▲ Consumidores individuais ▲ Condomínios ▲ Edifícios inteligentes	▲ Contrato com prosumidores de menor porte ▲ Prestam serviços ancilares à rede de distribuição (proveem alívio à restrição do sistema)

Figura 1.
Tipologias básicas de GD apresentadas na literatura

Fontes: IEA, 2020; Cigré, 2020; IEEE, 2020

O sistema *off grid* foi o primeiro formato de GD utilizado, ainda no século XX, para sistemas de bombeamento de água, eletrificação em áreas remotas e relés de telecomunicações. A modalidade *feed-in tariff*, por sua vez, se tornou popular em sistemas residenciais na Europa a partir de 1999, beneficiando o proprietário dos sistemas com um prêmio sobre o valor da energia gerada. Já o barateamento da tecnologia fotovoltaica e as medidas de apoio à GD viabilizaram sua forte expansão global a partir de 2006. Em menos de 20 anos, a capacidade instalada no mundo passou de 2,5 GW para 500 GW, como mostra o Gráfico 1.

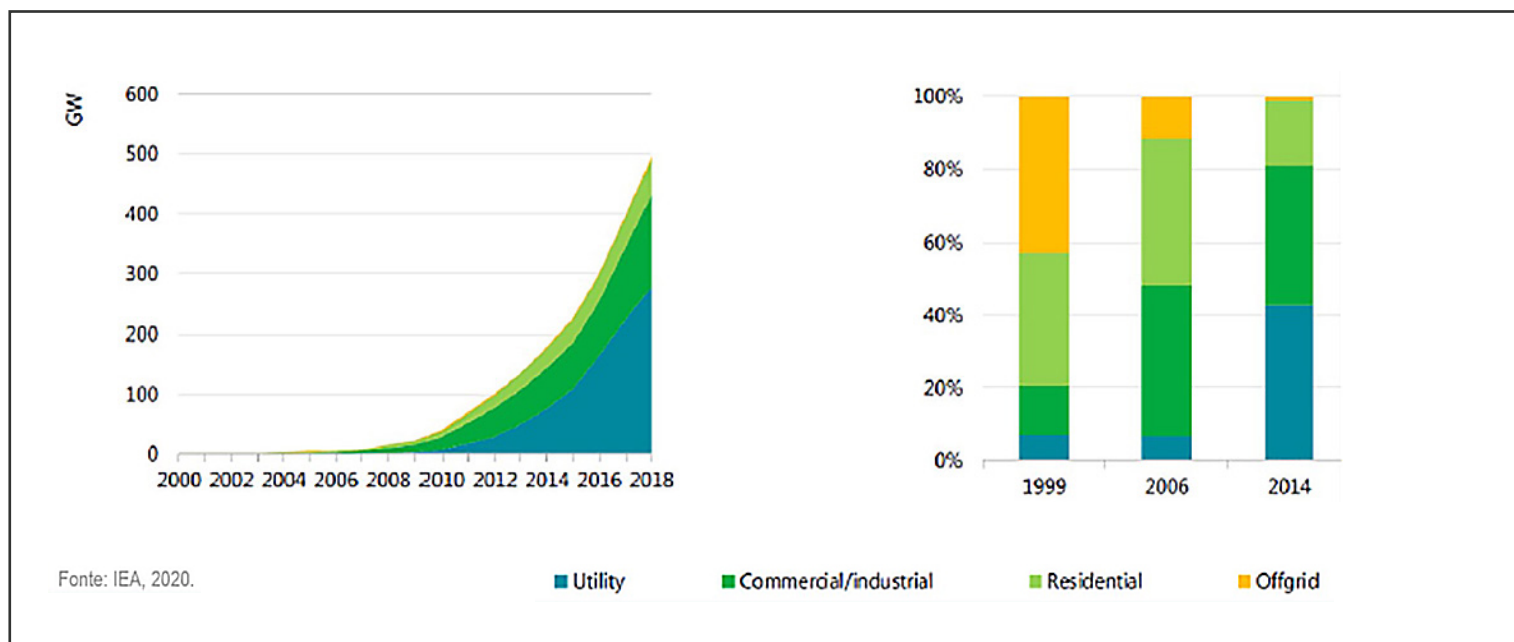


Gráfico 1.
Evolução
mundial das
instalações
de GD

No caso brasileiro, a Aneel regulamentou quatro modalidades principais de GD, sendo que a maior parte dos investimentos se concentra nas modalidades junto à carga e em autoconsumo remoto, como indicado na Figura 2.

EMPREENDIMENTOS	MW
42	Cond. GD
568	GD Compartilhada
35.806	Autoconsumo remoto
212.614	GD junto à carga
249.030	Geração Distribuída no Brasil até 31/Mai/2020
	3.105

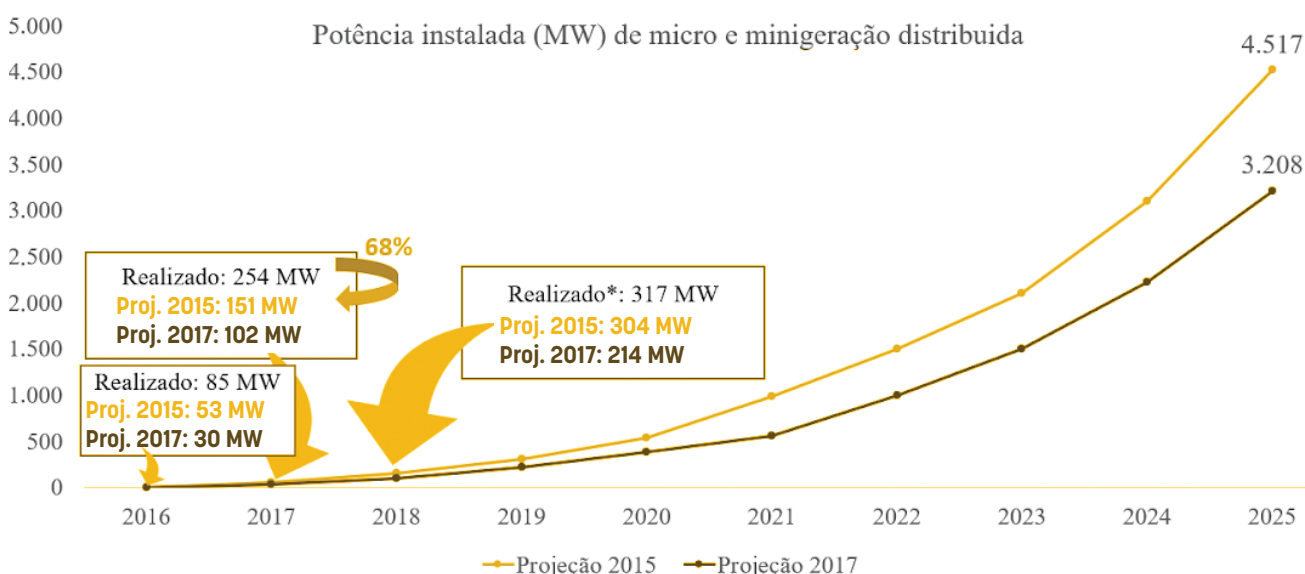
Figura 2. Modalidades de GD regulamentadas pela Aneel e quantidade de instalações

