

FIEC

Federação das Indústrias do Estado do Ceará
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA



Benchmarking Internacional na Regulação da Geração Distribuída

02 de fevereiro de 2021



(85) **4009 6300**

centralderelacionamento@sfiec.org.br

www.sfiec.org.br



SUMÁRIO

Introdução	06
Sistemas de compensação de energia elétrica	08
Benchmarking Países	10
Alemanha	11
Reino Unido	12
Austrália	13
Chile	14
China	15
Japão	16
Brasil	17
Estados Unidos	18
Ações de Net Metering por estado	19
Avaliações das políticas de Net Metering	20
Comunidades solares	21
A evolução da GD na Califórnia	22
Os impactos e a necessidade de estudo estratégico	24
Os estudos de custo-benefício e valor da GD nos EUA	25
Quantificação do Valor da energia solar	27
Benefícios técnicos da GD	29
Impacto da GD nos custos de operação	31
Impacto da GD nas tarifas	32
Impacto da GD no Brasil e a necessidade de estudos	34
Referências	36

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Paridade do Grid na Alemanha	07
Figura 2: Paridade do Grid no Brasil	07
Figura 3: Feed-in-tariff	08
Figura 4: Net Metering	08
Figura 5: Proporção de FiT e NM pelo mundo	09
Figura 6: Histórico da GD na Alemanha	11
Figura 7 Desenvolvimento do Feed-in-tariff – Alemanha.	11
Figura 8: Histórico da GD no Reino Unido	12
Figura 9: GD na Austrália	13
Figura 10: Histórico do GD no Chile	14
Figura 11: Capacidade da geração solar distribuída na China	15
Figura 12: Histórico da GD no Japão	16
Figura 13: Paridade com o grid no Japão	16
Figura 14: Histórico da GD no Brasil	17
Figura 15 Número de ações da política solar de 2015 - 2020.	19
Figura 16: Critérios de avaliação das políticas de net metering	20
Figura 17: Estados com políticas de Community Solar nos EUA	21
Figura 18: Histórico da GD na Califórnia	22
Figura 19: Comparação dos categorias de valores dos estudos	25
Figura 20: Panorama dos estudos de GD realizados por Estado entre 2014 e 2018	26
Figura 21: Quantificação do VoS	27
Figura 22: Impactos Adicionais do VoS	27
Figura 23: Diferentes penetrações para a área metropolitana de Nova York	29
Figura 24: Efeitos da Energia Solar na Curva de Geração de Energia	30
Figura 25: Melhora no nível de tensão de acordo com a penetração solar	30
Figura 26: Perdas técnicas baseadas no nível de penetração	30
Figura 27: Custos associados à integração com a rede	31
Figura 28: Efeitos nas tarifas baseados na compensação da energia solar	32
Figura 29: Impacto da penetração nas tarifas de varejo da eletricidade	32
Figura 30: Elementos de transição para o modelo de preços	33



INTRODUÇÃO

O crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo vem ganhando atenção de vários setores da sociedade concomitantemente: ao mesmo tempo que gera empregos e renda para vários trabalhadores, propicia ganhos e liberdade financeira para os consumidores, além de contribuir para a descarbonização da matriz energética, o constante crescimento da participação da geração distribuída gera preocupações técnicas e financeiras para distribuidoras de energia—alvo de críticas muitas vezes infundadas e desconectados da realidade.

A geração de energia fotovoltaica, possui duas modalidades: a Geração Centralizada, composta por grandes projetos de usinas solares; e a Geração Distribuída (GD) ou descentralizada, composta principalmente por sistemas de menor escala em telhados de residências, comércios e indústrias.

Quando falamos de geração centralizada, estamos falando, além de uma maior escala, de projetos que visam primordialmente a venda de energia, através de leilões de energia realizados pelo governo ou através do mercado livre de energia.

Por outro lado, a GD se caracteriza principalmente pelo autoconsumo de energia no próprio local de geração, onde apenas o excedente é injetado na rede para ser compensado posteriormente. Esse modelo, além de ser mais acessível para a população,

proporciona ganhos técnicos, ambientais, sociais e financeiros significativos, se comparados a geração centralizada, muitas vezes até mais incentivada pelo governo.

A GD no Brasil é regulada pela ANEEL, através da Resolução Normativa 482/2012 e complementada pela REN 687/2015. Além de definir o sistema vigente de compensação, essas resoluções definiram pontos importantes para o crescimento do setor, como autoconsumo remoto e compartilhado.

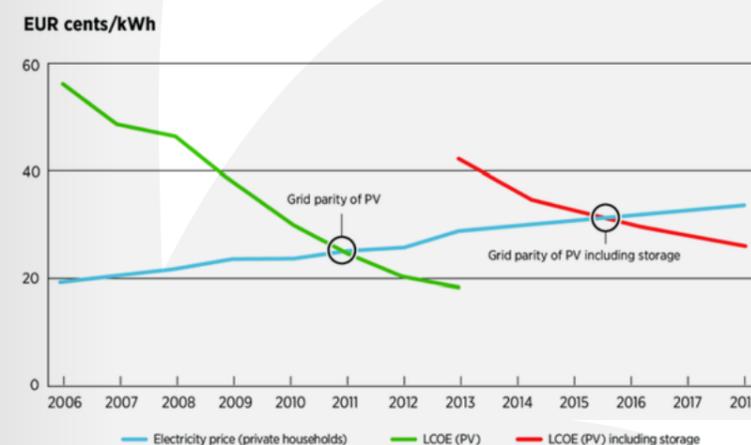
O rápido crescimento da geração solar distribuída levantou questões sobre os seus efeitos nos preços da tarifa de energia, gerando preocupações por parte de algumas concessionárias e partes interessadas sobre a mudança de custos entre clientes com geração própria e os demais. Essas preocupações, por sua vez, levaram a uma apresentação de propostas para reformar as políticas regulatórias referentes e às regras de medição líquida para os clientes solares distribuídos.

Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo validar a proposta de estudo estratégico para avaliação dos atributos da geração distribuída e da relação custo-benefício da geração distribuída no Brasil, por área de concessão, verificando o que está sendo feito a nível internacional em termos de estudos para valoração dos atributos da geração distribuída.

O CONCEITO DE GRID PARITY

O conceito de paridade do grid (ou Grid Parity) diz respeito quando o custo nivelado de energia (ou LCOE)¹ se iguala ao custo de compra de energia diretamente do grid. Isso quer dizer que, quando a paridade do grid é alcançada por uma determinada fonte de energia, tanto faz o consumidor obter uma unidade de energia ou de uma determinada fonte, já que o custo é o mesmo. A Figura 1 ilustra esse conceito.

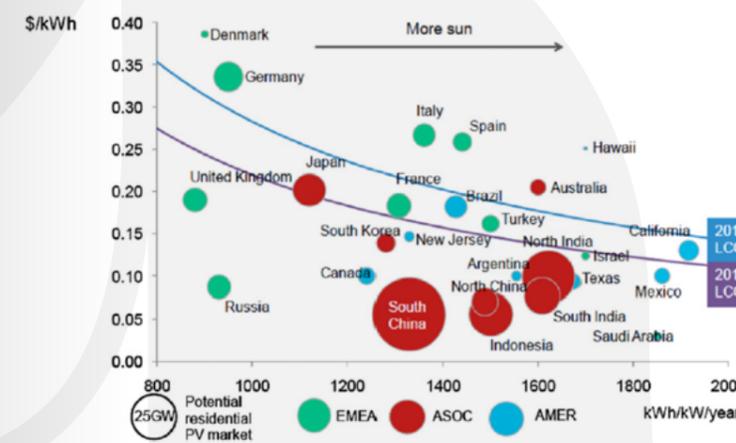
Figura 1: Paridade do Grid na Alemanha



Fonte: IRENA (2015)²

No Brasil, estima-se que a paridade do grid pela fonte solar fotovoltaica tenha sido atingida em 2015, juntamente com França, Japão e Turquia. Ver Figura 2.

Figura 2: Paridade do Grid no Brasil



Fonte: Bazilian et al. (2013)³

1 - O Custo Nivelado de Energia (ou LCOE) é o custo unitário para produzir uma unidade de energia (ou um kWh) em um dado espaço de tempo, levando em consideração todos os custos e investimentos necessários para produzir esse total de energia. O conceito de custo nivelado de energia torna-se relevante quando comparamos o custo nivelado de diversas fontes de energia.

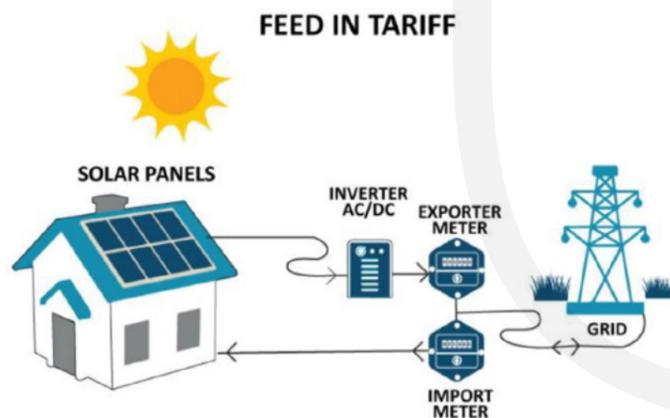
2 - IRENA. 2015. Renewables and Electricity Storage. A technology Roadmap for REmap 2030. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_Electricity_Storage_2015.pdf. Acesso em Fevereiro de 2021.

3 - Bazilian et al. 2013. Reconsidering the economics of Photovoltaic Power. Renewable Energy. Volume 53, p. 329-338.

SISTEMAS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Quando falamos de compensação de energia elétrica, existem dois modelos com maior destaque no mundo atualmente: o Feed-in Tariff (FIT) e o Net Metering (NM). Entender como eles funcionam nos ajudam não só a compreender a realidade brasileira, como propor alternativas para a modernização do setor, evitando interpretações equivocadas da energia solar.

