

CESAR BIASI DE MOURA

Considerações sobre a valoração da geração distribuída pós transição 2023-2030 da Lei n° 14.300/2022

Versão Original

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

**São Paulo
2022**

CESAR BIASI DE MOURA

Considerações sobre a valoração da geração distribuída pós transição 2023-2030 da Lei n° 14.300/2022

Versão Original

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

**Área de Concentração:
Sistemas Eletrônicos**

**Orientador:
Professor Dr. Marcelo Knörich Zuffo**

**São Paulo
2022**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Moura, Cesar Biasi de
Considerações sobre a valoração da geração distribuída pós
transição 2023-2030 da Lei nº 14.300/2022 / C. B. Moura - São Paulo,
2022.

76 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo. Departamento de Engenharia de Sistemas Eletrônicos.

1.Marco legal da geração distribuída 2.Lei nº 14.300 de 2022
3.Tarifas públicas 4.Geração distribuída 5.Energia solar fotovoltaica
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de
Engenharia de Sistemas Eletrônicos II.t.

Nome: MOURA, Cesar Biasi de

Título: Considerações sobre a valoração da geração distribuída pós transição 2023-2030 da Lei nº 14.300/2022

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovado em: ___/___/2022

Banca Examinadora

Professor Dr. Marcelo Knörich Zuffo (Presidente)

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Julgamento:

Professor Dr.

Instituição:

Julgamento:

Professor Dr.

Instituição:

Julgamento:

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação de mestrado ao meu pai Jose Felipe (in memorian) e a minha avó Maria de Lourdes (in memorian), pela sólida formação intelectual e moral que me proporcionaram e que de seus lugares no céu continuam a olhar por mim.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu falecido pai e minha mãe pela educação que me deram e todo o apoio dado para que eu pudesse exercer todo o meu potencial, além de serem os meus maiores exemplos de vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Marcelo Knörich Zuffo, pela dedicação com minha formação acadêmica, profissional e moral, sempre se mostrando solícito e interessado no meu desenvolvimento profissional.

À equipe do LSI, em especial aos colegas de trabalho Arthur Miazaki, Rafael Herrero e Roberto Simplício, pelo apoio e horas de conversas sobre o apaixonante tema da geração distribuída.

Por último, gostaria de agradecer também a todos os meus amigos e familiares que me apoiaram e que me incentivaram ao longo deste trabalho.

RESUMO

A crescente elevação das tarifas de energia e a redução sistemática dos custos para a instalação da GD aumentou a demanda por fontes renováveis de energia.

Entretanto, entre 2018 e 2019 a Aneel apresentou uma proposta de revisão regulatória alterando as regras de compensação da resolução vigente, desencadeando diversas discussões sobre os impactos dessa alteração no mercado de geração distribuída (GD). Com isso, houve intensas movimentações dos agentes do setor em busca de maior segurança jurídica. Em paralelo à revisão da REN 482, no final de 2019 foi apresentado no Congresso Nacional o Projeto de Lei 5.829 para a instituição de um marco legal para microgeração e minigeração distribuída. Em resposta, o projeto de Lei foi aprovado e se tornou a Lei 14.300, sancionada em janeiro de 2022.

Entretanto a lei estabeleceu as regras para a GD até o ano de 2028. Após o ano 2029, deverá incidir uma nova metodologia de valoração dos custos e benefícios da GD nas componentes tarifárias, sendo que tal valoração ainda será calculada pela ANEEL após meados de 2023 com base nas diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A inexistência de estimativas para o cálculo de valoração dos custos e benefícios da GD, faz-se necessários estudos que tentem valorar tais custos e benefícios para que a sociedade possa participar ativamente deste processo, baseando-se nas informações destes estudos, podendo discutir a sustentabilidade futura da MMGD no Brasil com base nos resultados dos impactos para as distribuidoras de energia e na atratividade da GD para os prossumidores no Brasil.

Considerando o atual contexto de transição regulatória, o objetivo deste trabalho é criar uma metodologia para a valoração dos custos e benefícios da GD nas componentes tarifárias procurando analisar o impacto econômico da nova normativa na tarifa de energia e verificar uma possível diminuição do retorno do investimento.

Palavras-chaves: Marco legal da geração distribuída. Lei nº14.300 de 2022. Tarifas públicas. Geração distribuída. Energia solar fotovoltaica.

ABSTRACT

The increasing increase in energy tariffs and the systematic reduction of costs for the installation of DG increased the demand for renewable energy sources.

However, between 2018 and 2019, ANEEL presented a proposal for a regulatory review changing the compensation rules of the current resolution, triggering several discussions on the impacts of this change on the distributed generation (DG) market. As a result, there were intense movements by sector agents in search of greater legal certainty. In parallel with the review of REN 482, at the end of 2019, Bill 5,829 was presented to the National Congress for the establishment of a legal framework for microgeneration and distributed minigeneration. In response, the bill was passed and became Law 14,300, enacted in January 2022.

However, the law established the rules for DG until 2028. After 2029, a new methodology for valuing DG costs and benefits in tariff components will apply, and such valuation will still be calculated by ANEEL after mid-2023 based on the guidelines established by the National Energy Policy Council (CNPE).

The inexistence of estimates for the calculation of the valuation of costs and benefits of DG, studies that try to value such costs and benefits are necessary so that society can actively participate in this process, based on the information of these studies, being able to discuss sustainability future of MMGD in Brazil based on the results of the impacts for energy distributors and the attractiveness of GD for prosumers in Brazil.

Considering the current context of regulatory transition, the objective of this work is to create a methodology for the valuation of DG costs and benefits in the tariff components, seeking to analyze the economic impact of the new regulation on the energy tariff and verify a possible decrease in the return on investment.

Keywords: Legal framework for distributed generation. Law No. 14,300 of 2022. Electricity tariffs. Distributed generation. Solar photovoltaic energy

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Oferta interna de energia por fonte no Brasil no ano base 2021.....	11
Figura 2 – Quantidade anual de novas conexões de GD no Brasil.....	13
Figura 3 – Revisões da REN nº 482/2012.....	19
Figura 4 – Número de Conexões MMGD e UC's beneficiadas.	21
Figura 5 – Potência instalada MMGD - por fonte (MW).....	22
Figura 6 – Potência instalada MMGD - por classe de consumo (%).	22
Figura 7 – Potência instalada MMGD - por tensão de conexão (%).	23
Figura 8 – Preço dos sistemas FV para o consumidor final (R\$/kWp).	24
Figura 9 – Irradiação solar média e número de consumidores por município do país.	26
Figura 10 – Potência instalada MMGD por UF (MW).	27
Figura 11 – Número de conexões MMGD por UF.	27
Figura 12 – Alternativas avaliadas para aplicação no SCEECE.	28
Figura 13 – Componentes da Tarifa de Fornecimento.	41
Figura 14 – Evolução histórica da tarifa dos consumidores em baixa tensão.	48
Figura 15 – Dilema do planejador na projeção de micro e mini geração.....	56
Figura 16 – Curva "S" representando a difusão de uma tecnologia genérica.	57
Figura 17 – Curvas 'S' para diferentes tecnologias.	58
Figura 18 – Fluxo de caixa genérico para um projeto de micro e mini geração.	64
Figura 19 – Função de distribuição acumulada $F(t)$ para micro e mini gera o local e remota.	67
Figura 20 – Curvas “S” - Manutenção da alternativa 0 até 2035.....	68
Figura 21 – Capacidade instalada total projetada pela ANEEL sem evolução de tarifas.	69
Figura 22 – Capacidade instalada total projetada pelo modelo proposto com evolução de tarifas.....	69
Figura 23 - Manutenção da alternativa 0 vs. Cenário proposto pela ANEEL.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Unidades Consumidoras com Geração Distribuída.....	25
Tabela 2 – Distribuidoras consideradas no estudo.....	48
Tabela 3 – Parâmetros p e q utilizados no estudo.	60
Tabela 4 – Custo total dos sistemas local e remoto.	64
Tabela 5 – Proposta ANEEL vs. Projeções do modelo proposto.	68

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	Custo de Investimento Inicial Capital Expenditure
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
IEA	International Energy Agency
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadoria e Serviços
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Custo Operacional Operational Expenditure
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas

PIS	Programas de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
RECs	Certificados de Energia Renovável Renewable Energy Certificate
RPS	Portfólio Renovável Padrão Renewable Portfolio Standard
SCEEC	Sistema de Compensação de Energia Elétrica Correspondente
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UCs	Unidades Consumidoras

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	11
1.1	MOTIVAÇÃO	14
1.2	OBJETIVO.....	14
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2	MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	16
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL	17
2.2	EXPANSÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	20
2.3	HISTÓRICO DO PROCESSO DE REVISÃO REN N° 482/2012.....	28
2.4	MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	30
2.4.1	Período de transição.....	31
2.4.2	Tarifa mínima.....	33
2.4.3	Mudanças adicionais	34
3	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	35
3.1	IMPACTOS DA DIFUSÃO FOTOVOLTAICA	35
3.1.1	Custos evitados de geração.....	35
3.1.2	Postergação de investimento em novas usinas.....	37
3.1.3	Postergação de investimentos em transmissão e distribuição	38
3.1.4	Impactos ambientais da difusão da geração fotovoltaica distribuída	
	39	
3.2	TARIFA DE FORNECIMENTO.....	40
3.2.1	Tarifa de energia.....	42
3.2.2	Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).....	43
3.2.3	Impostos e bandeiras tarifárias	45
3.3	ESTRUTURA TARIFÁRIA	46
3.3.1	Tarifas de aplicação	46
3.3.2	Tarifas de referência	47
3.4	ESTIMATIVA DOS EFEITOS DA MICRO E MINI GERAÇÃO NAS TARIFAS	
	47	
3.4.1	Redução no mercado das distribuidoras.....	48
3.4.2	Avaliação dos impactos da micro e mini geração nas tarifas.....	50

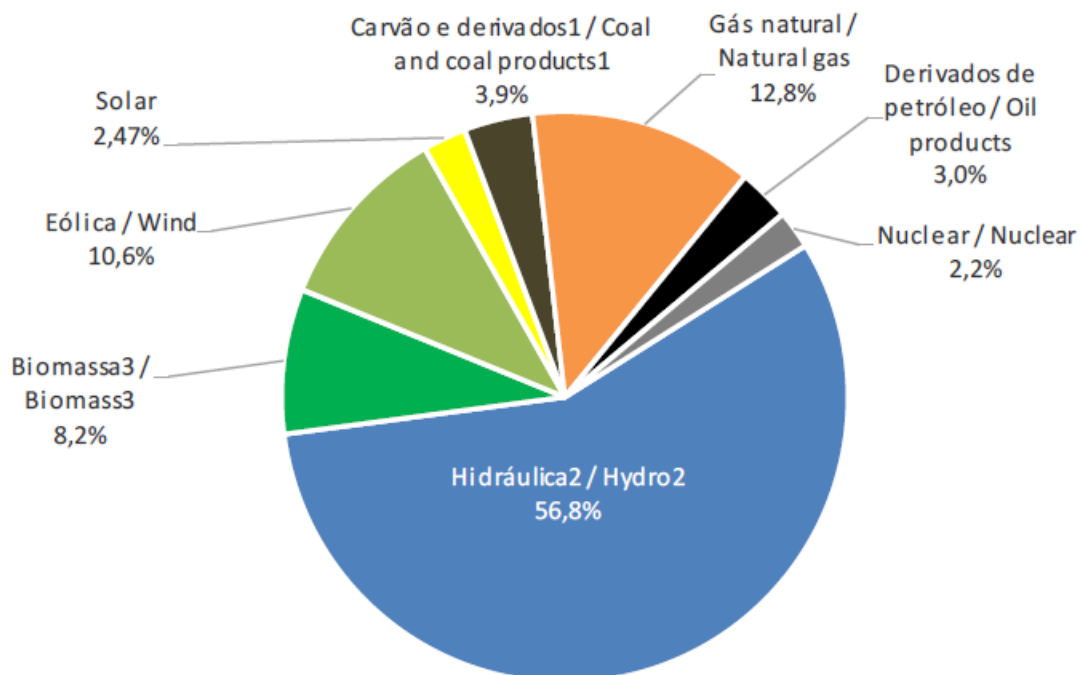
4	METODOLOGIA DE CURVA DE DIFUSÃO	56
4.1	MODELO DE DIFUSÃO	56
4.1.1	Fundamentos teóricos	56
4.1.2	Difusão no mercado	59
4.2	MODELO DE MERCADO POTENCIAL DE REFERÊNCIA	60
4.2.1	Fonte considerada	60
4.2.2	Segmentação dos consumidores	61
4.2.3	Resolução espacial	61
4.2.4	Resolução temporal	61
4.2.5	Estimativa do mercado potencial	61
4.2.6	Crescimento do mercado potencial	62
4.2.7	Mercado potencial final	62
4.3	CÁLCULO DO <i>PAYBACK</i>	63
4.3.1	Investimentos e despesas com O&M	64
4.3.2	Receitas do projeto	64
4.3.3	Energia gerada anualmente	66
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	67
5.1	FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA - $F(T)$	67
5.2	VALIDAÇÃO DO MODELO	67
5.3	CENÁRIOS AVALIADOS	68
6	CONCLUSÕES	71
	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	72

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o setor elétrico no Brasil vem passando por profundas mudanças tecnológicas e regulatórias, especialmente pela a expressiva disseminação da geração distribuída (GD), devido a uma política energética com foco na diversificação da matriz energética através de fontes limpas e renováveis.

O Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente renovável, com foco na geração por fonte hídrica, que responde por 56,8% do abastecimento conforme a Figura 1. As fontes de energia renováveis responderam por 78,7% da oferta interna de energia elétrica do Brasil no ano base de 2021, que é a soma da produção nacional mais as importações (EPE, 2022).

Figura 1 – Oferta interna de energia por fonte no Brasil no ano base 2021.



Notas / Notes:

1. Inclui gás de coqueria / Includes coke oven gas

2. Inclui importação de eletricidade / Includes electricity imports

3. Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações / Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) (2022).

Em abril de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa – REN nº482 que estabeleceu a primeira regulamentação das condições gerais para o acesso dos sistemas de micro e mini geração distribuída (MMGD) à rede das empresas distribuidoras de energia, criando no Brasil o Sistema

de Compensação de Energia Elétrica Correspondente (SCEEC) ou, como é amplamente conhecido, sistema de medição líquida ou “*Net Metering*”.

Posteriormente, em novembro 2015 a ANEEL aprovou a publicação da Resolução Normativa – REN n°687 pela qual alterou as regras vigentes da REN n°482/2012, de modo a impulsionar a ampliação da utilização da MMGD no longo prazo, especialmente a energia solar fotovoltaica, através da ampliação dos limites de potência das centrais geradoras, a criação de novas modalidades para participação no sistema de compensação de energia e a extensão do prazo de 36 meses para 60 meses para a utilização dos créditos acumulados (AMARAL et al., 2016).

Antes da REN n°482/2012 e REN n°687/2015, os consumidores brasileiros recebiam sua eletricidade de uma única concessionária, a qual detinha exclusividade no fornecimento de energia em sua região de concessão. Entretanto, após a publicação destas resoluções normativas pela ANEEL este paradigma mudou, permitindo que os consumidores tenham mais liberdade de escolha e, portanto, passem a poder optar por gerar sua própria energia e tendo um papel ativo na operação da rede, dando origem ao termo “prosumidor”, ou seja, aquele consumidor que também é produtor e, portanto, tem participação ativa na dinâmica do sistema.

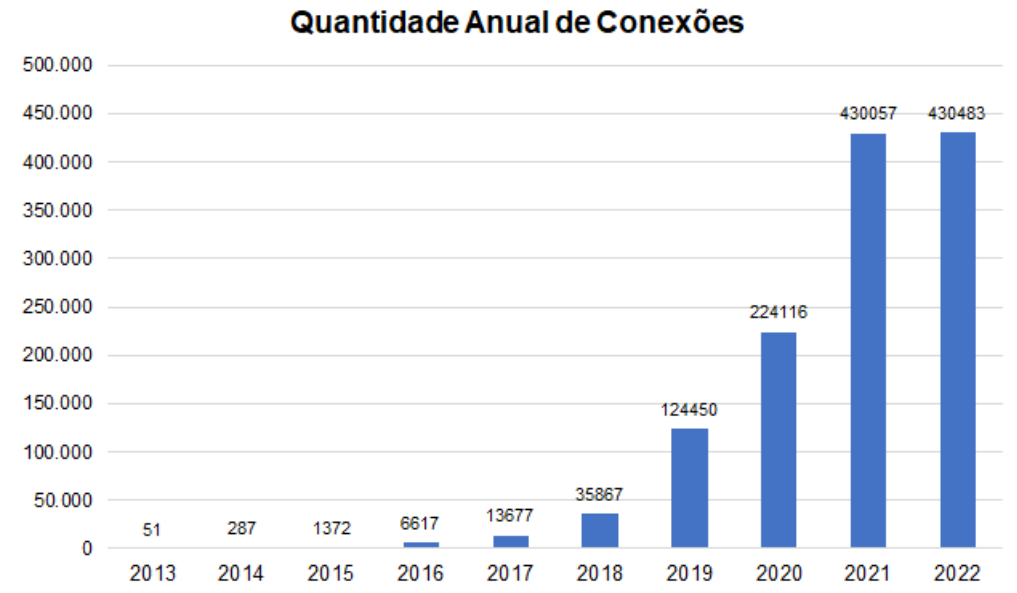
O conceito de prosumidor está diretamente relacionado à GD, que se caracteriza pela instalação de geradores de pequeno porte, a partir de fontes renováveis ou mesmo à combustíveis fósseis, próximos aos centros de consumo de energia elétrica.