Embora a GD englobe distintas tecnologias, como a microgeração eólica, centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), geração a partir de biomassa ou de óleo combustível, na última década, mais de 95% do mercado brasileiro tem sido dominado pela tecnologia solar fotovoltaica conectada à rede. Quanto aos tipos de projetos, há concentração nas modalidades junto à carga e autoconsumo remoto, que, juntas, representavam mais de 99% da potência instalada no País em 2019 (Aneel, 2020). Essa configuração do mercado se deve fundamentalmente ao fato de que, nos últimos cinco anos, a maior parte da potência instalada tem sido de GD junto à carga.

Com relação à distribuição geográfica, há uma concentração dos projetos nas áreas de concessão da Cemig, RGE Sul e CPFL Paulista, mas já existem projetos de GD junto à carga em 81,4% dos municípios brasileiros.

Outro destaque na evolução desse mercado refere-se à potência instalada, que saltou de 589 MW instalados em 2018 para 2.053 MW em 2019. Esse forte crescimento em apenas um ano está associado principalmente à antecipação de investimentos diante da perspectiva de mudanças na regulação. Os dados também mostram que a evolução da quantidade de instalações tem sido sistematicamente superior às projeções, como indicado no Gráfico 2.

Gráfico 2. Potência instalada (MW) de micro e mini GD e projeções da Aneel



Fonte: ANEEL, 2018.

Parte desse sucesso na instalação de GD é associada ao fato de que o sistema de compensação isenta o prosumidor¹ de praticamente todos os componentes da tarifa, como encargos e custos da rede. Esses custos são alocados para os demais consumidores, não adotantes da GD, o que tem motivado discussões – ainda em aberto – sobre o futuro da regulamentação do setor.

¹ No caso de energia elétrica, prosumidor é o consumidor que produz a sua própria eletricidade, não ficando mais dependente da concessionária desse serviço.

4. Mapeamento de custos e avaliação de investimentos em GD

Para valorar os retornos financeiros dos adotantes da tecnologia de GD, foram analisados os resultados de 24 fluxos de caixa, estruturados para abranger as mais significativas modalidades de GD em distintas regiões brasileiras, considerando quatro tipos de consumidores e seis localidades.

O levantamento inclui as condições das áreas de concessão da Cemig, RGE Sul e CPFL Paulista, que concentram 46% da potência instalada de GD no Brasil (Aneel, 2020). As cidades nas quais se localizam os projetos analisados foram, respectivamente, Várzea da Palma (MG), Porto Alegre (RS) e Campinas (SP). Adicionalmente, foram analisadas as condições das concessionárias AmE, CEB e Celpe, em Manaus (AM), Brasília (DF) e Recife (PE), respectivamente.

As premissas de cálculo envolveram, ainda, a definição de prosumidores típicos – indicada na Tabela 1 –, baseada nas características mais comuns de usuário de GD no Brasil. Foi feito também um exercício de avaliação financeira da residência típica brasileira, que tem um consumo médio mensal de 156 kWh (Aneel, 2019). Finalmente, foi considerada também uma estimativa dos gastos evitados com a conta de energia elétrica e como esses gastos variam de acordo com o grupo de tensão no qual o investidor se encontra.

Tabela 1.
Características
dos prosumidores
analisados
no estudo

MODALIDADE	GRUPO DE TENSÃO	CLASSE	CONSUMO MÉDIO MENSAL	TAMANHO ESTIMADO DO PROJETO
GD junto à carga	B1	Residencial	156 kWh	1,16 kWp
GD junto à carga	B1	Residencial	1.074 kWh	8 kWp
GD junto à carga	B3	Comercial	1.074 kWh	8 kWp
Autoconsumo remoto	A4	Comercial ou industrial	80.533 kWh	600 kWp

A avaliação financeira dos projetos analisados levou em conta dados de irradiação (kWh/m² dia) coletados nas respectivas localidades e as tarifas de energia correspondentes a cada distribuidora. Em todos os projetos, consideraram-se 20 anos como o tempo de vida útil das instalações.

Quanto ao custo de instalação, foi considerado um valor médio de R\$ 4.720,00 por kWp instalado para projetos de pequeno porte para compensação local e de R\$ 4.060,00 por kWp para projetos de médio porte para compensação remota (Aneel, 2019).

O custo médio ponderado de capital (WACC, na sigla em inglês), por sua vez, foi calculado considerando apenas o capital de terceiros, uma vez que há, no mercado, linhas de crédito como o Crédito Direto ao Consumidor (CDC) que financia 100% do valor do investimento (Santander, 2020). A taxa de juros desse empréstimo varia de 1,4% a 2% ao mês, de modo que foi considerada uma taxa média de 1,7% ao mês. Os demais parâmetros usados foram a inflação de 4,31% ao ano e impostos de 34%. A consideração de todas essas premissas resultou em um WACC de 10,1% ao ano.