Figura 3: Feed-in Tariff



Fonte: GoSolarQuotes (<https://bit.ly/3bPq2kr>)

Feed-in Tariff (FIT): O excedente de energia injetado na rede é compensado ao consumidor através de uma tarifa vigente pré-definida. Ou seja, o consumidor recebe um valor monetário pela energia injetada na rede, que pode ser através de descontos na fatura ou pagamento em dinheiro. Dentre as vantagens dessa modalidade podemos citar o maior incentivo mais forte para uma ampliação mais rápida do mercado e a possibilidade de uma maior variedade de modelos de negócios.

Figura 4: Net Metering



Fonte: ANEEL (<https://bit.ly/3ooyWcR>)

Net metering (NM): Permite que a energia excedente (não consumida no momento da geração) gerada seja injetada na rede elétrica, a qual funcionará como uma bateria. Quando a energia injetada for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo do mês, ou dos meses subsequentes. Os créditos continuam válidos por 60 meses. Quando a energia injetada for menor que a consumida, o consumidor pagará a diferença entre os dois registros.

NET METERING E FEED-IN TARIFF PELO MUNDO

88 Países (45% do total) disponibilizam políticas de Feed-in Tariff (FIT), enquanto 67 países (34%) disponibilizam Net Metering (NM) ou Net Billing. Sobre as formas de incentivo, as maiores são através de investimentos públicos, incluindo subsídios, e redução de impostos. A Feed-in Tariff é aplicada tanto para geração distribuída quanto para centralizada. Em alguns países tem-se as duas Políticas.⁴

Figura 5: Proporção de FIT e NM pelo mundo



*Esse gráfico é apenas uma mera simplificação gráfica dos dados. Para uma maior precisão acerca dos dados, checar o relatório REN21

Fonte: REN21 (2021)

4 - REN21. 2020. Renewables 2020: Global Status Report. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf.

BENCHMARKING PAÍSES



ALEMANHA

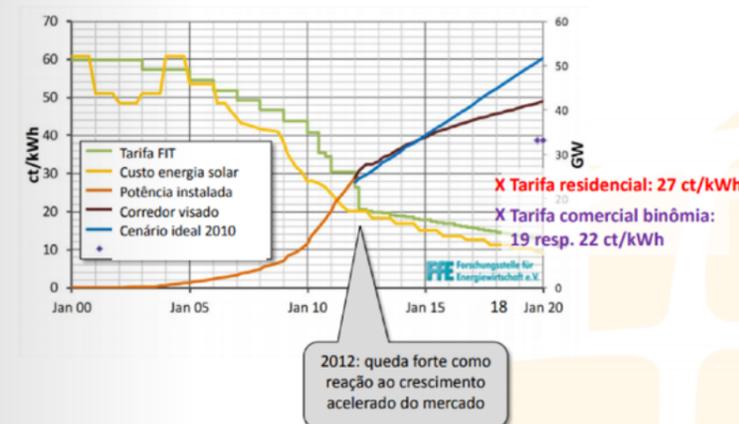
Desde 1980 a Alemanha se preocupa com a transição energética. Em 1991 foi criada a Lei de injeção da Energia (Stromeinspeisungsgesetz), a qual permitiu a conexão de pequenas centrais geradoras a partir de fontes renováveis. Em 2000, essa injeção passou a ser incentivada (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG). O custo do incentivo é calculado conforme diferença entre a tarifa feed-in (FIT) e o valor da energia na câmara de comercialização é repassado aos outros consumidores.⁶

Figura 6: Histórico da GD na Alemanha



Um grande exemplo que podemos perceber no modelo alemão é que a tarifa feed-in foi sucessivamente reduzida conforme ampliação do mercado. FIT de 2021 variando de €0,0792/kWh (R\$0,54⁵/kWh) até €0,04/kWh (R\$ 0,27/kWh)⁶

Figura 7: Desenvolvimento do Feed-in-tariff – Alemanha



Fonte: Rauschmayer (2018)⁵

5 - Utilizando uma cotação de R\$ 6,818/€

6 - Rauschmayer, H. 2018. Contribuições da Experiência Alemã para a Regulamentação da Geração Distribuída no Brasil. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/16832773/2+-+FEED+IN+TARIFFS.pdf/44cac457-838e-fcf1-f552-dd5296c3699a>

REINO UNIDO

Em 1990, o Reino Unido implementou o NFFO (Non-Fossil Fuel Obligation), como parte do Electricity Act de 1989, onde as distribuidoras de energia se comprometiam a comprar energia de fontes renováveis ou nuclear⁷. Em 2002, o mecanismo foi alterado pelo *Renewables Obligation*⁸, que favorecia mais as energias renováveis em detrimento da fonte nuclear. A FiT foi implementada em 2010, através do Electricity Act de 2008⁹.

Desde então, as FiT do Reino Unido vêm passando por constante revisão: a primeira em 2011, logo após um ano de implementação, e posteriormente uma revisão mais geral em 2010. Entretanto, o programa de FiT foi substituído pelo Smart Export Guarantee (SEG)¹⁰, que obriga as distribuidoras a comprar a energia elétrica injetada na rede por um valor positivo. Tarifa definida pelas distribuidoras, variando de 2p (R\$ 0,15874¹¹) até 5.6p (R\$ 0,4446/kWh). Segundo a National Grid (2012), até 10% de penetração de 10% das residências ou 10 GW, pode ser acomodada no Grid¹².

Figura 8: Histórico da GD no Reino Unido



8 - E-on. 2012. The Renewables Obligation Explained. Disponível em: https://www.eonenergy.com/~/_/media/2390C47918784D15BED091AEEF4E481B.pdf. Acesso em: 10 de Fevereiro de 2021.

9 - Government of the UK. 2008. Energy Act 2008. Disponível em: https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga_20080032_en.pdf. Acesso em 11 de Fevereiro de 2021.

10 - GreenMatch. 2021. Smart Export Guarantee (SEG) Explained. Disponível em: <https://www.greenmatch.co.uk/green-energy/grants/smart-export-guarantee>. Acesso em 13 de Fevereiro de 2021.

11 - Utilizando uma cotação de R\$ 7,937/£

12 - Department of Energy and Climate Change. 2015. Performance and Impact of the Feed-in Tariff Scheme: Review of Evidence. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/456181/FIT_Evidence_Review.pdf.

AUSTRÁLIA

A Austrália possui um sistema de governo em que os estados possuem quase total independência administrativa. As políticas de FiT e NM adotadas na Austrália são reflexos desse modelo de gestão e possuem pouca ou nenhuma influência do governo federal. Somando-se a isso, temos um modelo de gestão do mercado elétrico descentralizado e totalmente privatizado, desde a geração até a distribuição e comercialização de energia, refletindo-se nos preços das tarifas de energia solar praticadas na Austrália.

O primeiro estado a adotar FiT na Austrália foi Queensland em 2008, através do Queensland Solar *Bonus Scheme*¹³. Em seguida, outros estados passaram a adotar a prática. Entretanto, maioria dos programas de FiT criados na Austrália nesse período não estão mais vigentes, ficando a cargo das comercializadoras de energia definir sua própria tarifa. Entretanto os valores oferecidos pela energia solar injetada na rede na Austrália estão entre os maiores do mundo, variando por Estado e comercializadora, de 16,1 c/kWh (R\$ 0,67/kWh) até 30c/kWh (aproximadamente R\$ 1,26/kWh)¹⁴. Em 2018, comercializadoras de energia passaram a oferecer o Time of Use ou Time Varying Feed-in Tariff, onde os consumidores são remunerados baseados na hora do dia em que ocorre a injeção de energia na rede¹⁵.

Figura 9: Histórico da GD na Austrália



13 - Queensland Government. 2018. Solar Bonus Scheme 44c Feed-in Tariff. Disponível em: <https://www.qld.gov.au/housing/buying-owning-home/energy-water-home/solar/feed-in-tariffs/solar-bonus-scheme-44c>. Acesso em 01 de Março de 2021.

14 - CanstarBlue. 2021. State FIT Guide. Disponível em: <https://www.canstarblue.com.au/solar-power/a-comparison-of-solar-feed-in-tariffs/>. Acesso em: 15 de Fevereiro de 2021.

15 - AusGrid. 2020. Time of Use Pricing. Disponível em: <https://www.ausgrid.com.au/Your-energy-use/Meters/Time-of-use-pricing>. Acesso em 25 de Fevereiro de 2021.

CHILE

Em 2021, as distribuidoras e o Ministério de Energia, a Comissão Nacional de Energia (CNE) e a Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC) criaram uma plataforma de informações de geração distribuída, por meio da qual é possível obter informações técnicas e comerciais sobre as redes de distribuição existentes, de forma a permitir que o usuário verifique a possibilidade de instalar um sistema de geração distribuída¹⁶.

Com a ferramenta, os desenvolvedores de projetos serão capazes de usar informações para determinar o mercado potencial de geração distribuída e colocar esforços onde ele pode ser desenvolvido de forma otimizada. Dessa forma, a plataforma reduzirá as barreiras de entrada aos projetos e estimulará sua penetração.