A instalação de sistemas de GD próximos às cargas acarreta em benefícios ao sistema elétrico, como a modernização das redes de distribuição (Redução de perdas técnicas), a descentralização da geração, ao aumento segurança operacional do sistema devido a redução da utilização da água nos reservatórios das usinas hidrelétricas para geração de energia e da diminuição e/ou postergação dos investimentos com a construção de grandes usinas e linhas de transmissão em locais cada vez mais distantes dos grandes centros consumidores do país, do que, da necessidade de incrementar a participação das fontes renováveis na matriz energética nacional ou de uma necessidade urgente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa na geração de energia (ANEEL, 2016 e EPE, 2022).

Apesar dos benefícios proporcionados pela GD, a sua expansão acelerada (Figura 2) trouxe diversas preocupações e desafios para o setor elétrico, sendo o maior deles o equilíbrio tarifário estabelecido devido a redução das receitas para as

distribuidoras de energia além do aumento da incerteza sobre os investimentos na expansão da oferta de energia, que passam a depender cada vez mais da iniciativa dos consumidores (EPE, 2020).

Figura 2 – Quantidade anual de novas conexões de GD no Brasil.



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2022).

Atualmente, a GD no Brasil possui mais de um milhão e duzentas mil de unidades consumidoras participantes do SCEE, totalizando mais de 13,4 GW de potência instalada (ANEEL, 2022b).

Nesse contexto, iniciou-se uma série de discussões sobre a revisão da REN nº482/2012 no ano de 2018, especialmente o modelo de compensação integral do SCEE, através da realização de estudos, consultas e audiências públicas. Houve diversas contribuições e propostas, mas a falta de um acordo levou o processo de revisão a ser interrompido. Em 2021, o Poder Legislativo foi atribuído como responsável para estabelecer novas regras para o setor (BRASIL, 2021).

Em janeiro de 2022 foi publicada a Lei nº 14.300 que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, trazendo inovações importantes para o desenvolvimento do setor, entretanto, fez com que o modelo de compensação se torne mais complexo e menos vantajoso para os prossumidores a partir de 2023.

1.1 MOTIVAÇÃO

Entre os anos de 2018 e 2019, ocorreu o debate sobre a alteração da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 no âmbito da ANEEL, sendo debatida em diversas ocasiões através de consultas públicas que envolveram diversos segmentos da sociedade, culminando em 2019 no projeto de Lei nº 5.829/2019.

O projeto de lei visa a transição gradual à medida que a inserção da GD no Brasil aumenta, de modo que os geradores paguem diretamente pelo uso da rede de distribuição em função da energia transportada e não pelos custos da geração. Portanto, torna o pagamento mais justo, pois limita o custo do gerador.

Em agosto de 2021 o projeto de lei foi aprovado pela Câmara dos Deputados e sancionado pelo Presidente em janeiro de 2022, na forma da lei nº 14.300/2022 que cria o marco legal da GD no Brasil, trazendo maior segurança jurídica para o setor.

Entretanto a lei estabeleceu as regras para a GD até o ano de 2028. Após o ano 2029, deverá incidir uma nova metodologia de valoração dos custos e benefícios da GD nas componentes tarifárias, sendo que tal valoração ainda será calculada pela ANEEL após meados de 2023 com base nas diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A inexistência de estimativas para o cálculo de valoração dos custos e benefícios da GD, faz-se necessários estudos que tentem valorar tais custos e benefícios para que a sociedade possa participar ativamente deste processo, baseando-se nas informações destes estudos, podendo discutir a sustentabilidade futura da MMGD no Brasil com base nos resultados dos impactos para as distribuidoras de energia e na atratividade da GD para os prossumidores no Brasil.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho será criar uma metodologia para a valoração dos custos e benefícios da GD nas componentes tarifárias procurando analisar o impacto econômico da nova normativa na tarifa de energia e verificar uma possível diminuição do retorno do investimento no longo prazo quando comparado com a regra do último ano do período de transição em 2030, além de avaliar as possíveis perdas de receita para as distribuidoras em virtude da inserção de GDFV no contexto brasileiro, para o horizonte 2040, e também quais as repercussões tarifárias para os demais

consumidores. Para tanto, será feita uma projeção da expansão da GDFV no Brasil, considerando metodologia aplicada em trabalhos nacionais e internacionais.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 apresenta uma exposição sobre o atual momento da GD no Brasil, apresentando a evolução do modelo regulatório até a promulgação do marco legal da geração distribuída.

O Capítulo 3 traz a definição do problema, a partir de um panorama da tarifação de energia no país, com ênfase nos impactos da difusão da geração distribuída.

Já o capítulo 4 é apresentada a metodologia da curva de difusão, cujo objetivo realizar projeções para disseminação de novas tecnologias em uma sociedade composta por indivíduos com diferentes características. De posse de tais projeções, possível dimensionar a capacidade instalada de micro e mini geração distribuída, a redução do mercado das distribuidoras e o conseqüente aumento das tarifas.

No capítulo 5 é apresentado os principais resultados considerando-se que o aumento da capacidade instalada de gera o distribuída no setor resulta em redução de mercado das distribuidoras e conseqüente aumento tarifário.

Por fim, as conclusões são apresentadas no capítulo 6.

2 MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Considera-se geração distribuída (GD) toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétrico com capacidade instalada superior a 3 MW; termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75% (ANEEL, 2015). Segundo o Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída (ANEEL, 2016) a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética. Por outro lado, existem algumas desvantagens na geração distribuída como uma maior complexidade do sistema elétrico, conflitos entre as grandes empresas geradoras e os pequenos produtores em relação a tributos e cobranças além de uma necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes.

A geração distribuída é dividida em duas modalidades: microgeração e minigeração distribuída ambas utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A REN nº 482/2012 normatiza que diferença entre as modalidades é que a microgeração distribuída se refere a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 megawatt (MW). O sistema de geração distribuída vem sendo foco de estudos devido às vantagens que oferece. Algumas delas são: a possibilidade de redução de custos do setor elétrico; a redução das perdas de transmissão e distribuição; possibilidade de utilização em áreas onde a distribuição central é restrita; possibilidade de menores custos em relação à compra de energia de concessionárias; aumento do mix de geração de energia no país; promoção do desenvolvimento local e minimização de impactos ambientais (RODRÍGUEZ, 2002).

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A primeira legislação da GD foi descrita pela primeira vez pelo decreto de Lei nº 5.163/2004 que regulamenta - considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador. A partir daí algumas resoluções abordaram aspectos da geração distribuída em seu conteúdo e, então houve a necessidade da criação de uma resolução normativa que estabelecesse condições para o acesso a geração distribuída, foi então que em 2012 foi aprovada a REN nº 482/2012.

Esta resolução padronizou as definições da GD para que assim fique mais claro a sua função e características. Um dos principais pontos da norma foi definir o que são sistemas de microgeração e minigeração: I- microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

O documento também normatiza o sistema de compensação de energia elétrica no qual é definido parâmetros para injeção e consumo de potência ativa na rede elétrica e, através de cálculos estabelece um sistema de créditos para compensação.

A REN nº 482/2012 foi um grande avanço no mercado de GD brasileiro, entretanto algumas correções precisavam ser feitas e foi então que em 24 de novembro de 2015 o governo federal sancionou a REN nº 687/2015 que “Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.” (ANEEL, 2015). As principais alterações na norma foram a alteração de alguns prazos e classes estabelecidos anteriormente e a inclusão de algumas modalidades de geração. Na nova norma o prazo para utilização dos créditos adquiridos pelo consumidor passou de 36 meses para 60 meses, uma melhora significativa dado que muitas das vezes o tempo era muito curto

para que o consumidor utilizasse todos os créditos gerados. Outro prazo alterado foi o tempo para que as distribuidoras analisem e aprovem a solicitação de acesso a conexão do sistema, esse prazo passou de 82 dias para 34 dias, grande incentivo para os consumidores, pois muitas vezes o tempo de análise das distribuidoras eram um empecilho para a instalação de um projeto. Um ponto que merece ser destacado na nova norma são os novos valores de potência para micro e minigeração distribuída: I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Além dessas mudanças que mostram significativa evolução na GD destaca-se três novas modalidades de geração:

- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

Exemplo: Moradores de prédios residenciais ou comerciais (empreendimentos verticais com múltiplas unidades consumidoras) instalam um sistema gerador no telhado da cobertura e possuem o estacionamento gerando energia para os apartamentos ou salas comerciais e área comum).

- Autoconsumo remoto.

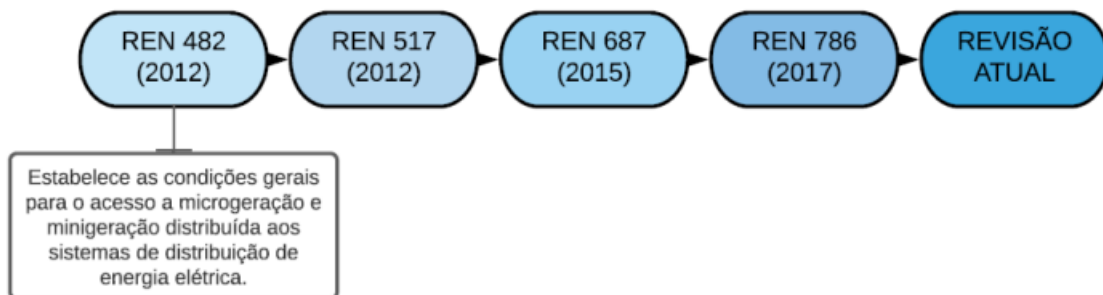
Exemplo: instalação de um sistema fotovoltaico em uma residência com capacidade de gerar excedente – que irá compensar em outro imóvel no seu nome, como um sítio ou casa na praia.

- Geração compartilhada.

Exemplo: Moradores de um prédio residencial, comercial ou grupo de lojistas, os quais não tem área disponível no local de consumo para instalar um sistema fotovoltaico, se unem para instalá-lo em um terreno em local distinto (como um sítio na zona rural, por exemplo) e a energia gerada será compensada nas devidas unidades consumidoras dos participantes.

Em 17 de outubro de 2017 uma pequena alteração foi feita novamente na REN nº 482/2012 no que diz respeito à minigeração distribuída. Foi aprovada a REN nº 786/2017 que altera a minigeração distribuída de central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3MW para 75 kW e menor ou igual a 5MW (ANEEL, 2017). A Figura 3 ilustra o histórico de alterações na REN nº 482/2012 desde sua aprovação até o presente momento.

Figura 3 – Revisões da REN nº 482/2012.



Fonte: elaboração própria.

As revisões da REN nº 482/2012 se deram na seguinte cronologia:

- REN nº 482/2012

Primeira norma responsável por regulamentar o acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição
- REN nº 517/2012

Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.
- REN nº 687/2015
 - i. Novos limites para microgeração e minigeração;
 - ii. Prazo de resposta da distribuidora;
 - iii. Padronização da solicitação de acesso;
 - iv. Ampliação da validade dos créditos;
 - v. Detalhamento da fatura;
 - vi. Novas modalidades de geração distribuída.
- REN nº 786/2017

Altera a potência instalada de centrais geradoras de fontes renováveis e veda o enquadramento como microgeração ou como minigeração distribuída das centrais geradoras para alguns casos.

- REVISÃO ATUAL

Em resumo a Resolução normativa vigente é a REN nº 482/2012 criada em 17 abril de 2012. Em 11 de dezembro do mesmo ano a REN nº 517/2012 altera a Resolução Normativa nº 482 e o Módulo 3 do PRODIST. Em 2015 uma nova resolução a REN nº 687/2015 altera vários pontos da REN nº 482/2012 e por último em 2017 a REN nº 786 modifica a resolução vigente.

2.2 EXPANSÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Apesar de recebida com grande expectativa pelo mercado, a REN nº 482/2012 não foi capaz de atrair um grande número de adesões nos seus primeiros anos de vigência. Ao final de 2013, o país contava com apenas 74 conexões, somando menos de 2 MW de capacidade instalada (ANEEL, 2022b). O ano de 2014 terminou com 367 unidades consumidoras com MMGD. O pequeno crescimento do período não se deve apenas a problemas na regulação, mas também à falta de viabilidade econômica da instalação dos sistemas fotovoltaicos – que, à época, apresentava paybacks da ordem de 8 a 10 anos –, em parte resultado da redução nas tarifas, na média em 20%, promovida pelo Governo Federal em 2013.

No início de 2015, o país foi atingido por uma severa crise hídrica, que exigiu o acionamento da totalidade do parque termoeletrico por diversos meses, tornando o custo da energia consideravelmente mais elevado. Aliado a isso, a crise fiscal afetou a capacidade do Tesouro Nacional em manter os aportes bilionários feitos nos anos de 2013 e 2014 para financiar subsídios e políticas públicas contidas nas tarifas.

Esses fatores e o início da vigência do sistema de bandeiras tarifárias elevaram as tarifas dos consumidores de todo o país em quase 50%, na média. Apesar de causar um impacto negativo na economia do país, o aumento nas tarifas acabou por impulsionar a inserção da MMGD no Brasil, ao contribuir para que se alcançasse a paridade tarifária em praticamente todas as distribuidoras do país. Ao final de 2015, o número de conexões chegou a 1836 unidades consumidoras, com 17 MW de capacidade instalada – um número ainda pouco significativo.

O ano de 2016 não foi marcado pelos mesmos eventos do ano anterior. A melhora no regime hidrológico permitiu a recuperação do nível dos reservatórios das hidrelétricas e, conseqüentemente, o desligamento das termelétricas com custo de operação mais elevado. Esse cenário resultou em menores reajustes tarifários para

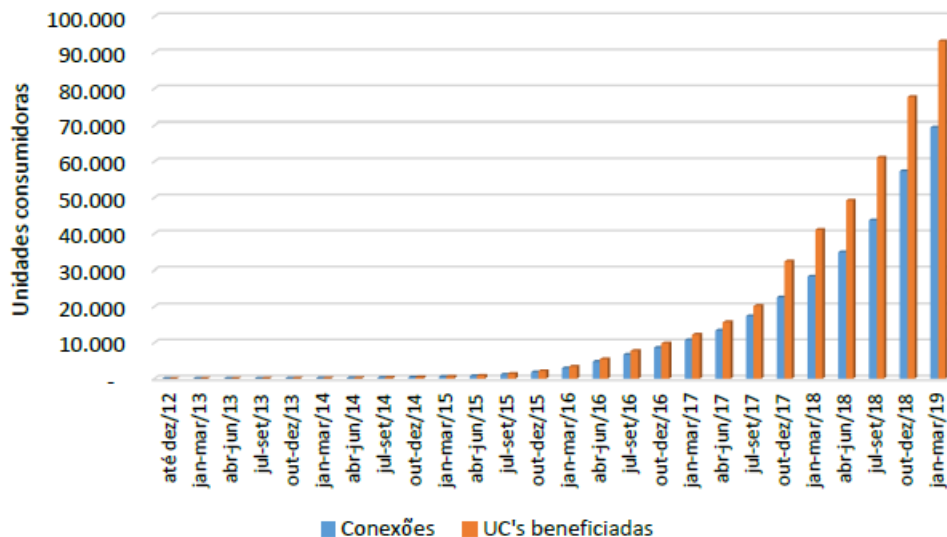
as distribuidoras que, em alguns casos específicos, chegou a ser negativo. Apesar disso, a expansão das conexões dos sistemas fotovoltaicos não deixou de acontecer. Ao final do ano, o número de conexões atingiu 8551 unidades consumidoras, com 86 MW de capacidade instalada, sendo 8455 sistemas em sistemas fotovoltaicos.

A curva de crescimento ganhou força em 2017, com o país ainda deixando o cenário de crise econômica e política. No final do ano eram mais de 22 mil unidades consumidoras com MMGD, beneficiando 32 mil consumidores, somando 267 MW de capacidade instalada, sendo 99,2% dos sistemas provenientes da fonte solar fotovoltaica, consolidando sua importância para o segmento de GD no Brasil.

A expansão no número de sistemas manteve o crescimento exponencial em 2018, ultrapassando a marca de 57 mil sistemas instalados, com quase 78 mil unidades beneficiadas. A potência instalada atingiu 684 MW, com acréscimo de mais de 400 MW de capacidade no ano. A fonte solar representou 99,5% dos sistemas e 84% da potência total instalada.

A evolução do número de sistemas conectados à rede e de unidades consumidoras beneficiadas pela MMGD é apresentada no gráfico da Figura 4.

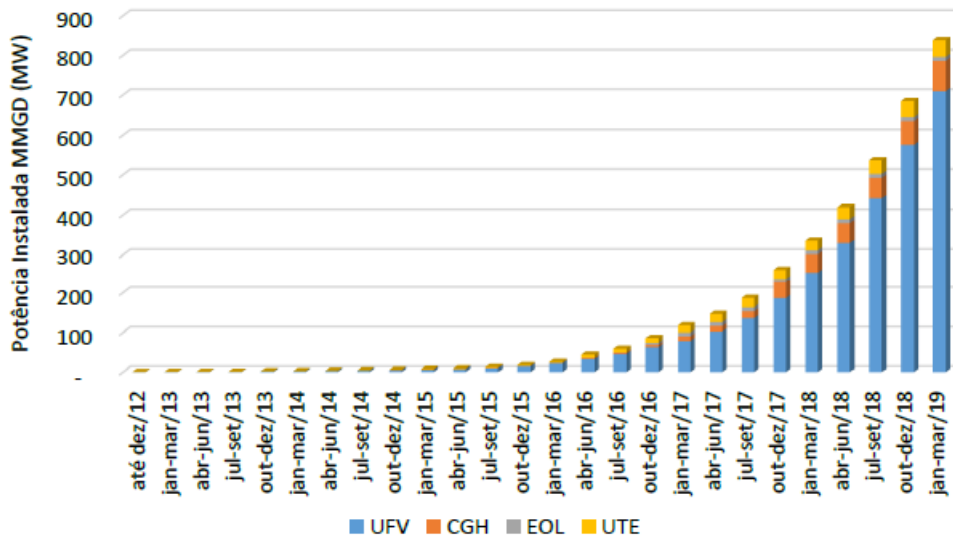
Figura 4 – Número de Conexões MMGD e UC's beneficiadas.