Quanto às condições de irradiação, foram adotados dados do programa SunData do Cresesb, com informações produzidas a partir de medições efetuadas durante 17 anos por meio de imagens de satélites. Os valores estão apresentados na Tabela 2.

MUNICÍPIO E ESTADOS	IRRADIÇÃO
Manaus	4,32 kWh/(m ₂ .dia)
Brasília	5,25 kWh/(m ₂ .dia)
Recife	5,57 kWh/(m ₂ .dia)
Minas Gerais	5,59 kWh/(m ₂ .dia)
Rio Grande do Sul	4,43 kWh/(m ₂ .dia)
São Paulo	4,90 kWh/(m ₂ .dia)

Tabela 2. Irradiação solar média nos municípios ou estados considerados

O mapeamento de custos e a avaliação dos investimentos mostrou que a recuperação mais rápida dos recursos investidos (considerando o *payback* descontado) ocorreria em quatro anos e cinco meses e se daria em Minas Gerais, no caso dos consumidores residenciais com geração junto à carga de 1.074 kWh

por mês. O prazo mais longo se daria para o consumidor residencial de 156 kWh/mês de São Paulo, que levaria 13 anos e 6 meses para recuperar o investimento realizado.

Além disso, a atratividade para os prosumidores residenciais pode ser vista nas taxas internas de retorno (TIR): no pior cenário, a TIR é de 12,5% ao ano (SP), e, no melhor, pode chegar a 28,6% (MG). Taxas similares foram obtidas em todas as classes e faixas de tensão. Os resultados para a geração por consumidores residenciais são apresentados a seguir. No Anexo A encontram-se todos os resultados para diversos cenários.

Tabela 3. Geração junto à carga – consumidor residencial (B1) – 156 kWh/mês (1,16 kWp)

LOCALIDADE	PAYBACK SIMPLES	PAYBACK DESCONTADO	VPL	TIR
Minas Gerais	4 anos e 7 meses	6 anos e 6 meses	R\$ 4.237	20,8%
Rio Grande do Sul	6 anos e 4 meses	10 anos e 7 meses	R\$ 2.153	14,6%
São Paulo	8 anos e 2 meses	13 anos e 6 meses	R\$ 1.005	12,5%
Manaus	4 anos e 7 meses	11 anos e 8 meses	R\$ 1.733	13,7%
Brasília	6 anos e 5 meses	11 anos e 1 mês	R\$ 1.628	14,1%
Recife	5 anos e 8 meses	8 anos	R\$ 2.462	16,5%

5. Percepção pública sobre a atratividade e receios em relação à adoção da GD

Com o intuito de acessar a percepção pública sobre a atratividade e os receios em adotar a GD, foram realizadas entrevistas junto a distintos *stakeholders*, com o objetivo de mapear pontos de preocupação e de atratividade em relação à adoção da GD solar fotovoltaica. Devido ao período exíguo para realização da tarefa e pelo seu caráter essencialmente prospectivo, foram consultados dois representantes das seguintes categorias de *stakeholders*: consumidores residenciais; consumidores do segmento comercial; distribuidoras de energia elétrica; comercializadoras de energia elétrica; e empresas integradoras de soluções de GD. A seguir, são destacadas algumas observações que emergiram das entrevistas.

5.1. OBSERVAÇÕES SOBRE AS MODALIDADES DE GD EXISTENTES NO PAÍS

Coloquialmente o termo geração distribuída é usado para se referir a uma geração que é descentralizada (pequena geração próxima ao centro de carga). Por isso, adotou-se esse nome para falar de micro e minigeração que, quando enquadradas nesse sistema de benefício, definem-se como “Sistema de Compensação de Crédito”. No entanto, usa-se coloquialmente o termo GD para se referir a esse sistema de compensação, ou seja, para os empreendimentos que desfrutam de créditos a compensar.

As modalidades **GD junto à carga** e **autoconsumo remoto** concentram os maiores números de empreendimento e potência instalada, conforme já visto. Isso decorre dos benefícios, pois nessas modalidades, a Aneel autoriza desconto de 100% da TE (Tarifa de Energia) e da Tusd (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). Mas os convênios do ICMS assinados

por todos os estados não seguem esses descontos. Atualmente, existe isenção do ICMS sobre a TE, mas não sobre a TUSD.

Nas modalidades de **GD compartilhada e condomínio, o cliente perde esse benefício**. O cliente que faz parte dessas modalidades tem de pagar ICMS sobre a TE e a TUSD. Por isso, essas modalidades não são tão exploradas como as outras duas citadas anteriormente.

Minas Gerais é o único estado que concede benefício para todas as modalidades de GD.

5.2. RESPOSTAS MAIS RELEVANTES DO QUESTIONÁRIO APLICADO A PESSOAS FÍSICAS E JURÍDICAS

1. Quando você considerou fazer um investimento em GD, foi você quem tomou espontaneamente a iniciativa de contatar uma empresa que fornecesse o serviço ou você foi procurado por alguma empresa?

Vários entrevistados apontaram que existe um equilíbrio entre a quantidade de interessados que procuram diretamente os integradores de GD e as instalações resultantes do esforço da força de venda dos integradores na prospecção de novos clientes.

2. Com base na sua experiência pessoal, o que leva as pessoas a optarem pela GD? 3. E quais desses fatores são os de maior peso?

Pelo indicado pelos respondentes, o viés econômico (economia na conta de luz, proteção contra alta das tarifas e inflação) é o mais representativo para as pessoas físicas e jurídicas.

Apesar de o viés ecológico aparecer como um incentivo para as pessoas físicas optarem pela GD, ele é superado pelo sinal de status trazido pela adoção e pelo interesse por novas tecnologias (*early adopters*).

Já no caso das pessoas jurídicas, o viés ecológico tem um pouco mais de peso quando comparado às pessoas físicas, por estar associado a percepções de sustentabilidade, diferencial para os negócios e ganhos em imagem, porém é menos relevante do que o econômico. Foi também destacado o “cumprimento de diretrizes de sustentabilidade da matriz” como um elemento decisor para multinacionais.