Figura 10: Histórico da GD no Chile



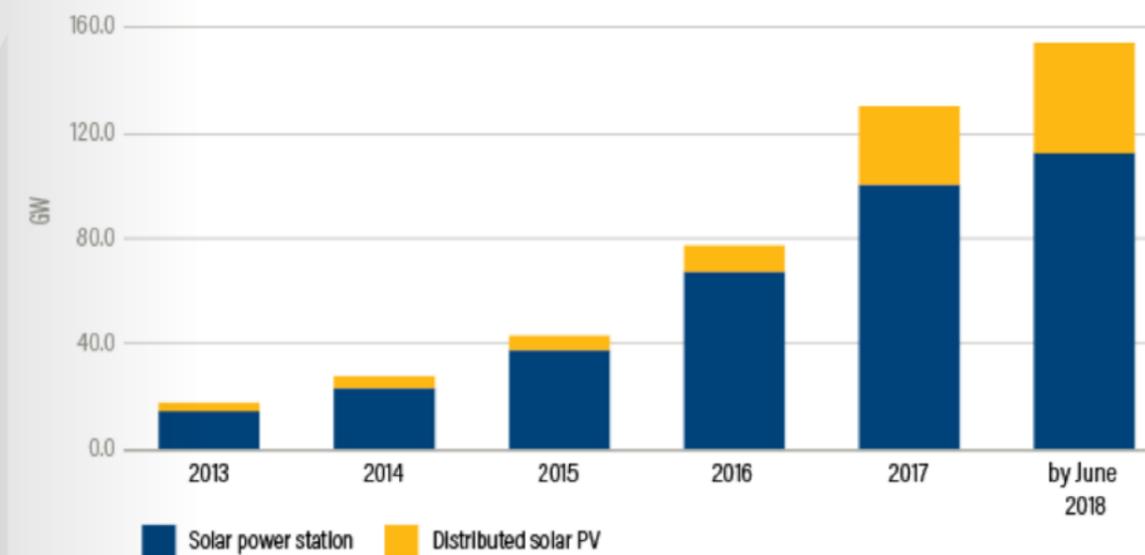
16 - PV Magazine. 2021. Chile crea una plataforma de información pública para generación distribuida. Disponível em: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/01/07/chile-crea-una-plataforma-de-informacion-publica-para-generacion-distribuida/>. Acesso em 18 de Fevereiro de 2021.

CHINA

A China se caracteriza por ser o maior mercado global de energia fotovoltaica do mundo. Estima-se que o total de capacidade instalada de GD solar é de 60,0 GW, o que corresponde a 27% do total da produção de energia solar do país¹⁷.

Figura 11: Capacidade da geração solar distribuída na China

China's Installed Solar Capacity



Fonte: WRI (2018)

Vale ressaltar que a paridade com o grid ainda não foi atingida toda via, sendo aguardada para 2021¹⁸. A elevada capacidade implementada de GD na China em ocorrido se dá devido aos fortes subsídios implementados pelo governo chinês.

17 - WRI. 2018. Distributed Solar PV in China: Growth and Challenges. Disponível em: <https://www.wri.org/blog/2018/08/distributed-solar-pv-china-growth-and-challenges>. Acesso em 26 de Fevereiro de 2021.

18 - Energy Iceberg. 2020. China's Renewable Power Price and Subsidy: New Design in 2020? Disponível em: <http://bit.ly/3ceyMkz>. Acesso em 27 de Fevereiro de 2021.

JAPÃO

O Japão, apesar de não ter sido um dos primeiros países a adotar esquemas de FiT ou NM para incentivar o mercado de energia solar, foi um dos países que obtiveram mais sucesso em suas políticas públicas. O modelo adotado é o FiT. Vale destacar que o desastre nuclear de Fukushima foi um dos fatores preponderantes para, não apenas uma rápida expansão da energia solar, devido à sua segurança, como diversificação de outras fontes¹⁹.

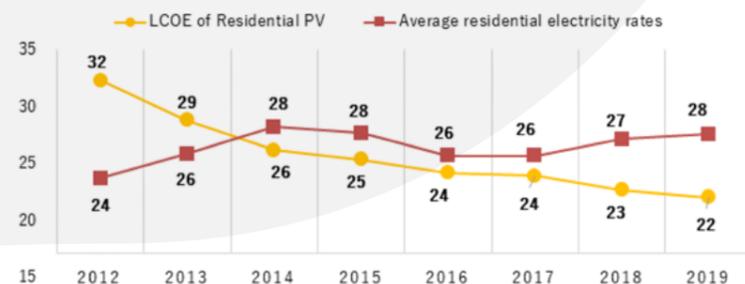
Figura 12: Histórico da GD no Japão



A paridade com o grid foi atingida em meados de 2013. Apesar de oscilações, as tarifas residenciais continuam mais elevadas que o custo nivelado da energia solar residencial distribuída. Revisão das tarifas para o 2020/2021:

- < 10 kW - JPY2120 /kWh (R\$ 1,026/kWh)
- > 10 e < 50kW - JPY13/kWh (R\$ 0,648/kWh)
- > 50 e < 250 kW - JPY12/kWh (R\$ 0,594/kWh)
- > 250 kW - através de licitação

Figura 13: Paridade com o grid no Japão



Fonte: Renewable Energy Institute (<https://www.renewable-ei.org/en/statistics/re/?cat=solar>)

19 - Ramalho, M.S.; Câmara, L.; Pereira, G.; Silva, P.; Dantas, G. 2017. Photovoltaic energy diffusion through net-metering and feed-in tariff. 6th Latin American Energy Economics Meeting. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/01_ELAAE%202017%20-%20Camara_Ramalho_Pereira_Silva_Dantas.pdf

políticas: Learning from Germany, California, Japan and Brazil. Disponível em:

20 - Utilizando uma cotação de R\$ 0,489/JPY.

BRASIL

O Brasil adota um modelo similar ao adotado nos Estados Unidos, que é o NM. Inicialmente proposto em 2012, pela Resolução Normativa 482 da ANEEL, posteriormente modificada pela Revisão Normativa 687, as prerrogativas e mecanismos adotados até o momento no Brasil estão em consonância com os modelos de NM adotados mundo afora em termos de compensação de energia²¹. Vale ressaltar que, apesar de ser um país de dimensões continentais, como a Austrália, Canadá e Estados Unidos, as políticas adotadas são de caráter nacional.

O NM passou a ser atrativo a partir de 2015, por conta da revisão da REN 482, elevação brusca das tarifas e redução dos custos de aquisição dos sistemas FV.

Vantagens

- Políticas coerentes com as boas práticas mundiais, e de fácil assimilação

Características e Desafios

- A viabilidade depende da tarifa de energia e condições locais (irradiação solar, poder de compra, consumo médio, fontes de financiamento)
- Arranjo único para todas as distribuidoras
- Riscos de retrocessos e Polarização no processo de revisão da 482
- Requer Estudo Estratégico

Figura 14: Histórico da GD no Brasil



21 - ANEEL. 2018. Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em 09 de Fevereiro de 2021.

ESTADOS UNIDOS



AÇÕES DE NET METERING POR ESTADO

Em 2020, 46 estados e o Distrito de Columbia realizaram algum tipo de ação de política para a geração solar distribuída²². Ao todo, foram contabilizadas 257 ações, sendo 36% relacionadas a políticas de net metering, 21% relacionada a Comunidades Solares e 19% relacionadas à aumentos da cobrança fixa residencial ou aumento do custo de disponibilidade. Além disso, observa-se que 11% das ações referem-se à valoração da GD ou estudos de net metering.

Tabela 1: Ações de Net Metering em 2020 nos EUA

Tipo de Política	# de ações	# por tipo	# de estados
Políticas de compensação de GD	92	36%	34 + DC
Comunidades solares	55	21%	22+ DC
Custos fixos residenciais ou aumento da conta mínima	48	19%	26 + DC
Valoração da GD ou estudos de NM	29	11%	17 + DC
Propriedade de terceiros de sistemas FV	20	8%	9
Cobrança de demanda residencial ou cobrança solar	10	4%	7
Programas de sistemas FV de telhado voltado para distribuidoras	3	1%	3
Total	257	100%	46 + DC

Fonte: Adaptado de NC Clean Energy (2020)

Em 2020, como é possível verificar na Figura 15, houve um aumento do número de ações de revisão de compensação, de valoração da GD e de programas de comunidade solar. Contudo, houve um decréscimo nas ações de cobranças de taxas fixas de demanda.

Figura 15: Número de ações da política solar de 2015 - 2020.



Fonte: NC Clean Energy (2020)

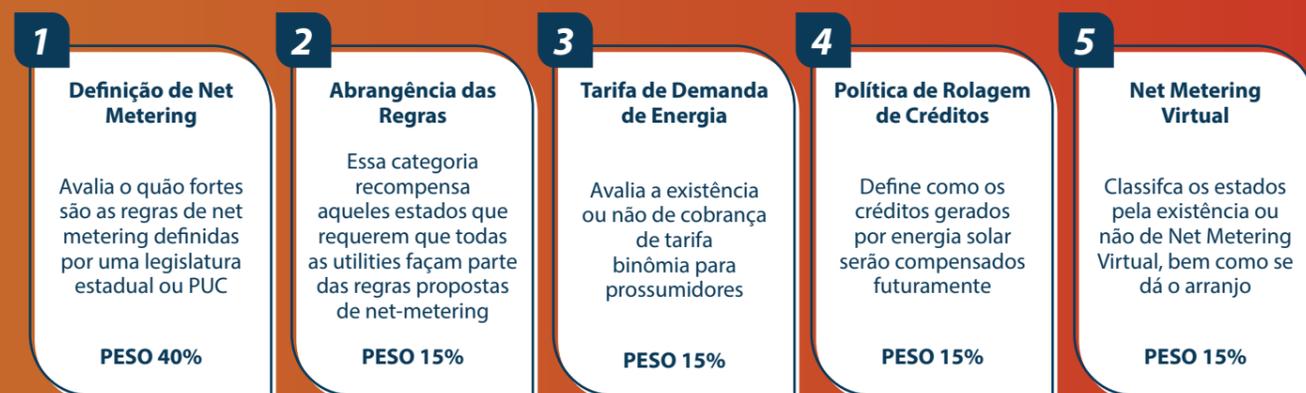
Dessa forma, é possível concluir que há um forte movimento contrário às tarifas de demanda, um interesse crescente em contas mínimas (custo de disponibilidade), uma tendência de políticas sucessoras de net metering, dificuldades em projetos comunitários de baixa renda, propostas de aumentos de taxas fixas, propostas de taxas com base na capacidade e limites para a conclusão dos novos programas de tarifas sucessoras.