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2022).

A evolução da potência instalada em MMGD, discriminada por fonte de geração, é apresentada no gráfico da Figura 5.

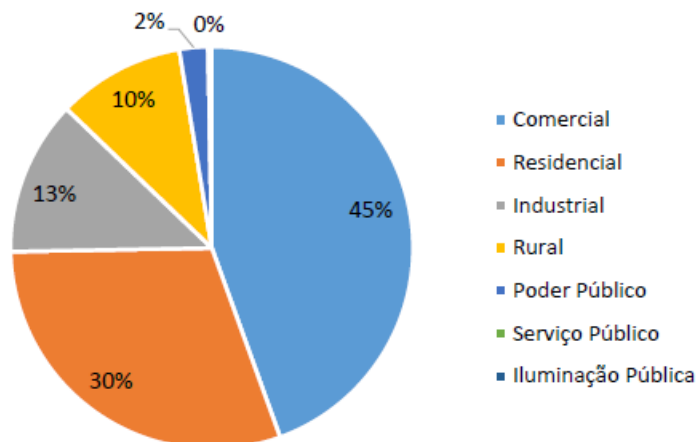
Figura 5 – Potência instalada MMGD - por fonte (MW).



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2022).

A divisão da potência instalada de MMGD entre as classes de consumo é apresentada no gráfico da Figura 6. Observa-se que apesar da classe residencial representar 74% do número total de conexões, agrega apenas 30% da capacidade instalada, ao passo que a classe comercial com apenas 17% do total de sistemas, soma quase 45% da potência total. Isso ocorre em função da potência média dos sistemas de geração. Enquanto para a classe residencial a média é de 5,0 kW por conexão, para a classe comercial a média é de 30,8 kW. Considerando apenas sistemas FV, a potência média instalada para a classe residencial também é de 5,0 kW, enquanto para a comercial é de 25,2 kW e para a industrial de 38,3 kW.

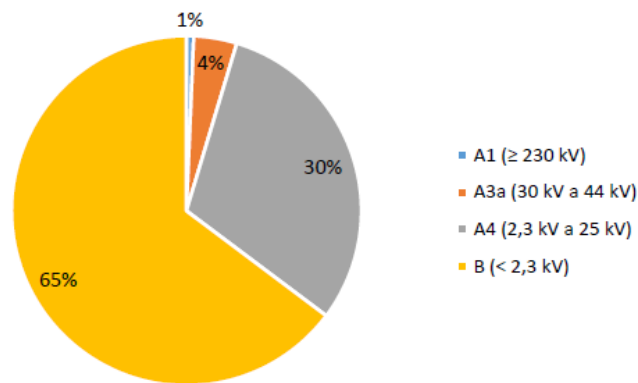
Figura 6 – Potência instalada MMGD - por classe de consumo (%).



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b).

Outro parâmetro relevante é a tensão de conexão do sistema GD à rede de distribuição. O gráfico da Figura 7 apresenta a divisão da potência instalada de acordo com o subgrupo tarifário e tensão de conexão. A dinâmica neste caso é semelhante ao anterior. Apesar do total de sistemas conectados à baixa tensão (Grupo B) representar 97% do total, 35% da potência é injetada na média tensão (Grupo A, acima de 2,3 kV). Novamente isso se dá em função do porte dos sistemas conectados em cada nível de tensão da rede. Enquanto os sistemas conectados na baixa tensão têm potência média de 8 kW, aqueles conectados à média tensão tem potência média de 163 kW.

Figura 7 – Potência instalada MMGD - por tensão de conexão (%).



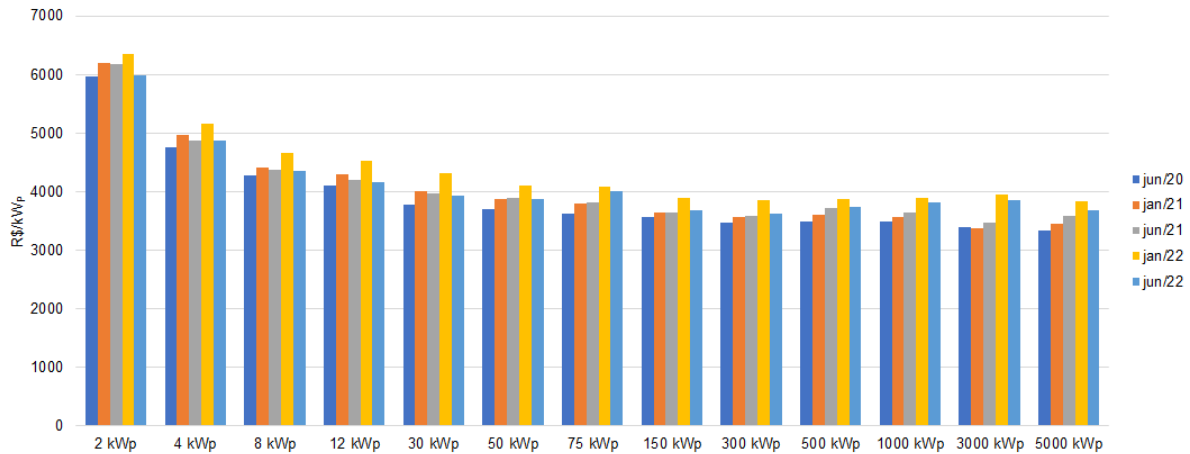
Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2022).

O grande crescimento no número de conexões e na capacidade instalada MMGD a partir de 2016 pode ser explicado basicamente por dois fatores. O primeiro é a contínua queda no preço dos sistemas fotovoltaicos. Segundo dados de pesquisa do Instituto Ideal (IDEAL, 2017), de 2013 a 2015, os preços dos sistemas para o cliente final variaram muito pouco – com redução de apenas 5%. A partir de 2016 os preços começaram a cair de forma mais acentuada, refletindo o ganho de escala dos sistemas FV no mundo e a valorização do real frente ao dólar – variável importante, dado que parte dos módulos e todas as células fotovoltaicas utilizadas no Brasil são importadas.

Segundo estudo de mercado da Greener (GREENER, 2022), de junho de 2016 a janeiro de 2019, a variação média nos preços dos sistemas para o cliente final foi de -40,5%, saindo de um preço médio de R\$ 7.025/kWp para R\$ 4.181/kWp. O gráfico da Figura 8 apresenta a variação nos preços para o cliente final, para cada faixa de potência instalada do sistema FV. Nota-se que mesmo para sistemas

menores, de até 8 kWp, mais comuns para a classe residencial, os preços já atingiram patamares bastante competitivos, em torno de R\$ 5.000/kWp.

Figura 8 – Preço dos sistemas FV para o consumidor final (R\$/kWp).



Fonte: elaboração própria com base em dados de GREENER (2022).

O segundo fator que influenciou a expansão da GD a partir de 2016 foi a promulgação da REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015b), que passou a valer em 1º de março de 2016 e trouxe diversas alterações sobre a REN nº 482/2012 como, por exemplo:

- i. alterou os limites da micro e da minigeração de 100 kW e 1 MW para, respectivamente, 75 kW e 3 MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes;
- ii. criou a “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados;
- iii. abriu a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras), nos quais a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores;
- iv. ampliou o prazo de validade dos créditos de geração de 36 para 60 meses e criou o “autoconsumo remoto”, no qual o crédito gerado por determinada unidade pode ser consumido por outras unidades da mesma titularidade, desde que dentro da mesma área de concessão; e
- v. reduziu o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW de 82 para 34 dias.

A atualização da REN nº 482/2012 permitiu que a evolução na potência instalada não se concentrasse apenas na fonte solar fotovoltaica, mas também em outras fontes, como hídrica (CGH) e térmica (UTE).

A modernização nas regras também impulsionou a criação de novos modelos de negócio, com a possibilidade de consumo da energia gerada em um ponto diferente da carga – modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada. Isso permitiu a entrada de grandes empresas nesse mercado, com a formação de “fazendas solares”.

A Tabela 1 apresenta as unidades consumidoras com geração distribuída, segundo a modalidade de consumo. Destaca-se a participação do autoconsumo remoto, em termos do número de unidades beneficiadas pelos créditos (34,66% do total) e da potência instalada (21,42% do total), apesar de representar apenas 16,04% dos sistemas conectados à rede. Nota-se pelo gráfico da Figura 4, acima, que o descolamento entre o número de conexões e o de UC's que recebem os créditos ocorreu a partir de 2016, e de forma mais acentuada no último trimestre de 2017. Tal movimento é exemplo claro de como aprimoramentos regulatórios são capazes de alterar a dinâmica do mercado.

Tabela 1 – Unidades Consumidoras com Geração Distribuída.

Modalidade	Conexões		UCs que recebem créditos		Potência Instalada	
	Qtde.	%Total	Qtde.	%Total	kW	%Total
Geração na própria UC	1.060.893	83,72%	1.060.893	64,63%	10.475.975,34	77,73%
Autoconsumo remoto	203.263	16,04%	568.833	34,66%	2.887.087,63	21,42%
Geração compartilhada	2.787	0,22%	10.584	0,64%	107.786,54	0,80%
Múltiplas UCs	244	0,02%	1.106	0,07%	6.236,59	0,05%

Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2022).

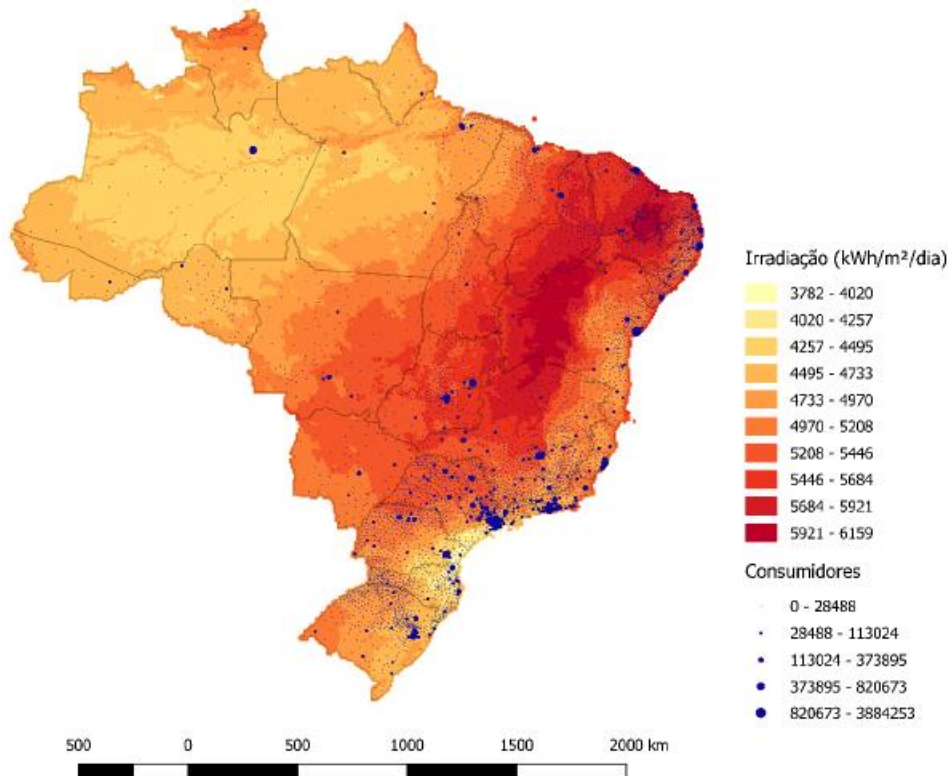
Observa-se também a participação bastante limitada das modalidades “geração compartilhada” e “múltiplas UCs”, o que pode ser explicado pela burocracia das regras, como, por exemplo, a necessidade de se formar uma cooperativa específica para recebimento dos créditos. Um ponto que não tem recebido o devido tratamento da ANEEL nas discussões para revisão da REN nº 482/2012.

Outro limitante para a expansão dessas modalidades é o tratamento tributário diferenciado, dado que isenções de impostos federais e estaduais que alcançam as modalidades de consumo na própria unidade e autoconsumo remoto não se aplicam

à geração compartilhada e aos condomínios. Situação semelhante ocorre com os sistemas acima de 1MW, que não foram alcançados pelos benefícios fiscais do convênio do CONFAZ ICMS 16/2015, que regulamentou a cobrança de ICMS apenas sobre a medição líquida e foi também fundamental para a expansão da MMDG no país.

O mapa da Figura 9 apresenta a irradiação solar média anual e a quantidade de consumidores por município do Brasil. Destaca-se como os grandes centros de carga não estão, necessariamente, próximos aos melhores índices de irradiação. Isso pode potencializar o fenômeno descrito acima, de implantação de sistemas distantes, para aproveitamento de melhores taxas de irradiação.

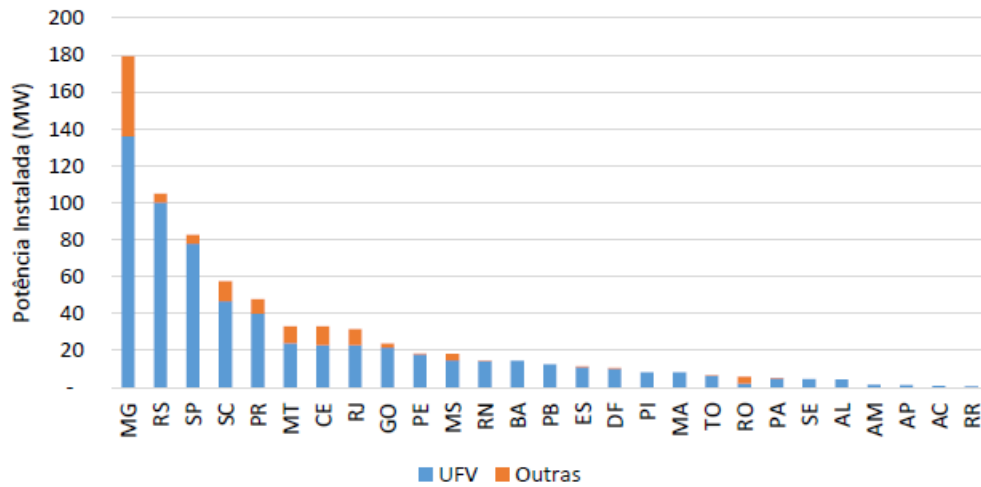
Figura 9 – Irradiação solar média e número de consumidores por município do país.



Fonte: elaboração própria a partir de dados do Labren (2018).

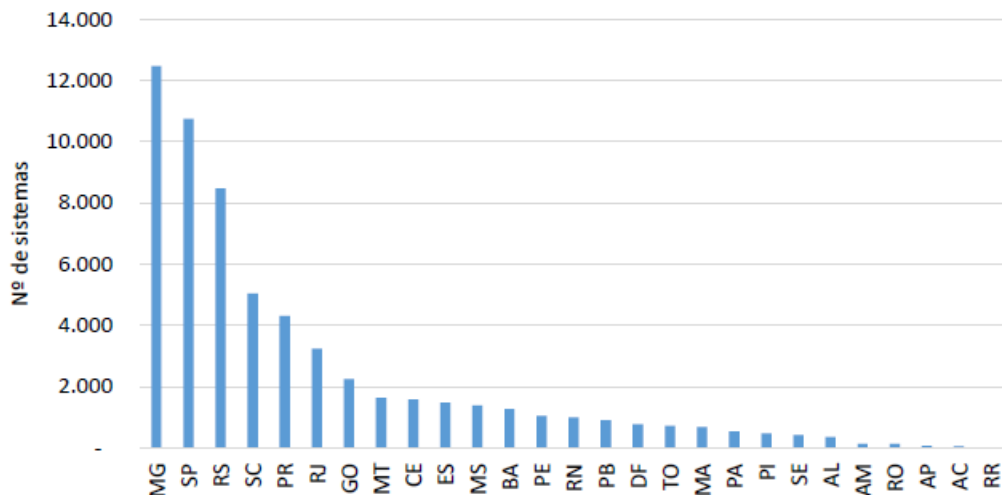
Em termos estaduais, 60% do total de conexões e 57% da potência instalada encontram-se em apenas quatro estados da Federação: Minas Gerais (20% das conexões e 24% da potência), São Paulo (18% das conexões e 11% da potência), Rio Grande do Sul (14% das conexões e 14% da potência) e Santa Catarina (8% das conexões e 8% da potência). Os gráficos das Figura 10 e da Figura 11 apresentam o número de conexões e a potência instalada de MMDG, por Unidade da Federação.

Figura 10 – Potência instalada MMGD por UF (MW).



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2022).

Figura 11 – Número de conexões MMGD por UF.



Fonte: elaboração própria com base em dados da ANEEL (2022).