O viés técnico, voltado a reduzir as interrupções e contornar as deficiências da rede de distribuição local, é mais observado na área rural. Para as pessoas físicas e jurídicas da área urbana, esse ponto tem peso pouco relevante na tomada de decisão para a adoção da GD.

4. Quais as suas preocupações/receios ou dificuldades em relação a investir na instalação de um sistema de Geração Distribuída? 5. Quais desses fatores têm o maior peso?

Os resultados apontam como maiores entraves para a adoção da GD entre as pessoas físicas: (1º) alto custo do investimento inicial; (2º) período de *payback* muito longo (4 a 6 anos); e (3º) desconfiança da tecnologia (robustez).

Já para as pessoas jurídicas, também se destacam em primeiro e segundo lugares, respectivamente, o alto custo do investimento inicial e os longos períodos de *payback*. Em terceiro lugar aparecem as barreiras burocráticas e administrativas (autorizações da distribuidora, entre outras) e, em quarto, a insegurança jurídica devido à mudança regulatória em curso. Vale observar que este ponto tem afetado mais os negócios de GD compartilhada e autoconsumo remoto.

6. Estimativa do impacto da GD sobre consumidores não adotantes

A Aneel, por meio da Audiência Pública 01/2019 e da Consulta Pública 025/2019, propôs a revisão das regras para o sistema de compensação de Geração Distribuída, definidas pela Resolução Normativa 482/2012. O objetivo, segundo a agência, era criar um ambiente em que a micro e a minigeração pudessem se desenvolver de forma sustentável, reduzindo eventuais transferências de custos aos demais usuários das redes de distribuição. O movimento acompanha a trajetória de redução de subsídios concedidos à GD solar que vem sendo observada em diversos países.

Em sua proposta inicial, a agência criou seis cenários, nos quais a energia injetada na rede via GD seria valorada de diferentes formas. No primeiro cenário, as regras permaneceriam inalteradas e, no último cenário, apenas a parcela denominada Tarifa de Energia seria valorada pela energia injetada, ou seja, o prosumidor ficaria isento apenas do pagamento dessa parcela do custo total da energia, tendo de pagar a TUSD, encargos e demais componentes tarifários. Nos demais cenários, foram propostas regras de transição, com a criação de “gatilhos”, a fim de garantir alguma previsibilidade aos agentes em relação à evolução regulatória. A implantação da revisão da REN 482, prevista para ocorrer no começo de 2020, no entanto, ainda não foi concretizada.

Para analisar os impactos da GD sobre os consumidores não adotantes, neste estudo, compararam-se o cenário 0 (em que o sistema de compensação de GD em vigor não se altera) e o cenário 3 (em que o prosumidor tem de pagar por partes da TUSD - Fio A e Fio B - e pela parcela Encargos da Tarifa de Energia).

Nesse sentido, vale observar que, como a distribuidora é responsável por mais de 80% dos custos não gerenciáveis, o custo adicional em investimentos ou

perda de receita é repassado por meio dos processos tarifários aos consumidores que permanecem cativos. A metodologia para análise considerou basicamente o número de sistemas fotovoltaicos previstos para serem instalados e o custo da energia gerada. Para estimar a penetração da tecnologia solar ao longo do tempo, utilizou-se o modelo de Bass, o qual projeta a atratividade de uma tecnologia em um dado período no tempo, neste caso, 10 anos à frente.

Além disso, para a análise dos custos, tomou-se como base o percentual da energia que seria injetada na rede, ou seja, aquela que não seria consumida pelo prosumidor no momento de sua produção. Vale reforçar que, pela lógica do sistema proposto, quanto maior o volume de energia injetada, maiores são o uso da rede e o custo que a sua injeção causa no sistema. Foram adotadas três hipóteses de injeção de energia na rede: a otimista, que prevê uma injeção de 42% da energia gerada; a padrão prevê injeção de 45% da energia; e a pessimista, 67%. O restante da energia seria autoconsumido instantaneamente pelo prosumidor. As hipóteses foram aplicadas para sistemas de GD local e remota, instalados nas distribuidoras Cemig, CPFL Paulista e RGE Sul, no período de 2020 a 2030. As demais premissas usadas nos cálculos são apresentadas no Anexo B.

As análises mostram que, no caso da GD local, o impacto financeiro da manutenção do cenário sobre os não adotantes pode variar de R\$ 97 milhões (hipótese otimista/distribuidora RGE Sul) a R\$ 1,5 bilhão (hipótese pessimista/distribuidora Cemig). Quanto à GD remota, o menor impacto seria de R\$ 221 milhões (hipótese otimista/distribuidora RGE Sul) e de R\$ 3,6 bilhões (hipótese pessimista/distribuidora Cemig). Com a mudança para o cenário 3, o impacto seria reduzido entre 65% e 95%, dependendo do caso. Os demais resultados são apresentados no Anexo C.

O estudo também identificou o impacto unitário da GD sobre as tarifas dos consumidores não adotantes em 2030, como detalhado na Tabela 3.

Tabela 4. Impacto da GD sobre as tarifas dos consumidores não adotantes em 2030 em diferentes cenários, por MWh

DISTRIBUIDORA	CENÁRIO 0 (ATUAL)	CENÁRIO 3
Cemig	R\$ 72 a R\$ 94	R\$ 18 a R\$ 21
CPFL Paulista	R\$ 22 a R\$ 49	R\$ 6,4 a R\$ 7,5
RGE Sul	R\$ 6,9 a R\$ 25,2	R\$ a 1,7 a R\$ 1,8

Valores crescentes conforme o volume de energia injetada na rede, considerando intervalo de 42% a 67%.

Os dados mostram que, caso as regras para compensação da GD no Brasil permaneçam inalteradas, os custos trazidos pelo não pagamento da rede serão expressivos. O repasse desses custos para os consumidores não adotantes da GD por meio da tarifa pode pressionar cada vez mais consumidores a instalar GD solar fotovoltaica e a gerar sua própria energia, pressionando ainda mais os custos para os demais consumidores.