22 - NC Clean Energy. 2020. 50 States of solar: Q4 2020 Quarterly Report & 2020 Annual Review. Disponível em: <https://bit.ly/3b6UNkG>

AVALIAÇÕES DAS POLÍTICAS DE NET METERING

Neste trabalho, se buscou avaliar as políticas de NM adotadas nos estados americanos. Para isso, foram estabelecidos 5 critérios objetivos, conforme mostra a Figura 16. São eles²³:

Figura 16: Critérios de avaliação das políticas de net metering



Fonte: Adaptado de Solar Review (2020)

Os estados que apresentaram melhor desempenho em termos de política de NM, são:



Dentre os pontos em comum desses estados, podemos destacar

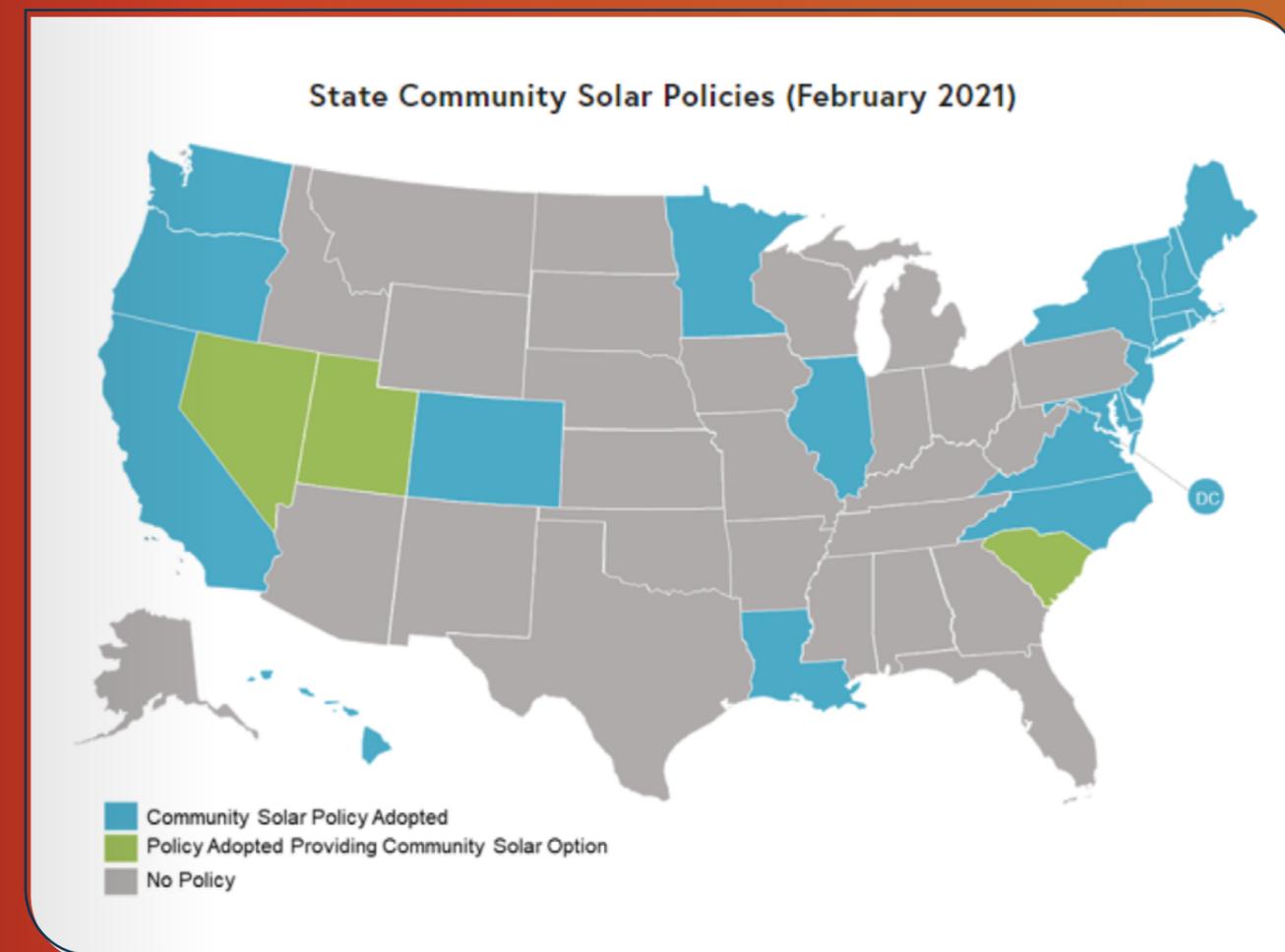
- Políticas de net-metering claras e objetivas;
- Não há cobranças de demanda de consumidores residenciais, bem como custos fixos de qualquer natureza;
- Não há cobrança de conexão à rede de sistemas FV.
- Compensação de créditos é feito de forma anual ou até mesmo ao longo de 2 anos (Arkansas) ou indefinidamente (Washington); permitem também a venda de créditos de forma justa.

23 - Solar Reviews. 2020. The state of net metering in the United States in 2021. Disponível em: <https://www.solarreviews.com/blog/the-state-of-net-metering-usa-2021>.

COMUNIDADES SOLARES

Os projetos de comunidades solares (ou Community Solar) funcionam como um mecanismo para expandir o acesso à energia solar daqueles que não possuem telhados ou não podem instalar os mesmos, através de assinaturas ou modelos pré-pagos. Até Fevereiro de 2021, 23 estados americanos oferecem políticas de comunidades solares. Representam também uma oportunidade de acesso à produção de energia pelos consumidores de baixa renda.²⁴

Figura 17: Estados com políticas de Community Solar nos EUA



Fonte: DSIREinsight (2021)

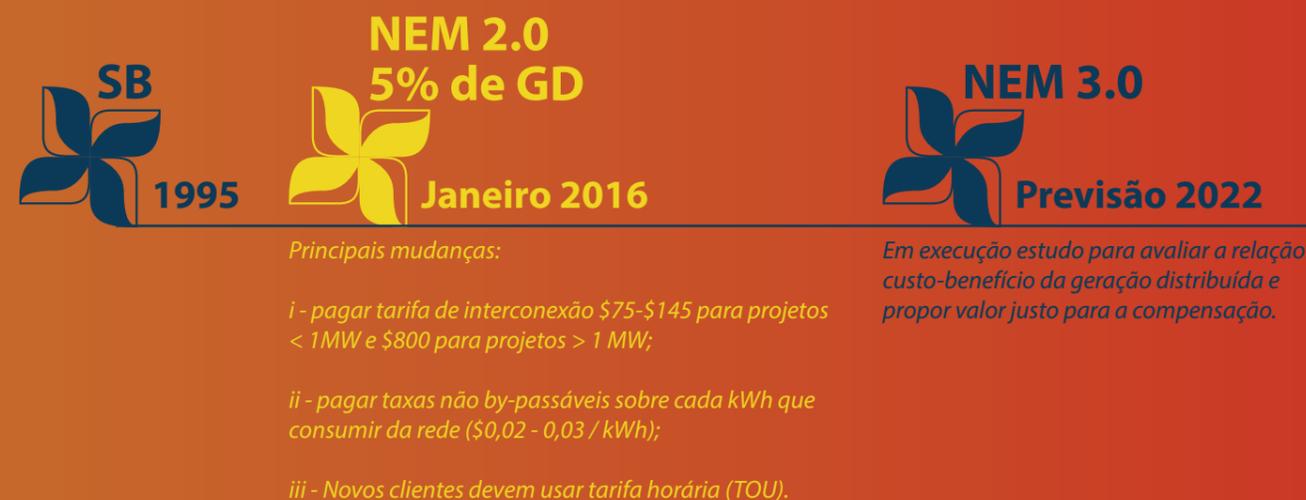
24 - DSIRE. 2021. Community Solar Policy Update: States Exploring Low-Income Access and New Program Models. Disponível em: <https://www.dsireinsight.com/blog>. Acesso em 01 de Março de 2021.

A EVOLUÇÃO DA GD NA CALIFORNIA

O início da GD na Califórnia se deu início em 1995, onde o SB 656 propôs um sistema de compensação para energia elétrica injetada na rede através da GD. Vale ressaltar, entretanto, que apesar de lançar as fundações para as políticas de NM vindouras, essa lei não era voltada exclusivamente para energia solar fotovoltaica, mas foi fundamental numa expansão inicial do mercado.

Em janeiro de 2016, entra em vigor o NEM 2.0, que substituiu o SB 656, propondo alterações significativas, como: pagamento de tarifas de interconexão, pagamento de taxas não by-passáveis (non-bypassable charges)²⁵, além da introdução das tarifas de Time of Use (TOU). Já está em discussão o NEM 3.0, previsto para entrar em vigor em 2022, onde os atributos de valoração da GD ganharão mais destaque na composição do sistema de composição da compensação de energia elétrica. Atualmente, a GD na Califórnia supera os 10 GW instalados²⁶.

Figura 18: Histórico da GD na Califórnia



Estrutura do setor elétrico na Califórnia

- United State Department of Energy (DOE): Políticas relacionadas à energia e à segurança nuclear
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC): jurisdição sobre a venda de eletricidade
- California Energy Commission (CEC): responsável por planejar e implementar políticas energéticas
- California Public Utilities Commission (CPUC): jurisdição sobre agentes públicos de prestação de serviços
- California Independent System Operator (CAISO): operação das redes de alta tensão e de longa distância
- California State Board of Equalization (BOE): regulador das taxas e dos impostos sobre serviços públicos

25 - Se define como non-bypassable charges, taxas que não podem ser evitadas com a compensação de energia elétrica injetada no grid. Como exemplo, temos, para o estado da Califórnia: Programas de propósito público, descomissionamento nuclear, e outros componentes menores (<https://www.aurorasolar.com/blog/the-ultimate-guide-to-nem-2-0-part-1-non-bypassable-charges>)

26 - Government of California, 2021. CaliforniaDGStats. Disponível em: <https://www.californiadgstats.ca.gov/>. Acesso em 12 de Março de 2021.