A predominância do Estado de Minas Gerais pode ser explicada por alguns aspectos: irradiação solar favorável, potencial hídrico (no caso de CGHs), tarifas elevadas de energia e alta carga tributária sobre a conta de luz – fatores que contribuem para um payback reduzido (como será visto adiante). O Estado de São Paulo apresenta tarifas de energia comparativamente menores que outros estados e irradiação solar mediana, como pode ser notado na Figura 9. Logo, a boa inserção de instalações de MMGD deve ser explicada pelo nível de renda da população e pelo grande número de empresas. Ainda merece destaque os estados da região Sul, que apesar da baixa irradiação solar e tarifas na média do país, estão entre os estados

com maior número de conexões e potência instalada. Novamente a boa inserção de GD deve ser explicada pelo desenvolvimento econômico da região.

2.3 HISTÓRICO DO PROCESSO DE REVISÃO REN N° 482/2012

Para tanto, em junho de 2018, a ANEEL disponibilizou a CP n° 10/2018 para iniciar o processo de revisão que seria finalizado até 31 de dezembro de 2019.

Como resultado da consulta temos a AIR (Análise de Impacto Regulatório) no 04/2018 a qual apresentou os possíveis cenários para a alteração do sistema de compensação. Foram geradas seis alternativas distintas para a aplicação da TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição) aos prossumidores, conforme Figura 12 (neste caso a compensação de tarifa seria dada aos componentes tarifários em amarelo):

Figura 12 – Alternativas avaliadas para aplicação no SCEEK.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2019).

Para cada alternativa, a agência calculou os impactos de sua adoção a partir de um desenvolvimento projetado e foram estimados os custos e benefícios da GD tanto para compensação local quanto para a remota, em separado. Em sua análise a agência considerou a redução de mercado e energia evitada, bem como a variação nas perdas nos sistemas de transmissão e distribuição, além da capacidade instalada e benefícios ambientais (como redução de emissão de gases estufa e geração de empregos).

A nota técnica (NT) no 062/2018 anexa à CP n° 10/2018 apresentou os percentuais médios de custo correspondentes a cada parcela da tarifa e,

consequentemente, a redução no desconto para cada cenário calculado. Começando com perda de 28% no desconto para a alternativa 1 e culminando em um desconto de apenas 38% na alternativa 5. A consequência direta da redução do desconto é o aumento do tempo de retorno do investimento feito no sistema de geração.

Após a publicação da AIR n° 04/2018 foram realizadas outras duas Audiências Públicas (AP) a AP n° 01/2019 e AP n° 40/2019. Nelas, a sociedade civil discutiu as conclusões do relatório e, em outubro de 2019, a ANEEL apresentou suas conclusões abrindo nova consulta pública (CP) para dar continuidade as discussões, a CP n° 25/2019.

De acordo com AIR no 03/2019 (anexa à NT n° 078/2019 que abre a CP n° 25), a alteração da tarifa se daria em momentos distintos de acordo com o perfil do prosumidor. Preserva até 2031 os direitos adquiridos dos prosumidores acessantes antes da nova resolução. Haveria certo período de transição para as novos prosumidores de geração local. Porém, a alternativa vitoriosa, a que todos seriam submetidos ao final, seria a alternativa 5, a qual seria empregada imediatamente para novos prosumidores remotos.

Como justificativa o regulador apresentou que grande parte dos chamados benefícios da GD podem ser contestados. Argumentou que redução de carregamento só ocorre em casos em que a energia é despachável (não é o caso da energia solar, principal fonte GD), e não há concomitância entre geração e consumo, podendo acarretar em risco de exposição da distribuidora no mercado de curto prazo. Também, que as perdas técnicas da distribuição podem sofrer aumentos devido a fluxos bidirecionais e as perdas não-técnicas e encargos são ônus do sistema e, por previsão legal, todos os usuários arcam em conjunto. Por fim, argumentou que outros benefícios como redução de impactos ambientais e geração de empregos devem ser mensurados pelo congresso, não sendo atribuição da agência. Concluiu que a solução encontrada ainda traz um payback positivo para o consumidor-investidor e mantém os incentivos para a manutenção do crescimento do mercado.

Contudo, há uma série de argumentos possíveis contrários à solução exposta na AIR n° 03/2019. Primeiro, existe segregação de encargos para consumidores livres e abre precedente para prosumidores. Segundo, a GD auxilia na diversificação da matriz energética e reduz a necessidade de despacho de grandes fontes geradoras com custo marginal elevado. Ainda, subestima os efeitos do crescimento natural da demanda que, possivelmente, é superior ao crescimento da GD mesmo em tempos

de recessão. Também, não considerou oscilações positivas para custos de conexão em sistemas remotos, subestimando o investimento inicial do prosumidor.

Ainda, é possível contestar que a redução de carregamento da rede, sempre resulta vantajoso para o sistema de distribuição uma vez que, dependendo da intensidade, a inversão de fluxo pode ser danosa ao controle de tensão. Enquanto outros benefícios são de fato palpáveis, como é o caso da redução da necessidade de investimento em geração remota. O Regulador deverá procurar o trade-off entre a perda de incentivo para GD e um aumento tarifário absurdo para o consumidor passivo. Com todos esses argumentos a favor e contrários à proposta da agência, o impasse sobre uma justiça tarifária para os prosumidores e consumidores comuns, bem como ressarcimento justo a concessionária, o Tribunal de Contas da União (TCU) acabou sendo acionado. Assim, em novembro de 2020, o TCU argumentou que a própria REN nº 482/2012 não deveria ter sido procedente da ANEEL pois trata-se de política pública e o regulador não tem competência para legislar neste campo.

Então, o congresso iniciou as discussões que culminaram no Projeto de Lei nº 5.829/2019 aprovado em dezembro de 2021 pela câmara e senado. Em 07 de janeiro de 2022 o presidente Jair Bolsonaro sancionou a Lei nº 14.300/2022 com dois vetos que ficou conhecida como Marco Legal da micro e minigeração de energia. Os vetos foram para o loteamento geração fotovoltaica em reservatório de hidrelétrica e o enquadramento de investimento em solar em alguns programas de financiamento. A ANEEL tem 180 dias para adequar a REN nº 482/2012, assim como as concessionárias têm 180 dias para se adequarem as novas regras.

2.4 MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.300, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. O texto utiliza como base a REN nº 687/2015, porém, insere novos termos, altera o limite de potência para minigeração, estabelece regras de transição para o SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (BRASIL, 2022).

Uma das novidades é a citação aos sistemas híbridos, ou seja, que utilizam mais de uma fonte de energia, e também aos que possuem algum sistema de armazenamento de energia, como baterias, e estão conectados à rede. Segundo o texto, as distribuidoras deverão atender às solicitações de acesso de unidades

consumidoras, independentemente da quantidade de fontes e existência de armazenamento de energia. Até então, essas possibilidades não estavam regulamentadas, e eram analisadas caso a caso. Adicionalmente, os sistemas fotovoltaicos com baterias passam a ser classificados como fonte despachável, desde que sejam capazes de armazenar pelo menos 20% da capacidade de geração da unidade e tenham potência instalada de até 3 MW. Essa classificação permite benefícios, que serão detalhados posteriormente neste trabalho (BRASIL, 2022).

A lei também determina que o excedente de energia elétrica não compensado por unidade participante do SCEE poderá ser vendido para a distribuidora à qual a central geradora está conectada, com o objetivo de melhoria da eficiência e da capacidade, postergação de investimentos em redes de distribuição, ou a redução do custo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), devido à redução da necessidade de acionamento de termelétricas nas redes isoladas do SIN. A ANEEL regulamentará posteriormente a contratação desse serviço, que será realizada por meio de chamada pública (BRASIL, 2022).

2.4.1 Período de transição

A fim de evitar que uma mudança abrupta prejudicasse a expansão da oferta de energia e o mercado de geração distribuída, a lei propõe um período de transição, com regras que variam de acordo com a data da solicitação de acesso, a modalidade e o porte da geração. Para unidades existentes ou que solicitarem acesso em até 12 meses da publicação da lei, a regra atual de compensação integral de todas as componentes tarifárias se mantém até 31 de dezembro de 2045 (BRASIL, 2022).

Para unidades que solicitarem acesso entre o 13º e o 18º mês após a publicação da lei, haverá incidência parcial da componente tarifária TUSD Fio B sobre toda a energia elétrica ativa consumida da rede, mesmo que seja compensada, nos seguintes percentuais (BRASIL, 2022):

- 15% a partir de 2023;
- 30% a partir de 2024;
- 45% a partir de 2025;
- 60% a partir de 2026;
- 75% a partir de 2027;

- 90% a partir de 2028.

Após o período de transição, nesse caso a partir de 2031, será aplicada uma nova regra tarifária a ser definida pela ANEEL nos próximos 18 meses. Para solicitações de acesso feitas após o 18º mês, a fase de transição se encerra em 2028, sendo aplicada a nova regra a partir de 2029 (BRASIL, 2022).

Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW que utilizam fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou geração compartilhada em que um único titular detenha 25% ou mais de participação haverá uma regra de transição diferente, sendo aplicado a partir de 2023 (BRASIL, 2022):

- 100% da componente tarifária TUSD Fio B;
- 40% da componente tarifária TUSD Fio A;
- 100% dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- Regra a ser determinada a partir de 2029.

Em caso de aumento da potência instalada de uma unidade já existente, somente a energia gerada pela parcela ampliada segue as regras vigentes no momento da nova instalação, enquanto a parcela em operação se mantém na regra original. Há também a possibilidade de troca de titularidade sem perda dos benefícios (BRASIL, 2022).

Durante o período de transição, a CDE custeará eventuais perdas decorrentes das componentes tarifárias não remuneradas pelos consumidores que tenham geração distribuída (BRASIL, 2022).

Após a transição, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas a regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL. Serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, de forma similar a alternativa 5 proposta anteriormente pela ANEEL. Porém, deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pela microgeração e minigeração distribuída (BRASIL, 2022).

A valoração dos custos e benefícios caberá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em um prazo de seis meses após a publicação da lei, por meio de consultas à sociedade, associações e entidades representativas, empresas e agentes do setor elétrico, considerando todos os efeitos, por área de concessão, para a

geração, perdas elétricas, transmissão, distribuição e meio ambiente. Em seguida, a ANEEL terá um prazo de 18 meses, também contado a partir da publicação da lei, para estabelecer os cálculos para o abatimento (BRASIL, 2022).

2.4.2 Tarifa mínima

Para consumidores do grupo A, no estabelecimento do custo de transporte, deverá ser aplicada a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída. Ou seja, as unidades geradoras na modalidade remota ou geração compartilhada, sem consumo local, passarão a pagar a TUSD aplicada às unidades geradoras (TUSDg), enquanto as demais modalidades continuam pagando a demanda contratada. Essa regra será aplicada também a unidades já existentes, após a revisão tarifária subsequente a aprovação da lei (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2021; BRASIL, 2022).

Já para os consumidores do grupo B, foi mantida a cobrança do custo de disponibilidade nos valores em kWh já estabelecidos, porém a forma de aplicação será alterada. Para unidades existentes ou que solicitarem acesso em até 12 meses da publicação da lei, a compensação da energia injetada ou do crédito de energia serão utilizados somente até o limite em que o valor faturado da unidade consumidora se iguale ao custo de disponibilidade estabelecido na regulamentação (BRASIL, 2022).

Ou seja, o valor correspondente ao custo de disponibilidade será subtraído do consumo antes do cálculo dos créditos, e dessa forma, deixará de ser cobrado em “duplicidade”, em kWh e R\$, como ocorre na regra atual. Como exemplo, um consumidor de uma instalação trifásica que gerou 300 kWh e consumiu 250 kWh é faturado no valor equivalente ao custo de disponibilidade, de 100 kWh, e acumula 50 kWh de crédito. Imediatamente após a aprovação da lei, nessas mesmas condições, o valor faturado se manterá equivalente a 100 kWh, porém serão acumulados 150 kWh de créditos.

Para unidades que solicitarem acesso depois de 12 meses da publicação da lei, e para todos os participantes do SCEE após o período de transição, aplica-se uma regra diferente. Será paga apenas a diferença entre o consumo da rede, desconsiderada a compensação, e o custo de disponibilidade. Dessa forma, se o consumo mensal for maior ou igual tal valor, não haverá cobrança (BRASIL, 2022).

Retomando o exemplo apresentado, não haveria cobrança do custo de disponibilidade, pois o valor consumido da rede é superior a 100 kWh, e seriam acumulados 50 kWh de crédito. Então, no faturamento dessa unidade, incide somente a parcial da componente tarifária TUSD Fio B sobre a energia consumida da rede e respectivos tributos. Na hipótese de consumo inferior ao custo de disponibilidade, de 80 kWh por exemplo, haveria uma cobrança adicional de 20 kWh, totalizando 100 kWh com incidência parcial da TUSD Fio B.

No caso de microgerador local com potência instalada de até 1,2 kW, haverá um desconto adicional de 50% em relação ao custo de disponibilidade aplicável aos demais consumidores (BRASIL, 2022).

2.4.3 Mudanças adicionais

Em relação a minigeração, o limite superior para classificação na modalidade será modificado. A nova regra mantém a faixa de potência instalada entre 75 kW e 5 MW somente para as fontes despacháveis, e passa a limitar a 3 MW para as fontes não despacháveis. Essa alteração entra em vigor 12 meses após a publicação da lei (BRASIL, 2022).

Os interessados em implantar projetos de minigeração individual nas modalidades de geração local ou remota e com potência instalada superior a 500 kW deverão apresentar garantia de fiel cumprimento na solicitação de acesso, a ser regulamentada pela ANEEL, correspondente a 2,5% ou 5% do valor do investimento, de acordo com o porte da central geradora (BRASIL, 2022).

Por fim, na publicação da lei foi instituído o PERS, destinado a instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da subclasse Residencial Baixa Renda. Esse programa tem o objetivo de reduzir o subsídio da Tarifa Social de Energia Elétrica dos participantes. Assim, o consumidor passará a ser faturado como os demais, e a energia excedente também poderá ser adquirida pela distribuidora (BRASIL, 2022).

As distribuidoras deverão estabelecer critérios para seleção dos beneficiados do programa, promover chamadas públicas para credenciamento de empresas e, posteriormente, para contratação dos serviços de instalação dos sistemas de geração (BRASIL, 2022).

3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Conforme apresentado na Introdução, parte do objetivo deste trabalho consiste em calcular e criar uma metodologia para a valoração dos custos e benefícios da GD nas componentes tarifárias. Para tanto, é necessário que primeiramente se compreenda quais são os ganhos e custos que a GD pode trazer ao setor elétrico e as principais técnicas de quantificação destes.

3.1 IMPACTOS DA DIFUSÃO FOTOVOLTAICA

Existem diversos impactos potenciais decorrentes da difusão da geração fotovoltaica distribuída. Alguns desses impactos são mais significativos e diretos, enquanto outros ocorrem de forma indireta e com menos intensidade. Por exemplo, o deslocamento da geração e a diversificação da matriz elétrica são claros e diretos. Já a postergação de investimentos em linhas de transmissão é um impacto indireto.

3.1.1 Custos evitados de geração

Do ponto de vista sistêmico, a geração fotovoltaica distribuída equivale a um abatimento de carga, pois a energia elétrica é consumida no próprio local onde é gerada. Ela evita e desloca a geração de uma fonte que seria despachada para atender a carga caso não houvesse essa geração. (Denholm et al., 2014).

A usina que deixará de gerar devido à difusão da geração fotovoltaica distribuída será a com maior custo variável que está sendo despachada, tendo em vista que a geração é definida pela ordem de mérito, como explicado anteriormente.

Denholm et al. (2014) identificam cinco formas de quantificar os custos evitados devido à geração deslocada pela fonte fotovoltaica, analisadas em seguida:

- i. Gerador evitado simples;
- ii. Gerador evitado ponderado;
- iii. Preços históricos de mercado;
- iv. Simulação simples do Setor Elétrico em uma planilha; e
- v. Simulação detalhada do Setor Elétrico em um modelo de despacho.

A primeira delas, denominada por gerador evitado simples, pressupõe que a usina marginal, cuja produção seria evitada no momento da geração fotovoltaica, é

sempre a mesma. No caso dos Estados Unidos, em geral, considera-se uma planta de gás natural em ciclo combinado. Assim, o cálculo é feito pelo produto entre o consumo específico da planta e o custo de combustível. A isso se somam outros custos variáveis, como os custos de operação e manutenção (O&M).

Um desdobramento do método gerador evitado simples é o método gerador evitado ponderado, com a ideia de que, nos períodos de pico de carga, a geração fotovoltaica desloca plantas menos eficientes, enquanto plantas mais eficientes são deslocadas no período fora de ponta. Essa suposição advém do pressuposto de que, para atender a demanda de ponta do sistema, um número maior de plantas é despachado e espera-se que as mais eficientes entrem no sistema antes das menos eficientes. Dessa forma, é feita a mesma conta do método gerador evitado simples, porém ponderada pela proporção da geração fotovoltaica nos horários de ponta e de fora de ponta.

Estes dois primeiros métodos têm a vantagem de serem mais simples e de requererem relativamente menos dados do que as outras metodologias examinadas em seguida.

O terceiro método, chamado de método de preços históricos, consiste em correlacionar a geração fotovoltaica prevista com os dados históricos de preços de curto prazo, ou seja, os custos marginais de operação do sistema ou região analisada. Com isso, pode-se verificar o valor monetário da produção deslocada pela geração fotovoltaica distribuída.

Deste modo, multiplica-se a geração fotovoltaica estimada para o período analisado pelo preço da energia no mesmo momento para se obter o valor total da geração evitada daquele período. Esse valor pode ser agregado para se calcular o valor anual total ou o valor médio por unidade de energia (por exemplo, R\$/MWh) de um certo período (Denholm et al., 2014).