Com a adoção do Cenário 3 proposto pela Aneel, mesmo para a hipótese pessimista, a quase totalidade dos custos seria paga por aqueles que efetivamente usam a rede e geram sua própria energia. Vale observar que tal alternativa não desestimula de forma abrupta a atratividade da tecnologia solar no Brasil, pois o retorno econômico permanece elevado, mantendo sua evolução relativamente estável.

7. Estimativas do impacto da GD na redução de emissões de GEE

A análise das emissões de GEE evitadas graças ao desenvolvimento de projetos de mini e micro GD foi feita em termos de toneladas de gás carbônico equivalente que seriam evitadas entre 2015 e 2030. A tecnologia de GD tomada como base foi a fotovoltaica, uma vez que responde por mais de 95% desse sistema no País.

Em termos metodológicos, a análise considerou dois períodos. O primeiro, de 2015 a 2019, parte dos dados verificados de crescimento da GD fotovoltaica, do despacho térmico e dos fatores de emissão de energia elétrica definidos pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC). Para o segundo período (2020-2030), foram projetados nove cenários diferentes, combinando três cenários de crescimento da GD e três cenários hidrológicos, uma vez que a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidráulica.

No primeiro período, a análise dos dados mostrou que foram produzidos 4.591 GWh de energia em usinas solares fotovoltaicas, o que evitou a emissão de 351 mil toneladas de CO₂e. A maior parte dos volumes foi registrada em 2019, com 3.238 GWh gerados e 243 mil toneladas de CO₂e evitadas. Essa concentração se deve ao aumento da capacidade instalada (já mencionado neste trabalho) e à relação entre a quantidade de energia gerada em usinas solares e o total produzido no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse fator, em particular, está associado ao fator de emissão considerado, que reflete o mix energético fóssil necessário para a produção de energia elétrica. Em 2019, tal fator cresceu em relação a 2018, indicando que foi necessário maior acionamento de térmicas para o atendimento da demanda.

Quanto à projeção de emissões que devem ser evitadas no período de 2020 a 2030, foram consideradas como premissas: capacidade de GD prevista para dezembro de 2020 pela Aneel; as projeções de crescimento da capacidade instalada de GD e do crescimento da carga da Empresa

de Pesquisa Energética (EPE, 2020); os fatores médios de emissões do sistema elétrico brasileiro disponibilizados pelo MCTIC; e os resultados de simulações do despacho termelétrico fóssil ao longo da década utilizando o modelo computacional Newave.

No estudo, foram considerados nove cenários diferentes, resultantes da combinação de três cenários de crescimento da GD e três cenários hidrológicos, descritos a seguir:

CENÁRIOS CRESCIMENTO GD:

- ▲ **Inserção Rápida:** considera a taxa de crescimento anual do PDE 2029 (EPE, 2020).
- ▲ **Inserção Média:** considera uma taxa de crescimento anual 20% inferior à do cenário de inserção rápida.
- ▲ **Inserção Lenta:** considera uma taxa de crescimento 50% menor do que a taxa do cenário inserção médio.

CENÁRIOS HIDROLÓGICOS:

- ▲ **Otimista:** considera a média hidrológica de longo termo (MLT) utilizada pelo Newave para a simulação do despacho hidrotérmico, isto é, a média de chuva de 1931 a 2019.
- ▲ **Médio:** considera a MLT dos últimos 10 anos (2010 – 2019).
- ▲ **Pessimista:** considera a MLT dos últimos 5 anos (2015 – 2019).

As análises mostraram que, no cenário otimista de crescimento da GD (de Inserção Rápida), o uso de energia fotovoltaica evitaria (em percentuais aproximados): 7,8% das emissões de GEE previstas para o período em um cenário hidrológico otimista; 4,2% em um cenário hidrológico médio; e 3,5% em um cenário hidrológico pessimista (com alto despacho térmico e, consequentemente, alta emissão de GEE). Já diante de cenário médio de crescimento da GD (Inserção Média), seriam evitadas 5,7% das emissões totais no cenário hidrológico otimista, 3% no cenário médio e 2,2% no pessimista. Por fim, no cenário pessimista (Inserção Lenta), seriam evitadas apenas 2,8% 1,5% e 1,1% das emissões totais nos cenários otimista, médio e pessimista, respectivamente.

Em termos absolutos, isso significa que, no melhor dos cenários, a GD evitaria a emissão de até 12 milhões de toneladas de CO₂e na atmosfera entre os anos de 2020 e 2030; e no cenário mais desfavorável, deixariam de ser emitidos apenas 7,8 milhões de toneladas de CO₂e no mesmo período.

8. Análise da geração de postos de trabalho decorrentes da GD

Estudos da Agência Internacional de Energia Renovável (Irena, na sigla em inglês) mostram que, entre as fontes renováveis de energia, a solar é a que mais gera empregos no planeta, sendo responsável por mais de 1/3 das vagas geradas pelo segmento, ou cerca de 3,6 milhões de postos de trabalho (Irena, 2019). Uma tendência que deve ser reforçada com a expansão da participação da fonte na matriz elétrica global. No Brasil, no entanto, do 1,1 milhão de empregos existentes no segmento, apenas 1% é relacionado à energia solar fotovoltaica. A maior empregabilidade está na área de biocombustíveis, com 74% do total (Irena, 2020).

Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea, 2020), estudos realizados no contexto europeu indicam que a fonte solar fotovoltaica pode gerar 15 postos de trabalho diretos e 30 indiretos para cada MWp instalado. Importante observar que essa projeção leva em conta toda a cadeia de valor da fonte, ou seja, a fabricação, construção/installação e O&M.

No presente estudo, optou-se por utilizar os dados de EPE (2014), que considera um fator de 9,5 postos de trabalhos diretos e 15 indiretos por MWp instalado. Considerando essas premissas e a perspectiva de crescimento da potência instalada de GD fotovoltaica projetada pela EPE (2020) para os próximos anos, é possível estimar que, em 2025, serão gerados mais de 100 mil empregos diretos e indiretos relacionados à fonte, volume que deve atingir cerca de 240 mil em 2030. A Absolar (2020), por sua vez, estima que serão gerados mais de 670 mil empregos pelo segmento até 2035.