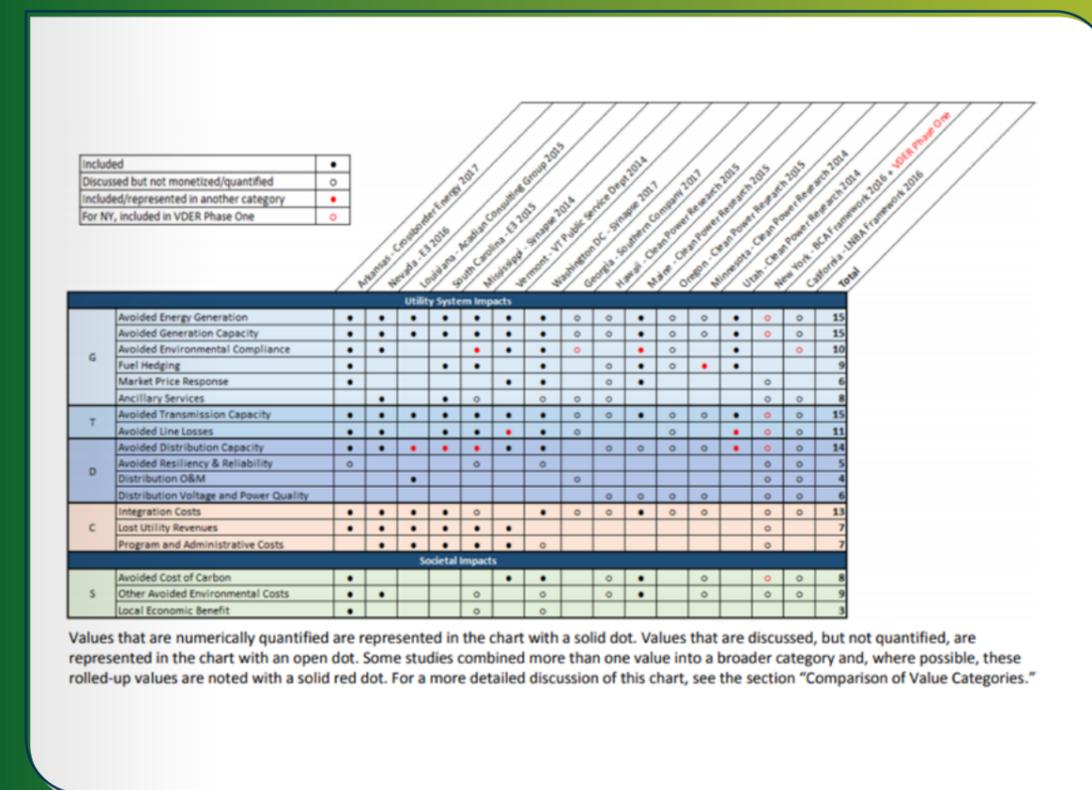
OS IMPACTOS E A NECESSIDADE DE ESTUDO ESTRATÉGICO



OS ESTUDOS DE CUSTO-BENEFÍCIO E VALOR DA GD NOS EUA

Uma série de estudos sobre os custos-benefícios do NM foram realizados nos EUA por diversas entidade e estados diferentes, apresentando também resultados bastante distintos. Os temas mais estudados têm sido: Geração de energia evitada, Capacidades evitadas de geração, transmissão e distribuição, Custos de Integração, e Perdas e Conformidade ambiental evitadas²⁷.

Figura 19: Comparação dos categorias de valores dos estudos



Fonte: ICF (2018)

27 - ICF. 2018. Review of Recent Cost-Benefit Studies Related to Net Metering and Distributed Solar. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/06/f75/ICF%20NEM%20Meta%20Analysis_Formatted%20FINAL_Revised%2018-27-18.pdf.

Tabela 3: VoS por Estado

ESTADO	VOS (POR KWH)	NET METERING (POR KWH)
MINNESOTA	13,5c	-
AUSTIN (TEXAS)	10,7c	4-5c
MAINE	33,7c	12,16-14,66
NEW JERSEY	25,6-28,0c	-
PENNSYLVANIA	28,2-31,8	Valor mínimo de 4c
WASHINGTON D.C.	19,4	-

Fonte: Adaptado de Pearce e Hayibo (2021)

IMPORTANTES ESTUDOS DE CUSTO-BENEFÍCIO e VOS nos EUA



Minnesota: Berço do Net Metering (1983) e primeiro estado americano a incorporar o 'Value of Solar' em em 2017.

Fonte: Solar Reviews (2021)³³



Califórnia: possui uma série de estudos para avaliar o valor da GD. Uma das metodologias é a LNBA (locational net benefit analysis) utilizada para o planejamento das políticas públicas. Se busca o refinamento e também desenvolver outras formas de compensação além do net metering.

Fonte: ICF (2018)²⁷



Austin, Texas: Primeira distribuidora a implementar o VOST (Value of Solar Tariff) em 2012. Em 2018 para consumidores até 10 MW

Fonte: Austin Energy (2014)³⁴ e DSIRE (2020)³⁵

Caso de Estudo: Texas VoS

Em 2012, junto com a Clean Power Research Institute, a Austin Energy deconvolveu uma metodologia para avaliar o valor da energia solar (VoS), levando em conta seis parâmetros: (i) economia em perdas de energia – redução nas perdas de distribuição através da geração no ponto de consumo; (ii) economia na produção de energia: economia na aquisição de energia no atacado; (iii) economias na capacidade de geração: economias na capacidade de geração proporcionadas pela GD; (iv) valor de hedge sobre o preço dos combustíveis: redução das incertezas associadas a volatilidade do preço dos combustíveis; (v) economias nas linhas de transmissão e distribuição: redução na demanda de pico, adiando investimentos de capital; (vi) benefícios ambientais: energia solar possui uma pegada de carbono menor que as formas tradicionais de geração de energia, que utilizam combustíveis fósseis.

Fonte: APPA (2015)³⁶

33 - Solar Reviews. 2021. Is Minnesota's Value of Solar tariff the future of solar? 2021. Disponível em: <https://www.solarreviews.com/blog/minnesotas-value-of-solar-tariff>. Acesso em Fevereiro 2021.

34 - Austin Energy. 2013. Value of Solar Executive Summary. 2013. Disponível em: <http://www.austintexas.gov/edims/document.cfm?id=202758#:~:text=First,%20the%202014%20VOS%20for,is%2010.7%20cents%20per%20kWh>.

35 - NC Clean Energy Technology Center. 2013. DSIRE: Austin Energy Value of Solar Rates. 2013. Disponível em: <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5669>.

36 - Zummo, P. 2015. Rate Design for Distributed Generation: Net Metering Alternatives with Public Power Case Studies. American Public Power Association. Disponível em: https://www.publicpower.org/system/files/documents/ppf_rate_design_for_dg.pdf

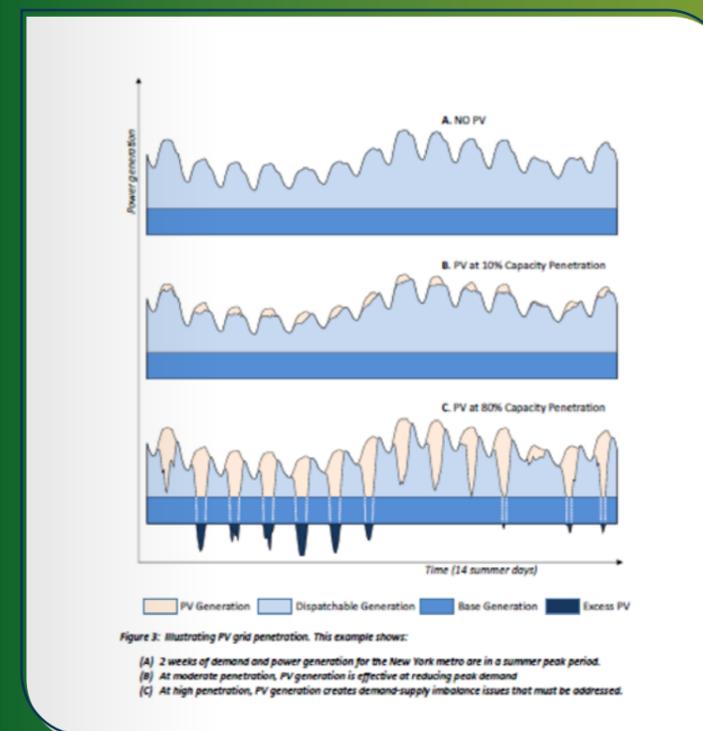
BENEFÍCIOS TÉCNICOS DA GD

A inserção de energia fotovoltaica no grid, pode trazer benefícios técnicos significativos, desde redução de perdas no sistema de distribuição, aumento na melhoria do nível de serviço até a redução no pico de demanda.

REDUCAO DO PICO DE DEMANDA

A energia solar pode ser muito eficiente na redução de picos de demanda. Isto irá depender de dois fatores: (i) a característica das curvas de carga e (ii) o nível de penetração solar. Quando a curva de carga é composta por ar-condicionado comerciais, situação comum em verões quentes e em climas tropicais, o pico de demanda ocorre geralmente no período da tarde, coincidindo com uma maior produção de energia solar. Logo, a energia solar produzida é utilizada para 'abastecer' esses aparelhos. Em penetrações solares baixas (2-5%³⁷), geralmente não se constitui um problema. Penetrações moderadas (cerca de 10%) podem ser bastante efetivas na redução de picos de demanda e deslocar a geração de fontes mais onerosas. Por outro lado, em penetrações elevadas podem provocar maior complexidade na operação das redes de distribuição, porém plenamente contornáveis tecnicamente³⁸.