A aplicação desta metodologia apresenta a vantagem de que não se necessita definir qual usina é a marginal a cada momento, pois isso já foi definido no instante do despacho com registro histórico dos preços. Porém, esta metodologia se baseia em preços passados, os quais não necessariamente refletem o futuro.

Quanto a simulação do sistema elétrico considerando as características de suas usinas. Denholm et al. (2014) destacam duas formas de se aplicar essa metodologia.

Uma delas é a simulação simplificada das usinas do Setor Elétrico em uma planilha, através da listagem de todas as usinas com seus respectivos custos variáveis de operação e capacidades instaladas. Enumera-se, também, a demanda horária. Para cada hora, é verificada qual é a usina marginal e o preço marginal do sistema é dado pelo custo variável de operação da última usina despachada.

Entretanto, a forma mais completa é a simulação detalhada do Setor Elétrico, a qual permite estimar de maneira mais precisa quais seriam os custos evitados, embora seja a metodologia de maior complexidade, tanto em termos de esforço computacional como em requisito de dados.

Uma última metodologia poderia ser aplicada no caso brasileiro, a partir de dados disponíveis publicamente. No país, para a realização de Leilões de Energia Nova, são feitas simulações no modelo Newave com uma configuração específica chamada de Caso de Garantia Física. Essas simulações produzem uma matriz de possíveis Custos Marginais de Operação (CMO) futuros. Esses valores de CMO são utilizados para estimar os custos de operação das usinas e as operações que os compradores dos leilões (no caso, as distribuidoras) poderão realizar no mercado de curto prazo, chamado de “K” (EPE, 2016). Ou seja, a matriz de CMO representa o comportamento esperado dos preços no futuro. Por definição de sua metodologia de cálculo, o valor médio do CMO ao longo do período é aproximadamente igual a um valor pré-determinado definido como Custo Marginal De Expansão.

3.1.2 Postergação de investimento em novas usinas

A geração fotovoltaica distribuída pode adiar o investimento em novas usinas para atendimento da demanda máxima do sistema e a métrica utilizada para quantificar esse benefício é o valor de capacidade (Denholm et al., 2014).

Para estimar a contribuição da geração fotovoltaica distribuída na capacidade do sistema de atender à demanda, existe uma métrica específica, chamada de crédito de capacidade²³. Através desta metodologia, é possível saber a colaboração de uma usina para suprir a capacidade do sistema. Em geral, o crédito de capacidade é informado em percentual da capacidade instalada, mas também pode ser dado em termos absolutos.

Assim, se a potência nominal de uma usina é 100 MW, dizer que seu crédito de capacidade é de 30% equivale a dizer que é de 30 MW (Madaeni et al., 2012).

Após definir o crédito de capacidade de uma usina, é possível quantificar esse benefício em termos monetários, o que é chamado de valor de capacidade ou pagamento de capacidade (capacity payment). Esse valor é determinado pelo que se requer para incentivar a instalação de uma unidade geradora capaz de atender aos requisitos de potência e pode ser dado pelo mercado de capacidade de uma região, se houver. Outra forma de estimá-lo é pelo custo de implantação de uma planta com características de atendimento à ponta, por exemplo uma usina a gás natural em ciclo simples e partida rápida.

3.1.3 Postergação de investimentos em transmissão e distribuição

De acordo com Denholm et al. (2014), em termos de benefícios para transmissão, a geração fotovoltaica distribuída pode influenciar tanto no alívio do congestionamento das linhas de transmissão, quanto na própria confiabilidade do sistema de transmissão.

Da mesma forma que os painéis evitam a necessidade de geração, eles também aliviam a necessidade de transmitir energia, pois a geração é próxima à carga, de modo que se reduz a necessidade de adição de capacidade de transmissão. Como a linha de transmissão é dimensionada para atender à demanda de pico, é necessário que haja coincidência entre a geração fotovoltaica distribuída e o consumo dentro da área atendida pela rede de transmissão considerada, para que eventuais benefícios sejam verificados.

Existem diversas abordagens utilizadas para se estimar o impacto da geração fotovoltaica distribuída sobre o valor da capacidade de transmissão. A primeira delas, denominada, em inglês, Congestion Cost Relief, seria analisar os efeitos dessa expansão sobre as diferenças de custos marginais de operação locais (em inglês, Locational Marginal Prices – LMP). Pode ser chamado também de benefício marginal da transmissão. Essas diferenças poderiam ser uma proxy do valor de se eliminar restrições na transmissão, podendo reduzir a carga em regiões onde estes preços estivessem em patamares elevados.

Uma segunda metodologia para se estimar o valor da postergação de investimentos de transmissão seria a abordagem de cenários. Em síntese, a operação do sistema é simulada em um modelo de otimização do despacho, nos cenários sem a presença da geração solar fotovoltaica distribuída e com a presença dessa

tecnologia, e a transmissão é modelada em cada um desses cenários. Comparando os resultados das rodadas dos cenários, é possível observar mudanças nos custos de congestionamento da rede, mesmo em caso de níveis de penetração mais elevados, que alterem a decisão de despacho e os fluxos de potência esperados (Denholm et al., 2014).

No caso da distribuição, a expansão da geração distribuída apresenta efeitos dúbios na necessidade de aumento de capacidade da rede. Sob certas circunstâncias, essa geração poderia reduzir, ou evitar, a necessidade de investimentos, provendo energia localmente e reduzindo o fluxo de energia elétrica requerido na rede. Entretanto, acomodar uma grande difusão fotovoltaica distribuída pode ser desafiador e requerer melhorias em fios, transformadores e equipamentos de regulação da tensão.

Uma das metodologias existentes para a estimativa do valor da geração fotovoltaica distribuída na rede de distribuição é assumir que o sistema de distribuição instalado não sofrerá nenhum impacto em situações de baixa penetração de geração. Nesse caso, o valor da capacidade de distribuição é simplesmente considerado zero. Essa metodologia, porém, não considera os ganhos ou custos potenciais ligados à redução da demanda de pico.

Outra metodologia consiste em estimar o custo médio de investimento em expansão da capacidade de distribuição e verificar o quanto a geração fotovoltaica distribuída diminui a demanda de ponta. É necessário verificar quanto da geração fotovoltaica coincide com o período de pico de demanda local e considerar a possibilidade do máximo requerimento de energia da rede ocorrer em outro momento em que não haja esta geração.

3.1.4 Impactos ambientais da difusão da geração fotovoltaica distribuída

A energia elétrica gerada a partir da fonte solar substitui a geração de outras fontes. Essa geração substituída pode ser de alguma usina que emite gases de efeito estufa e, neste caso, uma determinada quantidade de CO₂eq deixa de ser emitida.

As metodologias de estimação da geração evitada, apresentadas anteriormente, podem ser úteis para esta análise com algumas exceções. Utilizando estas metodologias, bastaria verificar, nos resultados, quais usinas deixaram de gerar

devido à geração fotovoltaica e, a partir das emissões dessas usinas específicas, calcular as emissões evitadas em CO₂eq/MWh.

Uma aproximação rápida da quantidade esperada de emissões evitadas por megawatthora pode ser feita considerando os fatores de emissão esperados para os próximos anos.

Esses fatores correspondem à média das emissões de todo o parque gerador e não às emissões da usina marginal, no entanto já permitem uma primeira aproximação.

3.2 TARIFA DE FORNECIMENTO

O custo regulatório entendido como Receita Requerida ou Receita Anual é obtido, respectivamente, nos processos de revisão e de reajuste tarifário (ANEEL, 2022a). Ele é decomposto em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo:

Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda.

Por sua vez, as funções de custo agregam-se para formar a Tarifa de Fornecimento, dividida em:

- a) TE - Tarifa de Energia;
- b) TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

A tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos é composta por diversas componentes que refletem os custos de operação, manutenção e investimentos das empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, custos intrínsecos do setor, como perdas elétricas e encargos setoriais que visam custear políticas públicas e outras obrigações do setor elétrico de natureza pública.

A tarifa aplicada no faturamento das unidades consumidoras conectadas em baixa tensão é formada por duas tarifas: TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e TE - Tarifa de Energia. A primeira está atrelada à prestação do serviço necessário para o consumo de energia elétrica (disponibilização, manutenção e operação da infraestrutura do setor elétrico) e a segunda corresponde ao produto (energia) utilizado propriamente pelo consumidor final e demais custos associados ao consumo de energia. A Figura 13 apresenta os principais componentes tarifários que compõem a TUSD e a TE.

Figura 13 – Componentes da Tarifa de Fornecimento.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2019).

Como pode ser visto na Figura 13, à Tarifa de Fornecimento também são incorporados custos adicionais, como as bandeiras tarifárias e os impostos federais e estaduais. Estes custos serão descritos mais à frente.

É importante destacar que a Tarifa de Fornecimento é composta por duas parcelas de custos com características diferentes: os custos não gerenciáveis, também conhecidos como Parcela A e os custos gerenciáveis, conhecidos como Parcela B.

Exceto pela componente Fio B da tarifa, todas as demais componentes fazem parte da Parcela A. Isso significa que a distribuidora em grande parte possui um papel de meramente repassadora de custos aos consumidores finais, dado que a componente Fio B é a única na qual a concessionária possui alguma gerência e, portanto, representa a margem de remuneração pelos serviços de distribuição prestados.

3.2.1 Tarifa de energia

A Tarifa de Energia (TE) corresponde, basicamente, ao custo médio do portfólio de contratos de compra de energia das distribuidoras nos leilões regulados de energia.

Este custo varia de acordo com a composição do portfólio, dos preços de renovação dos contratos que irão expirar no futuro e dos preços de energia nova referentes às futuras contratações nos leilões de novos projetos para o atendimento do incremento da demanda. Adicionalmente, a ANEEL aloca alguns encargos setoriais e custos com perdas de energia elétrica.

3.2.1.1 Energia

Corresponde à parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor. Esta compra de energia é realizada em geral de forma centralizada, por meio de Leilões de Energia, ou através de cotas de energia, como as de Itaipu, Proinfa, Angra e de Garantia Física.

3.2.1.2 Encargos setoriais

Os Encargos Setoriais financiam políticas de governo para o setor elétrico. Seus valores constam em resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pela distribuidora por meio da conta de energia paga pelos consumidores. Estes custos podem ser resumidos a seguir:

1. Encargos de Serviços do Sistema (ESS): É o encargo setorial que tem como objetivo arrecadar recursos para o pagamento dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema elétrico para o atendimento do consumo em cada sub mercado;
2. Encargos de Energia de Reserva (EER): A Lei 10.848/2004 prevê a contratação de reserva de capacidade com vistas a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Essa é a chamada Energia de Reserva. As usinas contratadas nesse leilão consistem em uma reserva do sistema, e portanto sua energia não é vendida através de contratos;

3. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D): Este encargo setorial tem o objetivo de arrecadar recursos para promover projetos de pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico e projetos de eficiência energética;
4. Compensação Financeira sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH): Contribuição pela utilização dos recursos hídricos;
5. Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE Energia): Quando o governo federal anunciou a redução tarifária de 20% para os consumidores cativos em janeiro de 2013 em decorrência da Medida Provisória no 579/2012, o sistema elétrico passava por um momento delicado, com reservatórios das hidrelétricas baixos, muitas térmicas sendo acionadas e, por consequência, preços de curto prazo elevados. Essa conjuntura traria impactos às tarifas dos consumidores (recém reduzidas). Entretanto, o aumento de gastos não foi repassado às tarifas: ao invés disso o governo concedeu a estas empréstimos do Tesouro Nacional (em 2013) e depois autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE tomar empréstimos (através da Conta-ACR, em 2014) para repassar o dinheiro às distribuidoras. Em 2015 este encargo foi criado para arrecadar os valores necessários ao pagamento dos empréstimos.

3.2.1.3 Perdas

Parcela da tarifa de energia que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

3.2.2 Tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD)

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) corresponde, majoritariamente, ao custo pelo serviço de transporte de energia pela rede de transmissão e distribuição, o chamado serviço de “fio”. É nesta tarifa onde está alocada a margem operacional das distribuidoras, necessária para manter o seu equilíbrio econômico-financeiro.

Esta margem deve ser suficiente para cobrir os custos de operação e manutenção das companhias e prover um retorno adequado do capital investido,

compatível com o risco do setor. Adicionalmente, a ANEEL também aloca uma série de encargos setoriais e o custo das perdas elétricas na distribuição de energia à TUSD.

3.2.2.1 Fio A

É o custo da infraestrutura de transmissão de energia elétrica (também chamada de Rede Básica) e dos ativos necessários ao acesso e conexão dos usuários a essa rede.

Além disso, a maior parte do orçamento do Operador Nacional do Sistema (ONS) é alocada no custo da transmissão.

A receita que as transmissoras recebem pela disponibilização dos ativos da Rede Básica é conhecida como Receita Anual Permitida (RAP). O valor cobrado dos usuários da Rede Básica para recuperar a RAP das transmissoras é a Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST).

3.2.2.2 Encargos

Cobre os custos de vários encargos setoriais, dentre os quais destacam-se:

1. Taxa de Fiscalização da ANEEL: cobre os gastos da agência reguladora;
2. Taxa do ONS: cobre parte do orçamento do ONS;
3. P&D: como já mencionado, parte da cobertura desse encargo está na TE;
4. Proinfa: cobre os custos com a contratação de eólicas, biomassas e Pequenas Centrais Hidrelétricas no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
5. Conta de Desenvolvimento Energético - CDE: encargo que centraliza os diversos subsídios dados a agentes do setor elétrico (ex: consumidores de baixa renda, usinas movidas à carvão nacional, Programa Luz para Todos, consumidores nos sistemas isolados, consumidores e geradores incentivados, consumidores rurais, etc).

3.2.2.3 Fio B

Corresponde aos custos com a infraestrutura de distribuição de energia. Esses custos são:

1. Remuneração de Capital;
2. Quota de Reintegração Regulatória (Depreciação);
3. Custos Operacionais e de manutenção;
4. Receitas Irrecuperáveis (inadimplência regulatória).
5. Cada uma destas componentes (que compõe a chamada Parcela B da tarifa) é fixada de maneira regulatória pela ANEEL, não havendo repasse garantido dos reais custos praticados por cada companhia nem garantia de remuneração de capital (como no regime de custo do serviço). Anualmente a margem é reajustada monetariamente por um fator conhecido como Fator X. A margem é recalculada periodicamente, em intervalos de tempo que podem ser de 4 ou 5 anos, durante a Revisão Tarifária da distribuidora.

3.2.2.4 Perdas

Corresponde ao custo das perdas elétricas (regulatórias) na distribuição de energia. Tais perdas são divididas em Técnicas - energia dissipada no transporte - e Não Técnicas - referente à perda por roubo ou furto de energia.

3.2.3 Impostos e bandeiras tarifárias

3.2.3.1 Bandeiras tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias é um mecanismo que, em base mensal, indica se haverá ou não um aumento da conta de energia a ser repassado ao consumidor final, dependendo das condições de geração das usinas hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Cada modalidade tem as seguintes características:

- Verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum incremento;

- Amarela: condições menos favoráveis de geração hidrelétrica. A tarifa é incrementada de R\$ 2,989 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Vermelha patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa é incrementada de R\$ 6,500 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Vermelha patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa é incrementada de R\$ 9,795 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido.

3.2.3.2 ICMS

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo estadual aplicado ao uso da energia elétrica.

3.2.3.3 PIS/COFINS

O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos federais aplicáveis ao serviço de fornecimento de energia.

3.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA

A Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que reflete a diferenciação dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes de consumo, de acordo com as modalidades e os postos tarifários (ANEEL, 2022a).

3.3.1 Tarifas de aplicação

O cálculo da TUSD e TE de Aplicação subdivide-se em duas etapas: definição da TUSD e TE base econômica e da TUSD e TE base financeira.

1. Base econômica: corresponde à TUSD e TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, a ser utilizada para obtenção da receita da distribuidora;
2. Base financeira: corresponde à TUSD e TE base econômica dos componentes tarifários financeiros para aplicação aos usuários do sistema de distribuição.

3.3.2 Tarifas de referência

A expectativa de custos a serem cobertos pela distribuidora no faturamento do seu mercado pode sofrer certos descolamentos. Isso significa que a receita esperada pela distribuidora na definição do seu processo de reajuste tarifário pode ou não ser compensada, sendo necessário recuperar esta receita no processo tarifário seguinte caso a receita arrecadada seja menor do que a receita esperada.

Nos processos de revisão tarifária, realizados a cada 4 ou 5 anos, são calculados os valores de referência para TUSD e TE. Estes valores são multiplicados pelo mercado de referência da distribuidora para compor a receita de referência. O custo regulatório, caracterizado pela expectativa de receita, dividido pela receita de referência resultam em um fator multiplicativo que será responsável por atualizar as tarifas de base econômica a serem aplicadas à TUSD e TE.

Percebe-se, portanto, que caso a receita de referência seja menor do que o custo regulatório esperado, o fator multiplicativo de atualização das tarifas em relação à Tarifa de Referência será maior que 1, causando, portanto, um aumento das tarifas, o que é esperado, dado que a distribuidora deve recuperar os custos não cobertos no processo tarifário seguinte.