9. Indicação de políticas públicas efetivas em favor do desenvolvimento da GD

Endereçar corretamente políticas públicas para lidar com a GD representa um desafio por várias razões. Como visto neste trabalho, pelo lado positivo, destaca-se o fato de a maior parte desse tipo de geração de energia ser lastreada em fontes renováveis, notadamente a solar, o que traz benefícios ambientais inquestionáveis. No entanto, sua viabilidade econômico-financeira vem se construindo às custas de subsídios cruzados que oneram os não adotantes.

Esse aspecto negativo se torna ainda mais sério quando se observa que tais subsídios recaem de forma regressiva sobre a sociedade, penalizando sua parcela mais vulnerável. Afinal, os mais afetados são precisamente os consumidores mais sensíveis ao peso da conta de energia elétrica no orçamento familiar, que são as camadas da população de rendas médias mais baixas.

Nesse sentido, vale destacar que o consumo médio (não o mais baixo) de energia elétrica no Brasil está na faixa dos 160 kWh mensais, enquanto o consumo médio dos adotantes da modalidade mais popular de GD no país – GD junto à carga no grupo de tensão B1 – situa-se na faixa dos 1.100 kWh mensais. Pela quantidade de energia consumida, é fácil deduzir que as unidades consumidoras adotantes da tecnologia são formadas por famílias muito mais ricas do que a média da sociedade.

Entretanto, a literatura voltada à inovação entende como apropriado o suporte às tecnologias nascentes, à medida que seu desenvolvimento traz externalidades positivas para toda a sociedade.

No caso da GD solar fotovoltaica, podem ser elencados como benefícios, entre outros aspectos:

- ▲ ser uma fonte de energia livre de emissões de GEE;
- ▲ promover alívio de carga em regiões sobrecarregadas;

- ▲ dar prontidão do sistema para um futuro próximo, em que as baterias atinjam custos competitivos;
- ▲ aumentar a segurança do sistema elétrico pela diversificação e portfólio e redução de dependência nas fontes centralizadas;
- ▲ contribuir para o deslocamento de fontes mais poluentes (numa situação ideal);
- ▲ gerar empregos na cadeia de serviços (instalação, manutenção, P&D);
- ▲ contribuir em algumas circunstâncias de pico de demanda.

A literatura que defende que haja suporte à inovação destaca que é preciso se ater a alguns pressupostos básicos, sendo fundamental que os subsídios endereçados a uma nova tecnologia sejam temporários e reavaliados continuamente, para não distorcer preços relativos nem onerar desnecessariamente a sociedade. Além disso, os subsídios devem ser compreendidos como “bens públicos”, beneficiando a sociedade como um todo, daí o rateio de seus custos entre todos os contribuintes.

Nesse contexto, vale observar que, diante de um Estado com elevado nível de endividamento, tudo que o planejador central não deseja é o direcionamento de recursos escassos para mais uma nova finalidade, ainda que meritória. Há intrinsecamente a expectativa de que setores vistos como geradores de caixa, como o de energia, resolvam internamente seus auxílios, por meio de subsídios cruzados. Esses, entretanto, não precisam nem devem ser regressivos. Considerando essas prerrogativas, a seguir são apresentadas algumas recomendações que devem ser buscadas:

- ▲ Monitorar a necessidade de subsídios, restringindo-os ao mínimo necessário para viabilizar a expansão da tecnologia aos níveis desejados no menor intervalo de tempo possível;
- ▲ Reavaliar continuamente a política de subsídios, evitando descontinuidades abruptas e informando os agentes quanto a horizontes de *phasing-out*;
- ▲ Evitar políticas públicas de “*stop and go*”, tendo em vista que os custos de desmobilização de negócios e sua posterior remobilização roubam produtividade, eficiência e acrescentam riscos;

- ▲ Reconhecer e precificar, via tarifas binômias, os atributos das fontes de GD, seja a solar fotovoltaica, a microgeração eólica, seja de outra modalidade, incorporando tanto suas características positivas (a renovabilidade das fontes) como as negativas (a intermitência e a não disponibilidade no pico diário do início da noite – das 17h às 21h);
- ▲ Fomentar os tipos desejáveis de GD (de fontes renováveis), considerando seu potencial de sinergia com as demais formas de geração disponíveis no País;
- ▲ Levar em conta que o Brasil ainda é um país muito energointensivo, de modo que elevações no preço/tarifa final na energia terão impacto relevante na competitividade da indústria, podendo causar desemprego doméstico;
- ▲ Fomentar o aumento paulatino do mercado livre de energia e da granularidade dos preços (que poderá trazer mais benefícios quando passar a ser negociada em fração de hora). Tal granularidade deixa explícita a utilidade da GD, à medida que ela passe a atender melhor às necessidades da demanda por energia nos vários momentos do dia, ao mesmo tempo que envia sinais para a modulação da demanda.

Por fim, as derradeiras indicações de políticas públicas são a regulação da competição entre integradores independentes e aqueles pertencentes a grupos que também possuem concessionárias de distribuição. Assim, as condições de acesso e de competição poderão se tornar mais transparentes, incluindo o estabelecimento de penalidades explícitas às condutas anticompetitivas e o fomento à robustez operacional do sistema elétrico brasileiro por meio de tecnologias de *big data*, digitalização e *blockchain*. O objetivo disso é viabilizar a formação de uma base de registros e dados distribuídos e compartilhados de todas as transações de compra e venda de energia elétrica que ocorram em um determinado mercado, incluindo a GD².

² Até o fechamento desta edição o Congresso Nacional estava discutindo o Projeto de Lei 5829/19, que trazia propostas para a regulamentação do sistema de compensação de energia elétrica no País. Todo o processo de discussão desse projeto pode ser acessado pelo link <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>

10. Principais conclusões

As principais conclusões do trabalho são listadas a seguir.

Os retornos da GD aos investidores adotantes da tecnologia estão entre 12,5% e 28,6% ao ano, bastante superiores à maioria dos investimentos disponíveis no mercado financeiro.