Figura 23: Diferentes penetrações para a área metropolitana de Nova York



Fonte: Perez et al. (2016)

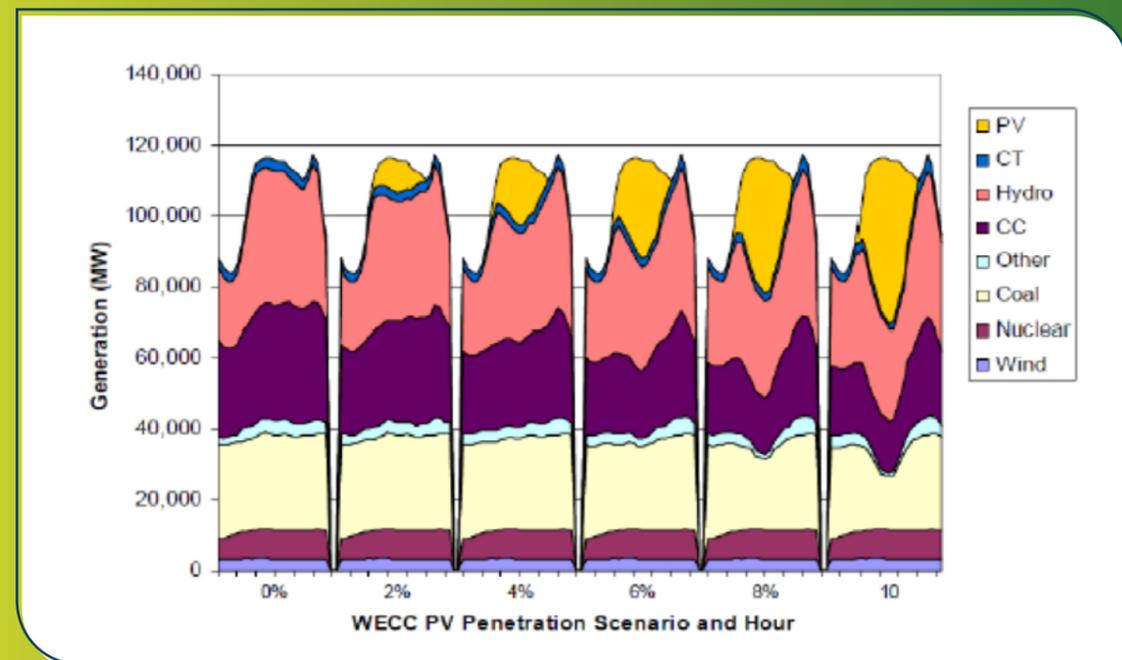
Por outro lado, em situações de inverno, onde há uma mudança na curva de carga, penetrações de certa de 6% já podem afetar a geração de base. Um estudo feito pelo NREL no Grid da Califórnia, constatou que a partir de 6% de penetração de energia solar, alterações na curva de base já podem ser observadas³⁹.

37 - O conceito de penetração solar baixa, moderada ou elevada é bastante subjetivo, ficando a cargo do autor definir tais parâmetros caso a caso.

38 - Perez et al. 2016. Achieving Very High PV Penetration. Energy Policy Journal. v. 27. Disponível em: <https://digitalcommons.pace.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1006&context=environmental>

39 - Denholm, P; Margolis, R; Milford, J. 2008. Production Cost Modelling for High Levels of Photovoltaics Penetration. NREL. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42305.pdf>

Figura 24: Efeitos da Energia Solar na Curva de Base



Fonte: NREL (2008)

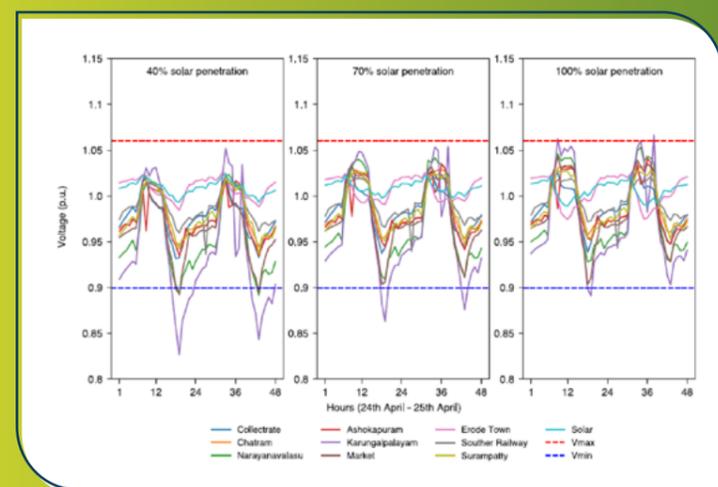
IMPACTOS NA QUALIDADE DO SISTEMA

A inserção de GD na rede existente, em geral, até um determinado nível de penetração, contribui positivamente com ganhos técnicos, como melhora no nível de tensão e redução de perdas no sistema, beneficiando todos os consumidores.

A adoção de GD em alimentadores que apresentam subtensão mostra um ganho significativo no aumento da tensão. Este aumento é refletido no número de horas em que os alimentadores operam em subtensão ao longo do ano. Conforme a configuração do alimentador, quanto maior o nível de subtensão e maior a penetração solar, maiores os ganhos de tensão⁴⁰.

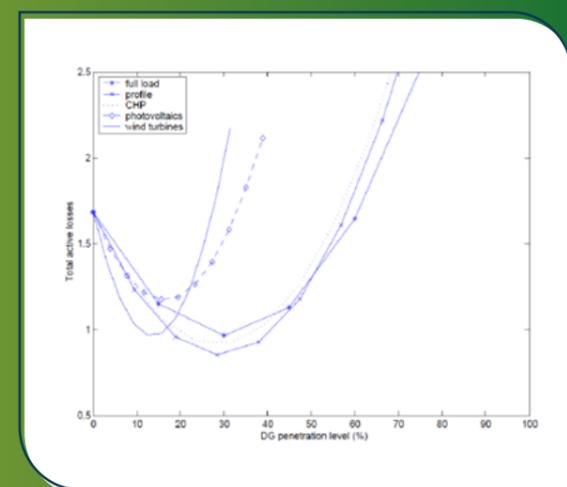
Em relação as perdas, observa-se que se atinge um valor mínimo quando 30% do valor de pico é atingido. O estudo em questão utilizou GD espalhada ao longo de 3 pontos de um alimentador. Para valores próximos de 60% de penetração em relação a demanda de pico, observa-se níveis similares aos níveis anteriores à inserção de GD⁴¹.

Figura 25: Melhora no nível de tensão de acordo com a penetração solar



Fonte: Auroville Consulting (2020)

Figura 26: Perdas técnicas baseadas no nível de penetração



Fonte: Minaar (2016)

40 - Scherfler, M; Reshma, M. Catrib, V. 2020. Assessing the Techno-Commercial Impact of Distributed Solar Generation. Auroville Consulting. Disponível em: <https://www.aurovilleconsulting.com/assessing-the-techno-commercial-impact-of-distributed-solar-energy-generation-a-case-study-for-tamil-nadu/>

41 - Minaar, U. 2016. Regulatory practices and Distribution System Cost impact studies for distributed generation: Considerations for South African distribution utilities and regulators. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/288858017_Regulatory_practices_and_Distribution_System_Cost_impact_studies_for_distributed_generation_Considerations_for_South_African_distribution_utilities_and_regulators

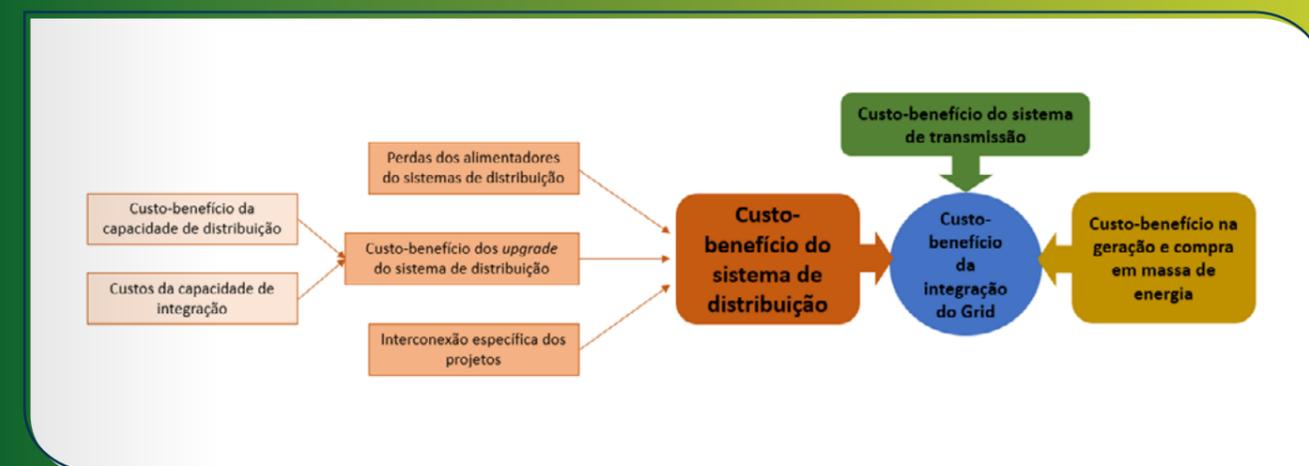
IMPACTO DA GD NOS CUSTOS DE OPERAÇÃO

ACRÉSCIMO DE CUSTO COM AUMENTO DA PENETRAÇÃO DE GD

Em níveis mais elevados de penetração⁴², e com diferentes mecanismos operacionais, como GD solar (standalone) e GD solar + armazenamento, se faz necessário implementar funcionalidades avançadas no grid, para uma maior segurança e confiabilidade, como: sistemas de controle do sistema de distribuição e de controle das GDs, mecanismos de proteção avançados e controladores de fluxo de carga, para controle de potência ativa e reativa no sistema⁴³.

Além desses fatores, temos ainda os custos de integração com o grid, no qual podemos citar: (i) custos do sistema de distribuição, (ii) custos do sistema de transmissão e (iii) custos na geração e despacho de geração centralizada de energia. Vale ressaltar que existem também benefícios associados aos fatores mencionados, que devem ser levados em consideração quando do cálculo dos valores da energia solar. **Nos estudos de custos de integração, é importante sempre focar na relação Custo-Benefício**

Figura 27: Custos associados à integração com a rede



Fonte: Adaptado de NREL (2018)⁴⁴

42 - Para esse estudo em particular, o ICF considerou níveis maiores que 5% como elevados, baseado em experiências de outros países e estados, como Austrália, Califórnia e Hawaii.