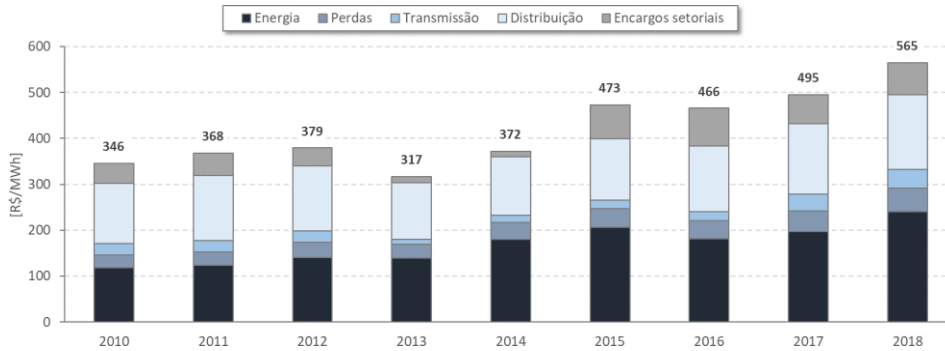
3.4 ESTIMATIVA DOS EFEITOS DA MICRO E MINI GERAÇÃO NAS TARIFAS

Em sua Análise de Impacto Regulatório, a ANEEL não considerou a evolução das tarifas das distribuidoras nas projeções de micro e mini geração distribuída. Vale ressaltar que, atualmente, 97% das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia pertencem ao grupo B (ANEEL, 2022b).

Os consumidores em baixa tensão possuem as maiores tarifas em relação aos demais consumidores do grupo A. Isso se justifica pelo fato de a baixa tensão necessitar de maior infraestrutura de rede para recebimento da energia elétrica transportada, portanto, custos mais elevados. Devido a isso, a maior parte dos consumidores com micro e mini geração distribuída são do grupo B, dado que maiores tarifas se refletem em maior atratividade aos consumidores. A Figura 14 apresenta a evolução das tarifas em baixa tensão entre os anos de 2010 e 2018. Os resultados mostram que as tarifas da baixa tensão seguem uma tendência de crescimento, mesmo que não linear. Portanto, desconsiderar tal evolução nas projeções de geração

distribuída pode causar distorções nos resultados obtidos. Esta seção apresenta as premissas adotadas para considera o da evolução das componentes tarifárias de acordo com a divisão feita pela ANEEL para a formula o das alternativas de faturamento.

Figura 14 – Evolução histórica da tarifa dos consumidores em baixa tensão.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2018a).

3.4.1 Redução no mercado das distribuidoras

O capítulo seguinte destinado a descrever a metodologia definição da capacidade instalada de micro e mini geração distribuída e consequente redução de mercado das distribuidoras. A Tabela 2 mostra as 30 distribuidoras consideradas no estudo. Decidiu-se por considerar apenas estas pois correspondem a 95 % da capacidade total de geração distribuída da atualmente (ANEEL, 2022b).

Tabela 2 – Distribuidoras consideradas no estudo.

Distribuidora	UF	Distribuidora	UF
CEAL	AL	EDP ESCELSA	ES
CEB	DF	EDP BANDEIRANTE	SP
CEEE	RS	ELEKTRO	SP
CELESC	SC	ELETROPAULO	SP
ENEL GO	GO	ENERGISA MG	MG
CELPA	PA	ENERGISA MS	MS
CELPE	PE	ENERGISA MT	MT
CEMAR	MA	ENEL CE	CE
CEMIG	MG	ENEL RJ	RJ
CEPISA	PI	ENERGISA PB	PB
COELBA	BA	ENERGISA SE	SE
COPEL	PR	ENERGISA TO	TO
COSERN	RN	LIGHT	RJ
CPFL PIRATINGA	SP	RGE	RS
CPFL PAULISTA	SP	RGE-SUL	RS

Fonte: elaboração própria.

O objetivo desta se o avaliar matematicamente o que ocorre com as componentes tarifárias para, em seguida, mostrar a metodologia de projeção de geração distribuída. Cada uma das componentes responsável por arrecadar um montante de dinheiro cujo objetivo cobrir os custos regulatórios aos quais estas componentes estão associadas. Isso significa dizer que, para a componente em R\$/MWh referente compra de energia, a sua multiplica o pelo mercado da distribuidora responsável por remunerar os custos com a compra de energia realizada pelas distribuidoras a m de garantir o suprimento do seu mercado. Para o caso da Fio B, a tarifa associada multiplicada pelo mercado da distribuidora resulta em um montante em reais responsável por cobrir os custos com ativos, custos operacionais e administrativos das distribuidoras. A mesma lógica se aplica às demais componentes tarifárias. Cada uma, multiplicada pelo mercado da distribuidora, responsável por arrecadar uma receita específica destinada a cobrir os custos regulatórios.

O que pode ocorrer que a arrecada o ano a ano das distribuidoras n o seja necessariamente igual aos custos regulatórios esperados, devido a certos fatores, dentre eles as varia es no seu mercado. Isso significa dizer que, se em um determinado ano o mercado efetivo da distribuidora sofre varia es negativas em rela o ao mercado esperado, os seus custos regulatórios não serão necessariamente cobertos. Como dito anteriormente, a distribuidora em geral uma repassadora de custos, não tendo gerência em grande parte das componentes tarifárias, o que significa que os custos não cobertos poder o repassados aos consumidores no ano seguinte.

Neste sentido, de se esperar que a redução no mercado proporcionada pelo crescimento da geração distribuída poder onerar os demais consumidores que não participam do sistema de compensação.

A grosso modo, a tarifa das distribuidoras determinada através da seguinte equação:

$$tarifa_{final} = \frac{receita_{total}}{mercado_{total}} \quad (1)$$

Onde:

receita_{total}: a receita total da distribuidora, composta pelo montante em reais (R\$) arrecadado pelo faturamento de cada componente tarifária;

mercado_{total}: o mercado total da distribuidora, em MWh.

Pela equação 1, pode-se concluir que, para uma expectativa de receita fixa, variações no mercado podem afetar significativamente o valor da tarifa. Ou seja, considerando que a evolução de gera o distribuída configura uma redução no mercado da distribuidora, espera-se que a tarifa final aos consumidores aumente.

A proposta do presente trabalho avaliar exatamente o impacto das projeções de geração distribuída nas componentes tarifárias, o que interfere no rateio dos custos das distribuidoras. A equação 2 mostra cada uma das componentes da tarifa final da distribuidora, segundo a divisão feita pela ANEEL para considera o em cada uma das alternativas da consulta pública:

$$tarifa_{final} = FioB + FioA + Perdas + Encargos_{TUSD} + Energia + Encargos_{TE} \quad (2)$$

onde:

FioB: a componente Fio B da TUSD, em R\$/MWh;

FioA: a componente Fio A da TUSD, em R\$/MWh;

Perdas: a componente Perdas da TUSD, em R\$/MWh;

Encargos_{TUSD}: a componente Encargos da TUSD, em R\$/MWh;

Energia: a componente compra de energia da TE, considerando-se as perdas, em R\$/MWh;

Encargos_{TE}: a componente encargos da TE, em R\$/MWh.

3.4.2 Avaliação dos impactos da micro e mini geração nas tarifas

3.4.2.1 Componente fio B

Para o cálculo da componente Fio B, em cada ano t , foi considerado que esta componente é atualizada anualmente de acordo com um fator multiplicativo citado na seção de Tarifa de Referência do capítulo anterior. Este fator de ajuste leva em consideração a expectativa de receita da distribuidora e a receita efetivamente arrecadada no ano tarifário. Este fator multiplicativo calculado de acordo com a equação a seguir (ANEEL, 2022a):

$$fator_t = \frac{Receita_PB_Esperada_t}{Receita_PB_Real_t} \quad (3)$$

onde:

Receita_PB_Esperada: a receita Fio B esperada pela distribuidora no ano t;
 Receita_PB_Real: a receita Fio B real da distribuidora no ano t;
 t: o ano do cenário, começando no ano correspondente a 2018.

Para o cálculo da receita Fio B esperada pela distribuidora no ano t, foi considerado que a tarifa ao longo dos anos seria constante, em termos de 2017. Ou seja, dado um crescimento de mercado sem a consideração de penetração de geração distribuída, a distribuidora esperaria receber um montante, em reais, com o mesmo crescimento deste mercado. Em linha com o crescimento projetado pela EPE, foi considerado um crescimento de mercado de 3,5 % (EPE, 2017). Portanto,

$$Receita_PB_Esperada_t = Receita_FioB_{2018} \times (1 + cresc_merc)^{(t-1)} \quad (4)$$

onde:

Receita_FioB₂₀₁₈: a receita Fio B de 2018 das distribuidoras, em R\$;
 cresc_merc: o crescimento de mercado projetado pela EPE.

Esta premissa de tarifa constante pode ser considerada de certa forma conservadora, dado que bastante razoável pensar que os custos da distribuidora possivelmente se elevariam ao longo dos anos, em especial por conta da penetração da geração distribuída. Isto porque com a inserção de geração distribuída nas redes de distribuição, o fluxo de energia se torna bidirecional, gerando a necessidade de adaptação de processos, atividades, procedimentos, sistemas, equipamentos e recursos.

Com relação à receita Fio B real da distribuidora no ano t, deve-se considerar que o crescimento do mercado das distribuidoras ser freado pela penetração de geração distribuída. Portanto, natural pensar que esta redução no mercado esperado das distribuidoras resulta em uma receita arrecadada menor. Os custos não cobertos pela distribuidora ser o, portanto, repassados aos demais consumidores no processo tarifário seguinte.

A equação a seguir modela o cálculo da receita Fio B real considerada neste trabalho:

$$Receita_PB_Real_t^{PT} = \sum_{NT=i}^N TR_{NT}^{Fio\ B\ PT} \times [M_{NT}^{Fio\ B\ PT} \times (1+cresc_merc)^{(t-1)} - GD_t^{BT}] \quad (5)$$

$$Receita_PB_Real_t^{FP} = \sum_{NT=i}^N TR_{NT}^{Fio\ B\ FP} \times [M_{NT}^{Fio\ B\ FP} \times (1+cresc_merc)^{(t-1)}] \quad (6)$$

onde:

$TR_{NT}^{Fio\ B\ PT}$: o valor da tarifa de referência no período de ponta, para cada nível de tensão, em R\$/kW para o mercado de alta tensão e R\$/MWh para o mercado de baixa tensão;

$TR_{NT}^{Fio\ B\ FT}$: o valor da tarifa de referência no período de fora ponta, para cada nível de tensão, em R\$/kW para o mercado de alta tensão e R\$/MWh para o mercado de baixa tensão;

$M_{NT}^{Fio\ B\ PT}$: o mercado de 2018 da distribuidora no período de ponta, de acordo com a respectiva SPARTA, em kW para alta tensão e MWh para a baixa tensão;

$M_{NT}^{Fio\ B\ FP}$: o mercado de 2018 da distribuidora no período fora de ponta, de acordo com a respectiva SPARTA, em kW para alta tensão e MWh para a baixa tensão;

GD_t^{BT} : a projeção de geração distribuída remota e local para o ano t. Esta parcela encontra-se apenas no período de ponta por se tratar de uma projeção apenas para a baixa tensão, que não possui distinção entre postos tarifários.

Portanto, a tarifa final Fio B, para o ano t, ser dada por:

$$FioB_t = tarifa_FioB_{2018} * fator_{2018} \quad (7)$$

onde:

$tarifa_FioB_{2018}$ a tarifa da distribuidora homologada pela ANEEL em processo tarifário.

3.4.2.2 Componente fio A

O processo para atualização da componente tarifária Fio A bem similar ao procedimento descrito para a componente Fio B. Também são utilizadas as tarifas de referência por nível de tensão e posto, o mercado por nível de tensão e posto tarifário no tempo t e a projeção de geração distribuída local e remota no tempo t.

3.4.2.3 Componente perdas

Para simplificação, foi considerada uma tarifa de perdas da TUSD constante, bem como a ANEEL. Apesar de ser também uma premissa conservadora, pelo fato de o crescimento do mercado ocasionar também um aumento das perdas na rede básica, optou-se por manter a valores constantes de 2018 pois, por outro lado, a inserção o de gera o distribuída da também causa uma certa redução nas perdas do sistema, que n o foram mensuradas no trabalho.

3.4.2.4 Componente encargos TUSD

Pode-se dizer que a TUSD Encargos basicamente composta pelos custos do PROINFA e da CDE. Os custos do PROINFA decrescem com o tempo e acabam em 2031, ano de término do programa. Por outro lado, a CDE uma conta que centraliza uma grande quantidade de recursos que, ao longo dos anos, utilizada para subsidiar diversas políticas energéticas.

Para fins de simplificação, também foi considerada uma tarifa de encargos da TUSD constante, a valores de 2018. Pode-se dizer que esta premissa na verdade também de certa forma conservadora. Por um lado, os custos do PROINFA reduzem com o tempo, o que reduziria esta parcela de encargos. Por outro lado, a CDE constitui a maior parte dos custos com encargos. Entre 2016 e 2018, a componente CDE representou em média 70% destes custos (ANEEL, 2022c). Portanto, variações no mercado da distribuidora causados pela geração distribuída fatalmente elevariam estas tarifas em relação ao homologado de 2018, o que resultaria em projeções ainda maiores do que as obtidas neste trabalho.

3.4.2.5 Componente compra de energia

Para a componente compra de energia da TE, foram considerados dois fatores importantes: os contratos legados e os montantes contratados das distribuidoras. Atualmente, as distribuidoras têm em seu portfólio de contratos uma série de obrigações pré-estabelecidas, em geral em leilões para contratação de energia para atendimento do seu mercado. Estes contratos legados formam uma espécie de dívida que a distribuidora ter que arcar até a data final de suprimento do

contrato. Muitos desses contratos possuem vigência entre 15 e 30 anos, o que significa que durante muitos anos, independente de possíveis variações de mercado, a distribuidora ter que arcar com estes custos, possivelmente repassando para os seus consumidores.

Portanto, foi levantado o montante de receita esperada ao longo dos próximos anos de acordo com os preços dos contratos e os montantes contratados, que podem ser obtidos em planilhas de resultados consolidados de leilões no site da CCEE . Esta receita legada compõe a expectativa de recebimento das distribuidoras, independente do seu mercado, dado que ela precisa remunerar os empreendimentos de gera o dos quais ela adquiriu a energia.

O que ocorre com o passar dos anos que, em determinado momento, dado que o mercado da distribuidora cresce, o montante contratado não ser suficiente para atendê-lo. Em condições reais, a distribuidora participaria de leilões de energia nova para contratação de energia extra, mas no presente trabalho foi considerado que a distribuidora recontrataria ano a ano, caso necessário, a diferença entre o seu mercado líquido (abatida a micro e mini gera o distribuída) e o montante de contratos legados para aquele ano, valorado ao Custo Marginal de Expansão de 207 R\$/MWh, definido pela EPE e citado pela ANEEL em seu Relatório de Análise de Impacto Regulatório (ANEEL, 2018b). Por fim, considerado que a distribuidora contrataria um percentual de 2,5% a mais por questões de segurança de suprimento.

$$recontratacao_t = 1,025 \times CME \times MAX[0, C_{2018} \times (1 + cresc_merc)^{(t-1)} - GD_t - ML_t] \quad (8)$$

onde:

C_{2018} a carga total das distribuidoras no ano de 2018, em MWh;

GD_t a projeção geração distribuída local e remota para o ano t, em MWh;

ML_t o montante de contratos legados das distribuidoras no ano t, em MWh.

Assim, a receita total para cada ano ser dada por:

$$receita_final_t = RL_t + recontratacao_t \quad (9)$$

onde:

RL_t a receita legada no ano t, em R\$.

Por fim, a componente compra de energia ser calculada de acordo com:

$$Energia_t = \frac{receita_final_t}{C_{2018} \times (1 + cresc_merc)^{(t-1)} - GD_t} \quad (10)$$

3.4.2.6 Componente encargos TE

A componente de encargos da TE composta basicamente por: ESS/EER, custos com Itaipu, CDE Energia e P&D. Para a atualiza o dessa parcela e simplificação dos cálculos, foi considerado que os custos com Itaipu e P&D seriam proporcionais ao mercado, considerando valores de 2018.

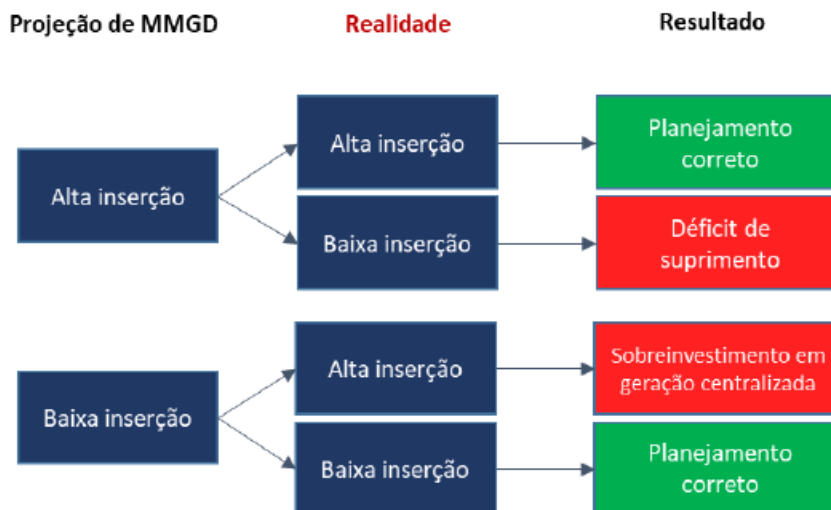
Para a parcela ESS/EER foi considerada uma projeção de receita para os próximos anos realizada pela empresa PSR. Esta projeção, em reais, utilizada para fins de rateio entre o mercado líquido da distribuidora.