As contribuições da GD para as emissões evitadas de gases de efeito estufa em 2030, em um cenário de rápida adoção, variam entre 2,2 e 2,9 milhões de toneladas de CO₂ e ao ano nas condições de despacho termelétrico simuladas, o que equivale a 3,1% a 7,8% das emissões totais do setor elétrico. Se a adoção da GD for lenta, a redução das emissões é mais modesta, atingindo entre 0,8 e 1 milhão de toneladas de CO₂ e em 2030 (entre 1,1% e 2,8% das emissões do setor elétrico, dependendo do cenário de despacho termelétrico).

Os impactos dos investimentos em GD sobre os consumidores não adotantes ainda são pequenos sob a ótica *per capita*, mas em 2030, caso as regras atuais se mantenham, poderão atingir R\$ 25,20/MWh na RGE Sul e R\$ 94/MWh na Cemig. Esse impacto incidiria principalmente sobre os consumidores de menor renda, que apresentam maior dificuldade de adoção da GD.

Embora as projeções do governo indiquem um crescimento contínuo da GD no País, os cenários projetados são modestos quando comparados aos da Europa e da América do Norte, que estimam participação da GD entre 50% a 60% nas suas ofertas internas de energia elétrica.

Os cenários de crescimento da GD no Brasil implicarão mudanças profundas na forma de operação do sistema elétrico nacional, provocando um redesenho no papel das distribuidoras e do ONS.



Robustez operacional do sistema elétrico, *big data* e outras tecnologias precisarão ser endereçadas para que a falta delas não venha a representar um entrave ao desenvolvimento da GD no País.



Mostra-se necessária uma regulação que promova incentivos corretos e precificação mais justa da GD por meio de tarifas binômias.

Referências bibliográficas

- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar. **Brasil, deixe a energia solar crescer**. <http://www.absolar.org.br/deixeasolarcrescer/energia-solar-na-geracao-distribuida-pode-gerar-r-13-bilhoes-em-beneficios-liquidos-ate-2035/>, São Paulo, s.d.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, 2012.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687/2015**. Brasília, 2015.
- ANEEL. Tarifa binômia modelo tarifário do grupo B. In: **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL**. Brasília, DF, 2018.
- ANEEL. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. In: **Resolução Normativa nº 482/2012**. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Versão Pós-Participação Pública (atualização do Relatório de AIR nº 004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL). Brasília, 2019.
- ANEEL. **Geração distribuída por modalidade**. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp>. Acesso em maio de 2020.
- ANEEL, **Banco de Dados PowerBi**. Disponível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NmM0OWYtN2IwZS00YjVlTlIjMjN2E5MzBkN2ZlMzVklwid-Ci6lJQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQOLWVhNGU5YzAxNzBMSlsmMi0jR9>
- CIGRE. Disponível em <https://www.cigre.org/GB/publications/introducing-the-authoritative-source>
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Energia 2029**. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>
- Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020**. Disponível em <<https://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-elétrica>>
- Nota técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Série Recursos e Impactos. Rio de Janeiro, 2014.
- FINOTTI, A. **Análise de Impacto Regulatório Devido ao Aumento da GD Solar FV Local para Consumidores de Baixa Tensão no Brasil**. Dissertação de Mestrado, PPGE/USP. São Paulo, 2020.
- IEA, International Energy Agency. Disponível em <https://www.iea.org/topics/energy-technology-perspectives>
- IEEE, Advancing Technology for Humanity. Disponível em <https://ieeexplore.ieee.org/document/7926394>
- IRENA, 2019. Disponível em <<https://www.irena.org/benefits/Job-Creation>>. Acesso em jun. 2020.
- IRENA, 2020. Disponível em <<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Benefits/Renewable-Energy-Employment-by-Country>>. Acesso em jun. 2020.
- IRENA, 2020a. **Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050**. Disponível em <<https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>>. Acesso em jun. 2020.
- KILEBER, S. & PARENTE, V. **Applying learning curves analysis to improve energy policy: Lessons from USA and Brazil**. Under submission, 2020.
- MITeI, Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative. Utility Of The Future. Dec, 2016. Disponível em <energy.mit.edu/uof>
- MME, Ministério de Minas e Energia. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/aceso-a-informacao/legislacao>
- MCTIC, Ministério de Ciência, Tecnologia, Inovação e Comunicação. **Inventário de Emissões Corporativo**. Disponível em https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html
- ONS, Operador Nacional do Sistema. **Histórico da Operação**, 2020. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>
- PARENTE, V., Goldemberg, J. e Zilles, R. **Comments on Experience Curves for PV Modules**. Energy Policy, 2002.
- Rutovitz, J., Dominish, E. and Downes, J. 2015. **Calculating global energy sector jobs: 2015 methodology**. Preparado para Greenpeace Internacional e pelo Instituto para Futuros Sustentáveis, Universidade Tecnológica de Sidney (Austrália).
- UN, United Nations. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**, 2006. Disponível em https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

Anexos

ANEXO A – RESULTADOS DAS AVALIAÇÕES DOS INVESTIMENTOS EM GD

A seguir, apresentam-se os resultados do mapeamento de custos e avaliação de investimentos em GD, por tipo de consumidor e distribuidora analisada.