43 - ICF - Inner City Fund. 2021. Ontario DER Impact Study. The Ontario Energy Board. Disponível em: <https://www.oeb.ca/sites/default/files/ICF-DER-impact-study-20210118.pdf>

44 - Horowitz et. al. 2018. The Cost of Distribution System Upgrades to Accommodate Increasing Penetrations of Distributed Photovoltaic Systems on Real Feeders in the United States. NREL. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70710.pdf>

IMPACTO DA GD NAS TARIFAS

Pode se estimar os efeitos potenciais da energia solar distribuída sobre os preços da eletricidade de acordo com os níveis de penetração atuais e projetados. Para analisar o efeito da energia solar distribuída nas tarifas de eletricidade no varejo foram considerados três fatores: (i) nível de penetração, (ii) os custos da compensação relativamente aos custos do serviço (iii) os benefícios da GD também relativamente aos custos do serviço⁴⁵.

Segundo a metodologia proposta, a variação percentual nos preços médios da eletricidade no varejo resultantes da energia solar distribuída pode ser calculada por:

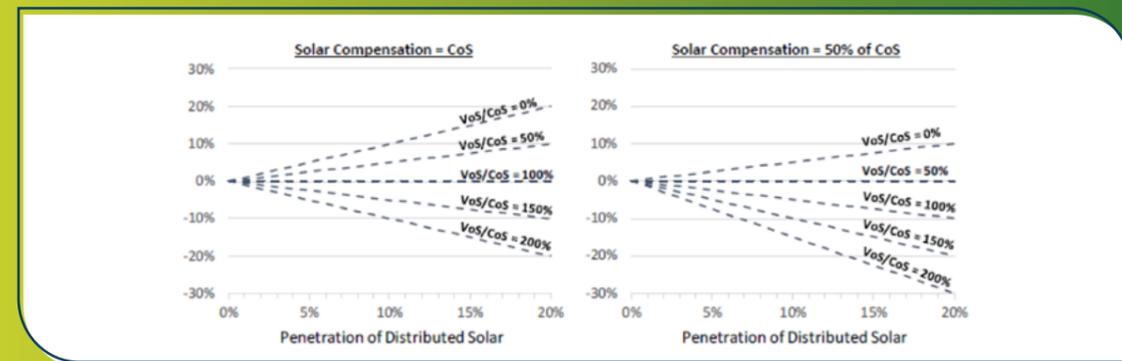
$$\text{Percent Change in Retail Electricity Price} = \text{Penetration} \times \left[\frac{\text{Solar Comp. Rate}}{\text{CoS}} - \frac{\text{VoS}}{\text{CoS}} \right]$$

Em que:

- **VoS:** Net Value of Solar to the Utility (Valor líquido da energia solar para a concessionária)
- **CoS:** Utility's average Cost of Service (Custo médio de serviço da concessionária)

A Figura 28 ilustra a variação percentual na tarifa de eletricidade no varejo, resultante de níveis variáveis de penetração solar distribuída, em que cada curva corresponde a uma determinada taxa de VoS. O gráfico da direita corresponde ao caso em que a compensação solar é igual exatamente ao CoS da concessionária, como ocorreria na medição de energia líquida total (NEM) com preços volumétricos planos e sem encargos fixos ou de demanda. O gráfico da esquerda fornece um exemplo em que a compensação solar é igual a 50% do CoS da concessionária, como ocorreria se encargos fixos fossem usados para atender a metade dos requisitos de receita da concessionária.

Figura 28: Efeitos nas tarifas baseados na compensação da energia solar



Fonte: LBNL (2017)

Analisando a Figura 28, onde VoS / CoS = 50% e a compensação solar é igual ao CoS, é possível perceber que uma penetração solar de 10% levaria a um aumento de 5% nos preços da eletricidade no varejo sob este regime de compensação. Já quando a compensação solar é igual a 50% do CoS e o VoS/CoS = 50%, não há alteração na tarifa independentemente da penetração solar.

Com base nos valores atuais de VoS, os impactos na tarifa de energia podem ser estimados, conforme a tabela ao lado. Vale ressaltar que para penetrações muito baixas, os valores pouco podem ser sentidos na tarifa de energia.

Figura 29: Impacto da penetração nos preços de varejo da eletricidade

Electricity price impacts at three distributed solar penetration levels (using earlier expression):

Current U.S. average	±0.03 cents/kWh
2030 U.S. average	±0.2 cents/kWh
At 10% penetration	±0.5 cents/kWh

Fonte: LBNL (2017)

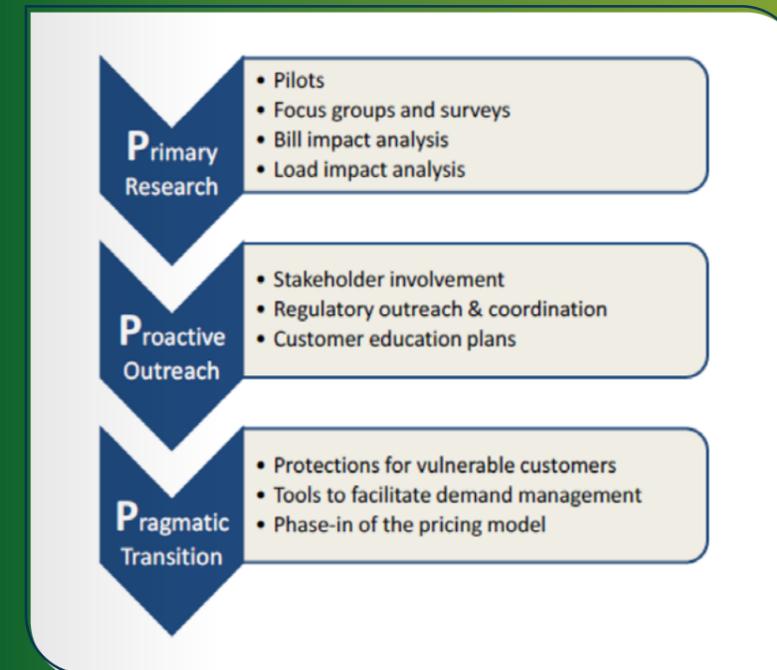
Recomendações para o estudo de valor e precificação da GD/DER

De acordo com um estudo desenvolvido pelo LBNL⁴⁶, serviços utilizados e providos ao grid pelos usuários podem ser combinados e precificados, por exemplo:

- Tarifas de energia granulares: Cada serviço é precificado discretamente, onde os consumidores ou agregadores ficam livres para consumir quaisquer produtos desejados e a distribuidora remunerando consumidores GD por serviços específicos prestados. Cada preço é calculado de modo a atingir as demandas de vendas esperada pelos reguladores
- Arranjos de compra e venda: Consumidores pagam preços de varejo pelos serviços prestados pela distribuidora; distribuidora pagam separadamente cada serviço discretizado prestados ao grid.
- Modelos de aquisição: agregadores de serviço de terceira parte mantém relação direta com os consumidores, precificando seus serviços dentro de um ambiente competitivo.
- Tarifas de energia especificada para consumidores GD: consumidores com GD pagam tarifas por serviços, baseado na característica única dos seus requerimentos. Cálculos podem ser feitos em um nível a depender da tecnologia adotada.

Vale ressaltar que o envolvimento dos stakeholders se faz fundamental no processo, conforme detalhado na Figura 30.

Figura 30: Elementos de transição para o modelo de preços



Fonte: LBNL (2016)

O Estudo de NET METERING 3.0 na Califórnia

O CPUC, ao adotar o NEM 2.0, fez considerações para estudos futuros para se avaliar o custo-benefícios aos consumidores devido a adoção do NEM 2.0. O estudo, feito por um órgão independente, servirá de base para o CPUC conduzir a avaliação do NEM 2.0. Relatório final foi finalizado em Janeiro de 2021. Dentre importantes pontos do escopo, podemos destacar:

- Quais as características dos sistemas e consumidores sob o NEM 2.0
- Quais tem sido os custos e benefícios da tarifa NEM 2.0
- Perfis típicos de geração de sistemas (com e sem armazenamento)
- Tarifas escolhidas pelos consumidores e taxas de adoção da GD
- Custos das distribuidoras (e.g. fatura, administrativo, e custos adicionais)
- Economias de energia, payback e taxa interna da GD
- Número de fabricantes, instaladores e empreiteiros na Califórnia

Fonte: CPUC (2021)⁴⁷

45 - Barbose, G. 2017. Putting the Potential Rate Impacts of Distributed Solar into Context". Bekeley National Berkeley Laboratory. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/putting-potential-rate-impacts>

46 - LBNL. 2016. Distribution System Pricing with Distributed Energy Resources. Disponível em: https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/7243_distribution_system_pricing_with_distributed_energy_resources.pdf.

47 - CPUC. 2021. Net Energy Metering (NEM) 2.0 Evaluation. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6442463430>. Acesso em 24 de Fevereiro de 2021.

IMPACTO DA GD NO BRASIL E A NECESSIDADE DE ESTUDOS

Os impactos da GD no Brasil ainda são pouco sentidos em termos de impactos nas tarifas e receita das distribuidoras: estima-se que o aumento nas tarifas será de 1,1% no período acumulado de 2017 a 2024. Em termos de receita perdida pelas distribuidoras, essa perda não ultrapassaria 0,3% nos cenários de maior penetração⁴⁸.

A Resolução Nº 15/2020, emitida pelo Conselho Nacional de Política Energética define no Art. 1º, parágrafo III a “alocação dos custos de uso da rede e dos encargos previstos na legislação do Setor Elétrico, considerando os benefícios da Micro e Mini Geração Distribuída – MMGD”. No parágrafo IV, define-se a “transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento de política pública, com definição de agenda e prazos de revisão de regras para a Geração Distribuída⁴⁹”.