4 METODOLOGIA DE CURVA DE DIFUSÃO

4.1 MODELO DE DIFUSÃO

A inserção da micro e mini geração distribuída cria um novo desafio em termos de planejamento do sistema. Projetar sua difusão se torna uma tarefa importante neste novo cenário, dado que a projeção da evolução desta tecnologia garante uma maior previsibilidade regulatória para o setor. Portanto, importante ter estimativas precisas, pois caso o cenário projetado indique um baixo desenvolvimento de geração distribuída e, na verdade, se materialize um cenário de elevado desenvolvimento, haver um sobre investimento na matriz elétrica centralizada além de repasse excessivo de custos aos demais consumidores. Por outro lado, caso o cenário projetado indique elevada penetração de geração distribuída e, na prática, se realize um cenário de baixo desenvolvimento, a confiabilidade do sistema pode ficar comprometida e os custos de suprimento podem ser encarecidos. A Figura 15 resume este dilema do planejador:

Figura 15 – Dilema do planejador na projeção de micro e mini geração.



Fonte: Adaptado de EPE (2021).

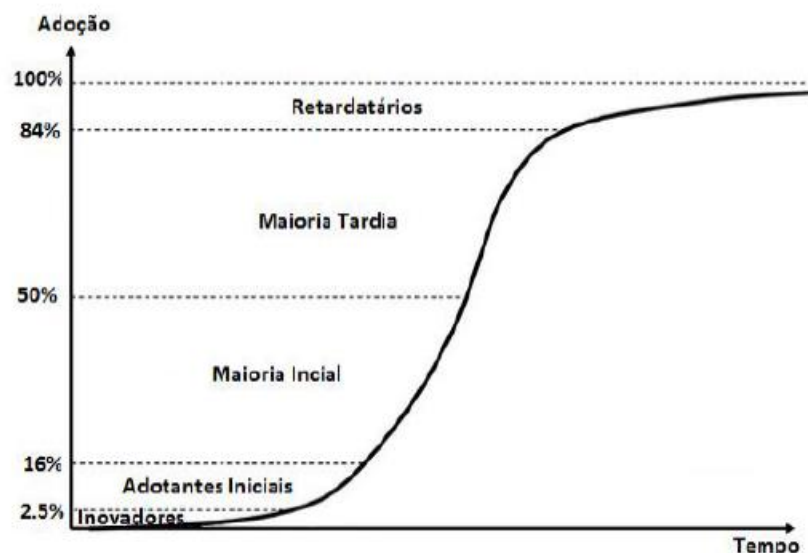
4.1.1 Fundamentos teóricos

A tecnologia de micro e mini geração de energia residencial, como a fotovoltaica (foco deste trabalho), pode ser classificada como uma inovação

descontínua. Uma inovação descontínua trata-se da introdução de um produto totalmente novo, o que causa alterações nos padrões de comportamento dos consumidores. Esta classificação permite enquadrar a geração distribuída fotovoltaica dentro da estrutura das teorias de inovações, e, conseqüentemente, das trajetórias de difusão segundo estas teorias (KONZEN, 2014).

Como principal referência nesse campo de estudo encontra-se a Teoria da Difusão de Inovações, de Everett M. Rogers. Seu estudo diz que o processo de difusão é sobretudo um processo social, que envolve relações interpessoais responsáveis pelo suporte s decisões da maior parte da população. Essa dinâmica modela a forma como uma inovação é adotada pela sociedade, podendo ser ilustrada por uma curva S, conforme Figura 16:

Figura 16 – Curva "S" representando a difusão de uma tecnologia genérica.



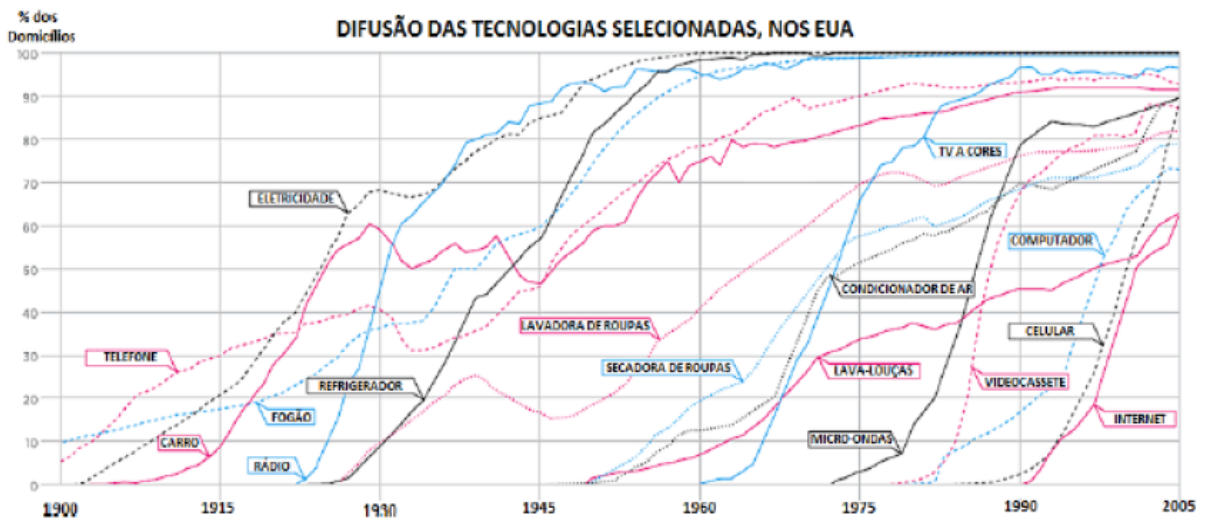
Fonte: Adaptado de KONZEN (2014).

Basicamente, o gráfico acima mostra que no início do processo de difusão, poucos indivíduos adotam a nova ideia. Estes são chamados de inovadores. Assim que a inovação começa a ter seus benefícios visíveis, passa a ser adotada pelo segundo grupo, composto por formadores de opinião e, medida que as redes interpessoais são ativadas, a curva S possui crescimento exponencial. É natural imaginar que, em determinado momento, há uma saturação da curva, portanto, quando a metade dos indivíduos de um sistema já tiver adotado a inovação, esta começa a atenuar. Neste ponto, cada novo adotante encontra uma dificuldade

crecente de passar a ideia adiante para um novo indivíduo que ainda não adotou, pelo fato destes estarem cada vez mais escassos.

A curva S pode ser verificada no processo de difusão de diversos produtos, com velocidades diferentes de adoção. A Figura 17 mostra exatamente esta característica para diferentes tecnologias nos Estados Unidos.

Figura 17 – Curvas 'S' para diferentes tecnologias.



Fonte: Adaptado de KONZEN (2014).

O estudo de Rogers foi um importante passo em direção à formulação de um modelo robusto de projeção de novas tecnologias. Apesar de descrever o processo de difusão e suas características, não foi feita uma modelagem matemática de fato. A sua representação matemática foi elaborada posteriormente por alguns autores, sendo o modelo de Bass (1969) o mais conhecido mundialmente, além de ser o mais referenciado na literatura.

O modelo de Bass possui a seguinte fórmula (KONZEN, 2014):

$$f(t) = (p + qF(t))(1 - F(t)) \quad (11)$$

Onde:

$f(t)$: parcela do mercado que adota a micro e mini geração no tempo t ;

$F(t)$: parcela do mercado que adotou a micro e mini geração até o tempo t ;

p : coeficiente de inovação;

q : coeficiente de imitação.

No início do processo de difusão, $F(t)$ é muito baixo, e, portanto, o fator inovação (p) é responsável pelo crescimento do mercado. Com o passar do tempo, $F(t)$ fica maior, e então o efeito “imitação” (q) ganha destaque. Finalmente, a taxa de adoção acumulada no tempo multiplicada pelo mercado potencial final, para então determinar o número absoluto acumulado de adotantes. A equação 12 define a abordagem que utilizada no modelo de projeção da micro e mini gera o distribuída pela EPE.

$$N(t) = mF(t) \quad (12)$$

Onde:

$N(t)$: representa o número acumulado de adotantes no tempo t ;

m : o mercado potencial final, i.e, o número de indivíduos que adotarão a tecnologia dado tempo suficiente de difusão;

$F(t)$: a distribuição acumulada da probabilidade de adoção.

Partindo da equação (12) pode-se dividir em duas partes o problema de projeção da micro e mini geração: i) a estimativa do mercado potencial final m (quantidade de consumidores aptos a realizar o investimento) e ii) o cálculo da taxa de adoção (a forma e velocidade que a adoção acontecer neste mercado).

4.1.2 Difusão no mercado

Para determinar a difusão do mercado foi utilizado o modelo da Bass. O resultado do modelo uma curva S de adoção, sendo uma representação matemática do processo social teorizado por Rogers.

Conforme (GUIDOLIN, 2014 e ISLAM, 2010) e mostrado por (KONZEN, 2014), a função distribuição acumulada de um potencial adotante em realizar a adoção no tempo t

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)t}} \quad (13)$$

Como pode ser visto na equação, dois parâmetros são usados: um deles (p) refere-se ao efeito da inovação, e o outro (q) está relacionado com a imitação, ou efeito "boca-a-boca", dos demais consumidores. Desta forma, quanto maior o número

de usuários efetivos de uma tecnologia, maior o número de usuários potenciais que tomar o conhecimento da mesma e, conseqüentemente, tornar-se-ão adotantes.

Existem diversos métodos para estimar os parâmetros p e q do modelo de Bass, podendo ser baseados em dados históricos de vendas com auxílio de regressão linear ou não linear caso o produto esteja disponível no mercado há algum tempo, através de analogia com outros produtos similares ou via pesquisas de opinião para levantar a opção de compra dos consumidores. Como não objetivo deste trabalho o cálculo desses parâmetros, foram utilizados os valores de p e q divulgados pela ANEEL no âmbito da Análise de Impacto Regulatório, Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros p e q utilizados no estudo.

Fator	Local	Remoto
p	0,00176	0,00080
q	0,336	0,400

Fonte: elaboração própria com base em dados de ANEEL (2018b).

De posse da função de distribuição acumulada $F(t)$, possível calcular a função de probabilidade anual, dada pela seguinte equação:

$$F_{anual}(t) = F(t) - F(t - 1) \quad (14)$$

4.2 MODELO DE MERCADO POTENCIAL DE REFERÊNCIA

Nesta se o serão apresentadas as principais premissas para o trabalho.

4.2.1 Fonte considerada

Como visto no capítulo anterior, a fonte solar fotovoltaica possui alta representatividade em relação as demais fontes. Em dezembro de 2018, a fonte solar representava 99% do número de conexões de micro e mini geração distribuída e 83% da capacidade instalada total (ANEEL, 2022b). Por conta disso, as simulações consideram apenas a evolução da fonte solar e seus impactos.

4.2.2 Segmentação dos consumidores

O retorno financeiro de unidades consumidoras que decidem investir em geração distribuída está relacionado diretamente com o preço que o consumidor deveria pagar pela energia se tivesse consumido na rede. Logo, o retorno é maior para aqueles que pagam maiores tarifas, que são os consumidores conectados em baixas tensões, de até 2,3 kV, como residências, comércios e pequenas indústrias. Portanto, para fins de simplificação, a análise do presente trabalho levar em consideração apenas os impactos causados pela conexão de unidades consumidoras em baixa tensão.

4.2.3 Resolução espacial

Um dos principais fatores que influenciam a adoção dos sistemas de geração distribuída é a atratividade econômica. Essa, por sua vez, é influenciada pelo investimento inicial e pelas tarifas de eletricidade. Portanto, faz sentido segmentar os consumidores de acordo com a distribuidora a qual pertencem. Para tanto, foram escolhidas as mesmas 30 distribuidoras mostradas na Tabela 2, sob a mesma justificativa.

4.2.4 Resolução temporal

O modelo considera 2013 como ano inicial das projeções (ano em que a REN n° 482/2012 entrou em vigor), indo até 2035, com uma resolução anual.

4.2.5 Estimativa do mercado potencial

Ao estudar a difusão de um produto no mercado, deve-se ter definido qual o mercado potencial para tal produto, i.e., quem tem condições iniciais de adquiri-lo ou adotá-lo. No caso dos sistemas de micro e mini geração, dado o elevado custo inicial, entende-se que somente domicílios com maior renda tenham condições de fazer tal investimento. Mesmo através de financiamento, que pode reduzir a barreira do custo inicial, há uma exigência de renda para a qualificação de crédito, portanto, é razoável

limitar o mercado potencial de acordo com a renda do domicílio. Essa delimitação de acordo com o perfil econômico formará o mercado potencial inicial (mpi).

A análise de impacto regulatório da ANEEL levou em consideração a premissa de que os domicílios aptos para gerar o local seriam todos aqueles cujo responsável recebesse acima de cinco salários mínimos, o que resultou em um total de 8 milhões de unidades consumidoras aptas, de acordo com o Censo IBGE 2010. Já para geração remota, a ANEEL considerou em seu estudo 90 mil unidades consumidoras aptas. No presente trabalho também serão adotadas tais premissas para manter as comparações na mesma ordem de grandeza.

4.2.6 Crescimento do mercado potencial

O crescimento do mercado potencial está em linha com o utilizado pela ANEEL em seu estudo, o valor de 2,5% ao ano de acordo com o crescimento do número de consumidores residenciais previsto no PDE 2026.

4.2.7 Mercado potencial final

O mercado potencial anteriormente segregado indica uma parcela dos consumidores que estaria apta, técnica e financeiramente, a adotar um sistema de geração distribuída. Desses, empiricamente se sabe que apenas um percentual será estimulado a realizar este investimento de acordo com a atratividade econômica.

Com base em alguns estudos internacionais, como o NREL, citado em KONZEN, 2014, o valor do *payback* simples foi utilizado para estimar o mercado potencial final. Ou seja, qual o percentual do mercado que teria interesse em investir em um sistema de geração distribuída, dada a sua atratividade econômica. Cabe ressaltar que, apesar de o *payback* simples não ser a métrica mais acurada (pois não leva em consideração a taxa de juros, inflação ou custo de oportunidade no período, por exemplo), ela é referência para o modelo de difusão porque o modelo trabalha com a perspectiva do consumidor comum.

O perfil de investimento de acordo com o valor de *payback* simples foi o mesmo utilizado em KONZEN, 2014 e em estudos americanos de difusão fotovoltaica, representada pela seguinte equação:

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad (15)$$

onde:

fmm: fração de máximo mercado;

SPB: sensibilidade ao payback;

TPB: tempo de payback, calculado em anos.

Assim como em ANEEL, 2018b o valor de SPB utilizado neste trabalho foi de 0,348 para geração local e 0,276 para a geração remota.

Ao multiplicar a fração de máximo mercado (fmm) pelo mercado potencial inicial (mpi), obtêm-se o mercado potencial final (m), conforme a equação (16):

$$m = fmm \times mpi \quad (16)$$

4.3 CÁLCULO DO PAYBACK

Uma técnica muito utilizada para análise do prazo de retorno do investimento inicial de um projeto é o *payback*. O *payback* é o tempo até o momento no qual o ganho acumulado se iguala ao valor do investimento inicial. Normalmente este período é medido em meses ou anos.

Para este cálculo se faz necessário a elaboração de um fluxo de caixa do projeto, representando as saídas (custos) e as entradas (receitas) ao longo do período analisado. A análise financeira foi feita sob a ótica do investidor (ou seja, o consumidor que instala micro ou mini geração distribuída), com base no cálculo do *payback* simples do projeto. Apesar de existirem outras métricas financeiras mais robustas para analisar o tempo de retorno de um projeto, o *payback* simples é a principal métrica utilizada pela população em geral, e, portanto, foi escolhida para aplica o neste trabalho.

Para se obter o tempo de *payback* foi elaborado um fluxo de caixa do projeto, conforme a Figura 18. O tempo de *payback* é definido pelo primeiro ano em que a soma acumulada do fluxo de caixa se torna positiva.

Figura 18 – Fluxo de caixa genérico para um projeto de micro e mini geração.

Ano	1	2	...	n
	-Investimento (I1)			
	+ Receita (R1)	+ Receita (R2)		+ Receita (Rn)
	- O&M (O)	- O&M (O)		- O&M (O)
	Soma (S1) =	Soma (S2) =		Soma (Sn) = Rn - O
	- I1 + R1 - O	R2 - O		
	Acumulado (A1) = S1	Acumulado (A2) =		Acumulado (An) =
		S1 + S2		S1 + S2 + S... + Sn

Fonte: elaboração própria.

4.3.1 Investimentos e despesas com O&M

Para compor o fluxo de caixa, foi considerado um investimento inicial em um projeto de micro geração fotovoltaica de 8 kWp (potência média para a baixa tensão das 30 distribuidoras consideradas) para geração local e de 1.000 kWp (valor médio calculado com base nas mini gerações caracterizadas como autoconsumo remoto no SISGD/ANEEL). A Tabela 4 resume os custos iniciais do sistema.

Tabela 4 – Custo total dos sistemas local e remoto.

	Potência média (kWp)	R\$/kWp	Custo total (R\$)
Local	8	5.150	41.200
Remoto	1.000	4.150	4.150.000

Fonte: elaboração própria com base em dados de ANEEL (2022b) e GREENER (2022).

Os custos de instala o foram obtidos a partir de uma pesquisa de mercado (GREENER, 2022). Para os anos subsequentes, considerou-se a mesma premissa da ANEEL de redução percentual de custo de sistemas fotovoltaicos de 2% ao ano. Além disso, foram consideradas despesas anuais de O&M que foram estimadas em 1% do valor total do investimento.