TABELA A1. GERAÇÃO JUNTO À CARGA – CONSUMIDOR RESIDENCIAL (B1) – 156 KWH/MÊS (1,16 KWP)

LOCALIDADE	PAYBACK SIMPLES	PAYBACK DESCONTADO	VPL	TIR
Minas Gerais	4 anos e 7 meses	6 anos e 6 meses	R\$ 4.237	20,8%
Rio Grande do Sul	6 anos e 4 meses	10 anos e 7 meses	R\$ 2.153	14,6%
São Paulo	8 anos e 2 meses	13 anos e 6 meses	R\$ 1.005	12,5%
Manaus	4 anos e 7 meses	11 anos e 8 meses	R\$ 1.733	13,7%
Brasília	6 anos e 5 meses	11 anos e 1 mês	R\$ 1.628	14,1%
Recife	5 anos e 8 meses	8 anos	R\$ 2.462	16,5%

TABELA A2. GERAÇÃO JUNTO À CARGA – CONSUMIDOR RESIDENCIAL (B1) – 1.074 KWH/MÊS (8 KWP)

LOCALIDADE	PAYBACK SIMPLES	PAYBACK DESCONTADO	VPL	TIR
Minas Gerais	3 anos e 5 meses	4 anos e 5 meses	R\$ 52.666	28,6%
Rio Grande do Sul	4 anos e 4 meses	6 anos e 1 mês	R\$ 43.045	22,4%
São Paulo	5 anos e 3 meses	7 anos e 11 meses	R\$ 24.473	18,0%
Manaus	4 anos e 10 meses	7 anos e 1 mês	R\$ 33.284	19,5%
Brasília	4 anos e 9 meses	6 anos e 10 meses	R\$ 29.264	20,1%
Recife	4 anos e 4 meses	6 anos e 1 mês	R\$ 41.727	24,9%

TABELA A3. GERAÇÃO JUNTO À CARGA – CONSUMIDOR COMERCIAL (B3) – 1.074 KWH/MÊS (8 KWP)

LOCALIDADE	PAYBACK SIMPLES	PAYBACK DESCONTADO	VPL	TIR
Minas Gerais	3 anos e 8 meses	4 anos e 10 meses	R\$ 46.522	26,6%
Rio Grande do Sul	4 anos e 3 meses	5 anos e 11 meses	R\$ 43.575	22,5%
São Paulo	5 anos e 5 meses	8 anos e 4 meses	R\$ 22.256	17,4%
Manaus	4 anos e 10 meses	7 anos	R\$ 34.383	19,8%
Brasília	4 anos e 7 meses	6 anos e 7 meses	R\$ 31.115	20,7%
Recife	3 anos e 10 meses	5 anos e 2 meses	R\$ 42.497	25,1%

TABELA A4. AUTOCONSUMO REMOTO – CONSUMIDOR COMERCIAL (A4) – 80.533 KWH/MÊS (600 KWP)

LOCALIDADE	PAYBACK SIMPLES	PAYBACK DESCONTADO	VPL	TIR
Minas Gerais	4 anos e 3 meses	5 anos e 5 meses	R\$ 2.255.488	22,7%
Rio Grande do Sul	3 anos e 7 meses	4 anos e 8 meses	R\$ 3.967.791	27,3%
São Paulo	4 anos e 2 meses	5 anos e 9 meses	R\$ 2.634.882	22,9%
Manaus	5 anos e 1 mês	7 anos e 5 meses	R\$ 2.009.105	18,9%
Brasília	4 anos e 1 mês	5 anos e 8 meses	R\$ 2.567.583	23,5%
Recife	4 anos e 9 meses	6 anos e 10 meses	R\$ 1.798.120	20,2%

ANEXO B – DADOS DE ENTRADA E PREMISSAS ADOTADAS POR QUEM INSTALA GD SOLAR

CUSTOS (2019)
Custo inicial médio de um SFV para compensação local = 4.720 R\$/kWp
Custo inicial médio de um SFV para compensação remota = 4.060 R\$/kWp
Custo de conexão à rede para GD remota: 200 R\$/kWp
Potência típica de um SFV local: 4,5 kW
Potência típica de um SFV remoto: 600 kW
Degradação anual de um SFV = 0,5% a.a.
Redução de preço a.a. de um SFV = 2,5%
Autoconsumo = 33%, 45% e 58%
Custo de capital para investimento em GD local = 6,39%
Custo de capital para investimento em GD remota (IPCA + WACC) = 8,06%
O&M = 1 % a.a. e 15% na troca do inversor
PR (taxa de desempenho) = 0,75
*Custo de disponibilidade = 2 meses para SFV trifásicos.
Irradiância (kWh/m²/dia): Cemig 5,38; RGE Sul 4,90 e CPFL Paulista 5,29
Vida útil do sistema = 25 anos

*Custo de disponibilidade é o custo mínimo pago pelos prosumidores quando injetam na rede mais energia do que é consumida. Por isso, sua fatura de energia nunca apresentará custo zero. Esse custo remete à taxa mínima cobrada pelo uso da rede e varia de acordo com as condições da conexão (monofásica, bifásica ou trifásica)

ANEXO C. REPASSE DE CUSTOS TARIFÁRIOS DA GD PARA OS NÃO ADOTANTES

TABELA C1. GD LOCAL: REPASSE DE CUSTOS TARIFÁRIOS PARA OS NÃO ADOTANTES

	Hipóteses	CEMIG (2020 - 2030)	CPFL Paulista (2020 - 2030)	RGE Sul (2020 - 2030)
CENÁRIO 0	pessimista	-R\$ 1.551	-R\$ 515	-R\$ 144
	padrão	-R\$ 1.273	-R\$ 423	-R\$ 118
	otimista	-R\$ 963	-R\$ 347	-R\$ 97
CENÁRIO 3	pessimista	-R\$ 132	-R\$ 37	-R\$ 7
	padrão	-R\$ 126	-R\$ 37	-R\$ 8
	otimista	-R\$ 115	-R\$ 34	-R\$ 7

Custos tarifários em milhões de R\$ em cada uma das áreas de concessão.

TABELA C2. GD REMOTA: REPASSE DE CUSTOS TARIFÁRIOS PARA OS NÃO ADOTANTES

	Hipóteses	CEMIG (2020 - 2030)	CPFL Paulista (2020 - 2030)	RGE Sul (2020 - 2030)
CENÁRIO 0	pessimista	-R\$ 3.578	-R\$ 1.017	-R\$ 327
	padrão	-R\$ 2.937	-R\$ 834	-R\$ 269
	otimista	-R\$ 2.414	-R\$ 686	-R\$ 221
CENÁRIO 3	pessimista	-R\$ 765	-R\$ 275	-R\$ 68
	padrão	-R\$ 738	-R\$ 260	-R\$ 68
	otimista	-R\$ 682	-R\$ 238	-R\$ 64

Custos tarifários em milhões de R\$ em cada uma das áreas de concessão.