Logo, faz-se imprescindível se obter a relação custo/benefício de forma calculada com a maior precisão possível, e com base nas condições e necessidades do Brasil.

Então propomos:

-  Realizar, em 2021, com a participação da EPE, ANEEL, Entidades de Classe, Universidades e Consultorias
-  Estudo para quantificar e valorar os atributos da geração distribuída, com foco na relação custo-benefício.
-  Propor o valor justo a ser cobrado, como será cobrado e a partir de quando será cobrado, pelo uso da rede de distribuição, por área de concessão.
-  Considerando no escopo também os impactos de eventual aplicação de tarifa binômica e outras possibilidades, como por exemplo o armazenamento de energia.

48 - Facto. 2018. International Benchmarking: Expansion of Electric Power from Renewable Sources. Disponível em: <https://www.giz.de/de/downloads/Coord%20Audit%20Renew%20Energies%20-%20Benchmarking%20Report%20ENG%20v12.2018.pdf>

49 - Diário Oficial da União. 2020. Resolução Nº 15 de 9 de Dezembro de 2020. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <https://bit.ly/3acyl9a>.



REFERÊNCIAS

1. ANEEL. 2018. Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em 09 de Fevereiro de 2021.
2. AusGrid. 2020. Time of Use Pricing. Disponível em: <https://www.ausgrid.com.au/Your-energy-use/Meters/Time-of-use-pricing>. Acesso em 25 de Fevereiro de 2021.
3. Austin Energy. 2013. Value of Solar Executive Summary. 2013. Disponível em: <http://www.austintexas.gov/edims/document.cfm?id=202758#:~:text=First,%20the%202014%20VOS%20for,is%2010.7%20cents%20per%20kWh>.
4. Barbose, G. 2017. Putting the Potential Rate Impacts of Distributed Solar into Context". Bekeley National Berkeley Laboratory. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/putting-potential-rate-impacts>
5. Bazilian et al. 2013. Reconsidering the economics of Photovoltaic Power. Renewable Energy. Volume 53, p. 329-338.
6. CanstarBlue. 2021. State FIT Guide. Disponível em: <https://www.canstarblue.com.au/solar-power/a-comparison-of-solar-feed-in-tariffs/>. Acesso em: 15 de Fevereiro de 2021.
7. CPUC. 2021. Net Energy Metering (NEM) 2.0 Evaluation. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=6442463430>. Acesso em 24 de Fevereiro de 2021.
8. Denholm, P; Margolis, R; Milford, J. 2008. Production Cost Modelling for High Levels of Photovoltaics Penetration. NREL. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42305.pdf>
9. Department of Energy and Climate Change. 2015. Performance and Impact of the Feed-in Tariff Scheme: Review of Evidence. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/456181/FIT_Evidence_Review.pdf.
10. Diário Oficial da União. 2020. Resolução Nº 15 de 9 de Dezembro de 2020. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <https://bit.ly/3acyl9a>.
11. DSIRE. 2021. Community Solar Policy Update: States Exploring Low-Income Access and New Program Models. Disponível em: <https://www.dsireinsight.com/blog>. Acesso em 01 de Março de 2021.
12. Energy Iceberg. 2020. China's Renewable Power Price and Subsidy: New Design in 2020? Disponível em: <http://bit.ly/3ceyMkz>. Acesso em 27 de Fevereiro de 2021.
13. E-on. 2012. The Renewables Obligation Explained. Disponível em: <https://www.eonenergy.com/~media/2390C47918784D15BED091AEEF4E481B.pdf>. Acesso em: 10 de Fevereiro de 2021.
14. Facto. 2018. International Benchmarking: Expansion of Electric Power from Renewable Sources. Disponível em: <https://www.giz.de/de/downloads/Coord%20Audit%20Renew%20Energies%20-%20Benchmarking%20Report%20ENG%20v12.2018.pdf>
15. Frontier Group. 2019. The True True Value of Solar: Measuring the Benefits of Rooftop Solar Power. Disponível em: <https://environmentamerica.org/sites/environment/files/resources/AME%20Rooftop%20Solar%20Jul19%20web.pdf>.
16. Government of California. 2021. CaliforniaDGStats. Disponível em: <https://www.californiadgstats.ca.gov/>. Acesso em 12 de Março de 2021.
17. Government of the UK. 2008. Energy Act 2008. Disponível em: https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/pdfs/ukpga_20080032_en.pdf. Acesso em 11 de Fevereiro de 2021.
18. GreenMatch. 2021. Smart Export Guarantee (SEG) Explained. Disponível em: <https://www.greenmatch.co.uk/green-energy/grants/smart-export-guarantee>. Acesso em 13 de Fevereiro de 2021.
19. Harvard University. 2021. Deaths from fossil fuel emissions higher than previously thought. Disponível em: <https://www.seas.harvard.edu/news/2021/02/deaths-fossil-fuel-emissions-higher-previously-thought>. Acesso em 22 de Fevereiro de 2021.
20. Horowitz et. al. 2018. The Cost of Distribution System Upgrades to Accommodate Increasing Penetrations of Distributed

Photovoltaic Systems on Real Feeders in the United States. NREL. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70710.pdf>

21. ICF – Inner City Fund. 2021. Ontario DER Impact Study. The Ontario Energy Board. Disponível em: <https://www.oeb.ca/sites/default/files/ICF-DER-impact-study-20210118.pdf>

22. ICF. 2018. Review of Recent Cost-Benefit Studies Related to Net Metering and Distributed Solar. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/06/f75/ICF%20NEM%20Meta%20Analysis_Formatted%20FINAL_Revised%208-27-18.pdf.

23. IEA. 2013. Non-fossil Fuel Obligation. Disponível em: <https://www.iea.org/policies/3867-non-fossil-fuel-obligation>. Acesso em 8 de Fevereiro de 2021.

24. IRENA. 2015. Renewables and Electricity Storage. A technology Roadmap for REMap 2030. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_REmap_Electricity_Storage_2015.pdf. Acesso em Fevereiro de 2021.

25. LBNL. 2016. Distribution System Pricing with Distributed Energy Resources. Disponível em: https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/7243_distribution_system_pricing_with_distributed_energy_resources.pdf.

26. Minaar, U. 2016. Regulatory practices and Distribution System Cost impact studies for distributed generation: Considerations for South African distribution utilities and regulators. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/288858017_Regulatory_practices_and_Distribution_System_Cost_impact_studies_for_distributed_generation_Considerations_for_South_African_distribution_utilities_and_regulators

27. National Research Regulatory Institute. 2019. Review of State Net Energy Metering and Successor Rate Designs. Disponível em: <https://pubs.naruc.org/pub/A107102C-92E5-776D-4114-9148841DE66B/>.

28. NC Clean Energy Technology Center. 2013. DSIRE: Austin Energy Value of Solar Rates. 2013. Disponível em: <https://programs.dsireusa.org/system/program/detail/5669>.

29. NC Clean Energy. 2020. 50 States of solar: Q4 2020 Quartely Report & 2020 Annual Review. Disponível em: <https://bit.ly/3b6UNKG>.

30. Pearce, M. J.; Hayibo, K.S. 2021. A Review of The Value of Solar Methodology With a Case Study of the U.S VoS. Renewable And Sustainable Energy Reviews. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/347840155_A_review_of_the_value_of_solar_methodology_with_a_case_study_of_the_US_VOS.

31. Perez et al. 2016. Achieving Very High PV Penetration. Energy Policy Journal. v. 27. Disponível em: <https://digitalcommons.pace.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1006&context=environmental>

32. PV Magazine. 2021. Chile crea una plataforma de información pública para generación distribuída. Disponível em: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/01/07/chile-crea-una-plataforma-de-informacion-publica-para-generacion-distribuida/>. Acesso em 18 de Fevereiro de 2021.

33. Ramalho, M.S.; Câmara, L.; Pereira, G.; Silva, P.; Dantas, G. 2017. Photovoltaic energy diffusion through net-metering and feed-in tariff. 6th Latin American Energy Economics Meeting. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/01_ELAAE%202017%20-%20Camara_Ramalho_Pereira_Silva_Dantas.pdf

34. Rauschmayer, H. 2018. Contribuições da Experiência Alemã para a Regulamentação da Geração Distribuída no Brasil. Disponível em: <https://bit.ly/3jQLf0V>

35. REN21. 2020. Renewables 2020: Global Status Report. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf.

36. Scherfler, M.; Reshma, M. Catrib, V. 2020. Assessing the Techno-Commercial Impact of Distributed Solar Generation. Auroville Consulting. Disponível em: <https://www.aurovilleconsulting.com/assessing-the-techno-commercial-impact-of-distributed-solar-energy-generation-a-case-study-for-tamil-nadu/>

37. Solar Reviews. 2021. Is Minnesota's Value of Solar tariff the future of solar? 2021. Disponível em: <https://www.solarreviews.com/blog/minnesotas-value-of-solar-tariff>. Acesso em Fevereiro 2021.

38. Solar Reviews. 2020. The state of net metering in the United States in 2021. Disponível em: <https://www.solarreviews.com/blog/the-state-of-net-metering-usa-2021>.

39. WRI. 2018. Distributed Solar PV in China: Growth and Challenges. Disponível em: <https://www.wri.org/blog/2018/08/distributed-solar-pv-china-growth-and-challenges>. Acesso em 26 de Fevereiro de 2021

40. Zummo, P. 2015. Rate Design for Distributed Generation: Net Metering Alternatives with Public Power Case Studies. American Public Power Association. Disponível em: https://www.publicpower.org/system/files/documents/ppf_rate_design_for_dg.pdf

OBRIGADO

Coordenação: Joaquim Rolim
jcrolim@sfiec.org.br

Victor Catrib
victor@abgd.com.br

Isabela Maciel
imtaveira@sfiec.org.br

Hanter Pessoa
hanterpessoa@h3solar.com

FIEC

Federação das Indústrias do Estado do Ceará
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA



(85) **4009 6300**

centralderelacionamento@sfiec.org.br

www.sfiec.org.br