4.3.2 Receitas do projeto

De acordo com a regulação atual do Sistema de Compensação, a geração de energia por unidade consumidora com micro ou mini geração é revertida em economia de energia. Esta economia pode ser considerada uma receita para o projeto. A

formulação para o cálculo da economia de energia, para cada uma das alternativas, incluindo impostos, é a seguinte:

$$EE_{Alt(i)} = \frac{(1 - s) \times EG \times TF_{Alt(i)} + s \times EG \times TF_{Total}}{1 - IMPOSTOS} \quad (17)$$

Onde:

$EE_{Alt(i)}$: a Economia com Energia para a alternativa i ;

s : o percentual de simultaneidade;

EG : a energia gerada pelo sistema fotovoltaico;

$TF_{Alt(i)}$: a tarifa de fornecimento para a alternativa i ;

TF_{Total} : a tarifa de fornecimento independente da alternativa;

$IMPOSTOS$: referem-se ao PIS/COFINS e ICMS, tributos estaduais e federais aplicáveis ao consumo de energia;

A equação (17) mostra que a economia com energia depende não apenas das componentes tarifárias consideradas em cada alternativa, mas também a incidência de impostos e a simultaneidade entre gera o e consumo, chamada de s . Isto significa que, na prática, a unidade consumidora pode consumir a energia no mesmo momento em que está gerando, sendo esta parcela portanto totalmente desconsiderada da fatura de consumo de energia. Como ela não é capturada pelo medidor, esta energia consumida simultaneamente se configura como uma redução total na conta, sendo sempre valorada à tarifa cheia. Isso significa que, quanto maior o percentual de simultaneidade, maior a redução de consumo da unidade consumidora e maior seria a sua receita.

Para o presente projeto, s foi considerado como 38,92%, valor obtido a partir da média de simultaneidade encontrada no projeto de P&D Telhados Solares (ANEEL, 2018b). Este valor foi considerado apenas para o cálculo da receita de unidades consumidoras com compensação local, dado que a simultaneidade não vale para compensação remota.

4.3.3 Energia gerada anualmente

Para o cálculo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, foram utilizados os dados de irradiação solar médio por área de concessão de cada distribuidora, obtido do projeto SWERA (SWERA, 2022), com valores expressos em kWh/m²/dia.

$$EG = IRR \times PT \times TD \times DIAS \quad (18)$$

Onde:

EG: a energia gerada pelo sistema fotovoltaico;

IRR: a irradiação solar em kWh/m²/dia;

PT: a potência típica do sistema;

TD: taxa de desempenho do sistema;

DIAS: quantidade de dias do ano.

A equação (18) resulta na energia gerada para o ano 1. Para os demais anos, foi considerado o mesmo nível de degradação do sistema utilizado pela ANEEL para sistemas de geração local e remota, 1% e 2% respectivamente.

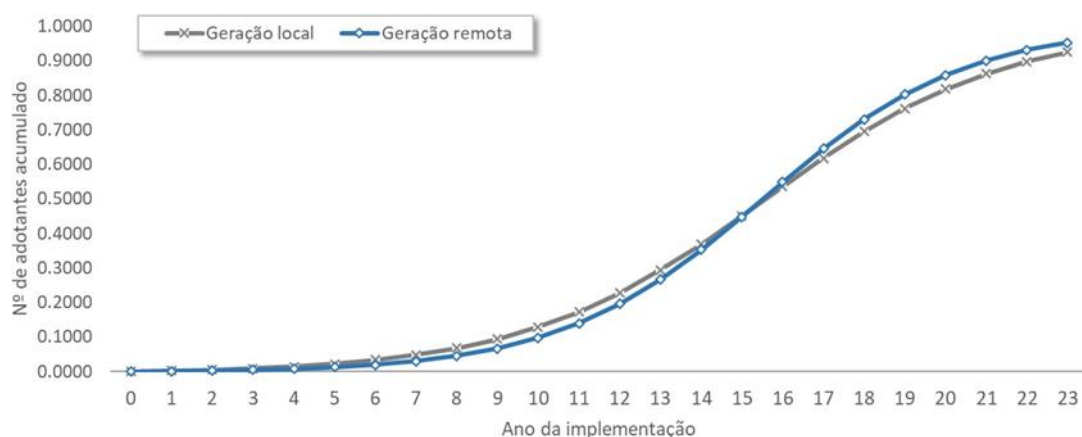
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são mostrados os resultados da difusão da micro e mini geração para o Brasil, com o objetivo de se realizar comparações com os resultados obtidos pelas simulações da ANEEL. Espera-se verificar o quanto a consideração de evolução das tarifas impacta nos resultados do modelo de difusão de Bass.

5.1 FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA - F(t)

O primeiro resultado importante a ser verificado a curva que modela a função de distribuição acumulada $F(t)$ apresentada no capítulo 4. Para os respectivos valores de p e q , as funções características para a difusão de micro e mini gera o local e remota resultaram nas curvas mostradas na Figura 19.

Figura 19 – Função de distribuição acumulada $F(t)$ para micro e mini gera o local e remota.



Fonte: elaboração própria

O gráfico anterior ilustra bem o que era esperado na teoria. Devido a esta característica em 'S' da curva, também ser esperado que a curva de projeção de micro e mini gera o siga o mesmo comportamento.

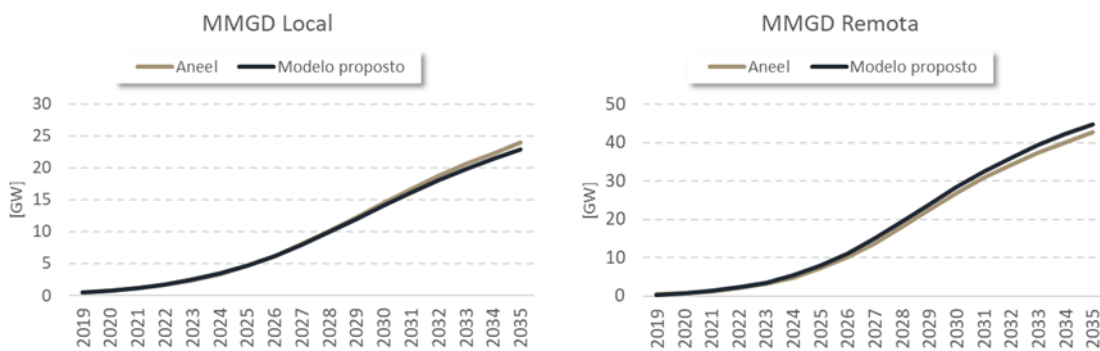
5.2 VALIDAÇÃO DO MODELO

Nesta se o ser mostrado que o modelo alcançou resultados coerentes se comparados aos resultados da ANEEL. Para tanto, o modelo proposto foi primeiramente executado desconsiderando a evolução das tarifas, de modo que se tornasse comparável aos resultados da agência reguladora. Os gráficos a seguir

ilustram os resultados para o cenário de manutenção da alternativa 0 durante o período de análise, com a devida distinção entre geração local e remota.

Pode ser observado nos gráficos da Figura 20 que as projeções calculadas pelo modelo proposto estão bem próximas dos números da ANEEL, o que era esperado.

Figura 20 – Curvas “S” - Manutenção da alternativa 0 até 2035.



Fonte: elaboração própria

5.3 CENÁRIOS AVALIADOS

Nesta seção são mostradas as projeções realizadas replicando os cenários propostos pela ANEEL de troca das alternativas, com a diferença de considerar a evolução tarifária do modelo proposto.

A Tabela 5 a seguir resume um comparativo entre o obtido pela ANEEL e o encontrado pelo modelo proposto.

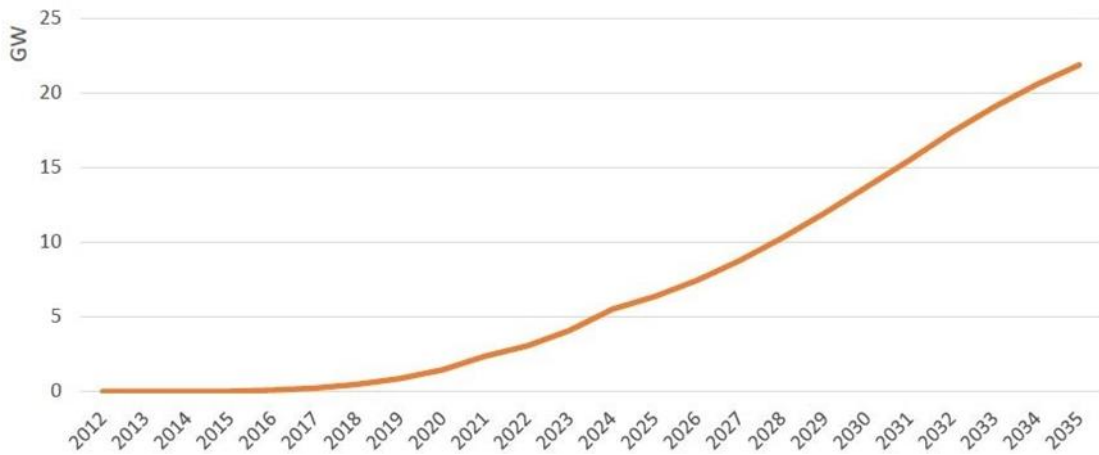
Tabela 5 – Proposta ANEEL vs. Projeções do modelo proposto.

Ano	Tipo de geração	Projeções ANEEL	Projeções Modelo
2021	Geração Remota (GW)	1,25	1,38
2024	Geração Local (GW)	3,37	3,79
2024	Geração Remota (GW)	2,13	3,38

Fonte: elaboração própria.

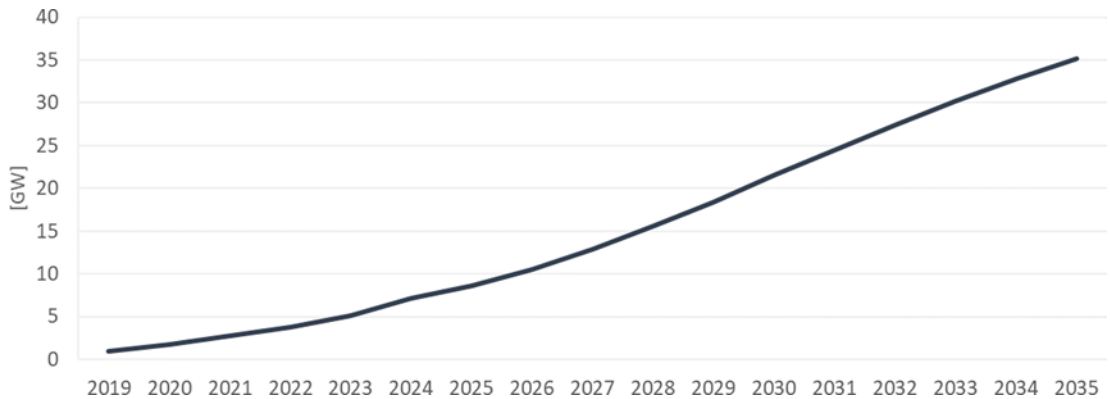
Como descrito anteriormente, a ANEEL determinou gatilhos para as trocas das alternativas para gera o local e remota. Com o objetivo de simular o mesmo cenário, foram aplicados os mesmos gatilhos ao modelo proposto. Pode ser visto pelas na Figura 21 e Figura 22 abaixo que, ao final do cenário, a projeção do modelo proposto cerca de 10 GW a mais.

Figura 21 – Capacidade instalada total projetada pela ANEEL sem evolução de tarifas.



Fonte: elaboração própria.

Figura 22 – Capacidade instalada total projetada pelo modelo proposto com evolução de tarifas.

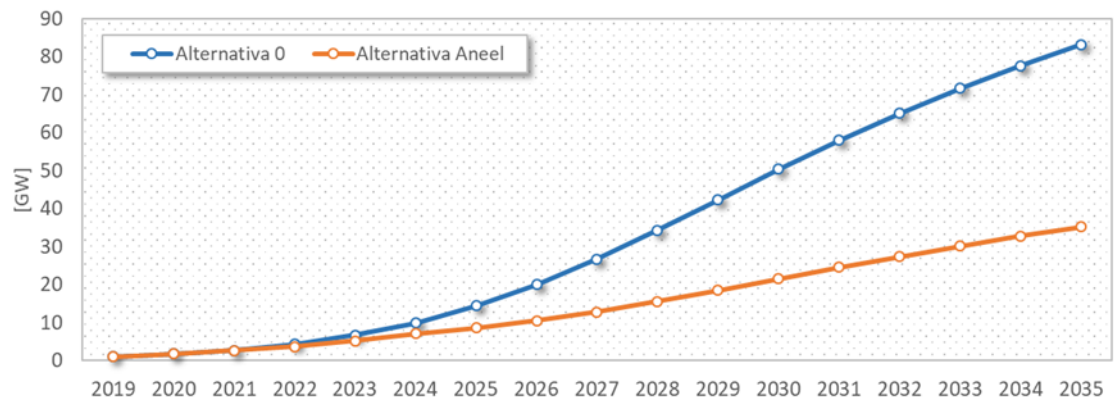


Fonte: elaboração própria.

Esta se o tem como objetivo levantar uma reflexão de como se daria o cenário de evolução da micro e mini geração, de acordo com o modelo proposto, caso a alternativa 0 fosse mantida até 2035. O gráfico também mostra a capacidade instalada total (local e remota) para a proposta de mudança da ANEEL, também simulada por meio do modelo proposto.

A Figura 23 mostra que a proposta da ANEEL de fato minimiza consideravelmente os efeitos da micro e mini geração distribuída para os próximos anos. No entanto, a não consideração da evolução das tarifas ainda pode trazer incertezas, principalmente considerando que as últimas projeções da ANEEL se mantiveram abaixo do que foi efetivamente realizado.

Figura 23 - Manutenção da alternativa 0 vs. Cenário proposto pela ANEEL.



Fonte: elaboração própria.

6 CONCLUSÕES

Ao longo deste trabalho, foi apresentado o contexto regulatório da GD. A sanção da Lei 14.300 trouxe segurança jurídica para os consumidores e fez importantes alterações na forma de compensação da energia injetada. Para analisar seus impactos na viabilidade de projetos de energia solar de diferentes portes, realizou-se um estudo de caso múltiplo.

A análise do fluxo de caixa para os cenários da REN nº 482 e da Lei 14.300 permitiu comparar os valores de payback em cada caso. A partir dos resultados obtidos, conclui-se que nos casos de microgeração para o cenário da Lei 14.300 apresentam um aumento de dois meses do payback.

Através dos pontos defendidos pelas concessionárias de energia e as empresas ligadas ao setor de geração distribuída, é possível notar que os aspectos dos discursos, apesar de antagônicos, acabam se complementando. Visto que as distribuidoras majoritariamente, através da ABRADÉE, defendem que os custos acarretados pela manutenção da norma vigente da GD são elevados e o repasse aos consumidores que não possuem sistemas instalados seria alto, as empresas do setor através de consultoria e estudos vê que os benefícios trazidos pela expansão do ramo no Brasil compensariam possíveis prejuízos econômicos.

O ganho de escala do setor tem sido fundamental para queda de preços de sistemas de geração. Deste modo, uma redução brusca na demanda na fase de maturação do mercado ocasionaria redução na eficiência da cadeia, diminuindo o potencial de redução de preços ao cliente final. O destaque negativo da proposta fica por conta da geração remota, que com a alternativa 5 proposta, tornaria inviável o investimento em praticamente todo país.

A demonstração das vantagens da inserção de sistemas de GD na rede de distribuição frente aos prejuízos ocasionados, principalmente tomando experiências passadas, mostram que a inserção da geração local no sistema elétrico é benéfica ao consumidor, seja ele um prosumidor ou não.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

AMARAL, A. B. A. et al. Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil?. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 8, p. 3731-3737, Ago. 2016. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7786357>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiência Pública 059 de 2018: Relatório Tarifas Residenciais.** 2018a Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/audiencias-publica>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** 2ª. ed. Brasília, 2016. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>> Acesso em: 25 setembro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório 0004/2018 - SRD/ANEEL.** Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. 2018b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019.** Brasília 2019. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacao_publica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=38566&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jsPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 482**. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 687**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 786**. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ranking Nacional de Tarifas Residenciais (Grupo B1)**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/654800/14927318/RankingB1+++08-08-2018.xlsx/21c9628f-ff7f-6a91-f775-0df1b743dd77>>. Acesso em: 15 outubro 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Apoio à Decisão (SAD)**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 12 agosto 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret. Submódulo 7.1 Procedimentos Gerais**. 2022a Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>> Acesso em: 25 setembro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD)**. 2022b Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição.** 2022c Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-dedistribuicao>>.

Acesso em: 25 setembro 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.** Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf>. Acesso em: 25 setembro 2022.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. **Consulta Pública nº 33 de 05/07/2017** Brasília, 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas;jsessionid=67C1BE876B9A6466B2C34C8728DF6684.srv155?p_auth=LMvTSoqb&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaldNormal=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivo>. Acesso em: 15 outubro 2018.

DENHOLM, P.; et. al. **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System,** 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 001/17: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026).** 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia - 2050: Relatório Final.** Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topic-o-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica EPE DEA-SEE 009/2021.** Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia. 2021 Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT_Metodologia_4MD_PDE_2031.pdf>. Acesso em: 25 setembro 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2022: Relatório Final.** Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída 2022: Mercado Fotovoltaico 1º Semestre.** São Paulo, 2022. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-1-semester/>>. Acesso em: 25 setembro 2022.

GUIDOLIN, C. M. M. “**Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates.**” 2014.

IDEAL. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica.** Instituto Ideal. Florianópolis, p. 68. 2017.

ISLAM, T. “**Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data.**” 2010.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass.** Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, 2002. Disponível em: <https://www.professores.uff.br/dulcemargarca/wp-content/uploads/sites/39/2017/07/Tarifas_Energia.pdf>. Acesso em: 25 setembro 2022.

SWERA. **Irradiação solar para cada localidade.** Disponível em:
<<http://en.openei.org/datasets/node/513>>. Acesso em: 25 setembro 2022.