

REVISTA AIDIS

de Ingeniería y Ciencias Ambientales:
Investigación, desarrollo y práctica.

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO RELACIONADOS AO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO BRASILEIRO

* Tiago Argollo Silva ¹
Daduí Cordeiro Guerrieri ¹

PENETRATION IMPACT ANALYSIS OF THE DISTRIBUTED GENERATION IN THE DISTRIBUTION NETWORK RELATED TO THE BRAZILIAN COMPENSATION SYSTEM

Recibido el 14 de abril de 2022. Aceptado el 20 de junio de 2022

Abstract

The growing world demand for electrical energy associated with the increasing greenhouse gas emissions is resulting in a growing need to use clean energy. Solar energy is one of the clean energy solutions that has been growing and consolidating around the world. In Brazil, to incentivize the use of solar energy, the government enabled and stimulated the Distributed Generation sector through the Normative Resolution 482/2012. Although, the Distributed Generation growth is impacting the distribution network. Due to it, the bodies responsible for energy planning in Brazil are proposing changes to the current resolution. In this context, this work aims to discuss the revenue reduction impacts caused by the penetration of Distributed Generation in the distribution network, where ten main Brazilian energy distributors are analyzed. To this end, documentary research is carried out through databases, laws, and regulations. In addition, a method is proposed to quantify the Distributed Generation penetration rate and its impact on the distribution networks. The results present the Distributed Generation penetration rates in distribution networks and the Distributed Generation quantified impact, in kWh, in the distributor. It also presents indicators that might help energy sector managers to formulate and/or create strategies to solve the negative impacts of the Distributed Generation penetration in the distribution network.

Keywords: distributed generation, solar energy incentive, GD penetration.

¹ Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET-RJ, Brasil.

*Autor correspondente: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET-RJ. Rua General Canabarro, 485 - Maracanã, Rio de Janeiro - RJ, 20271-204. Brasil. Email: tiago_argollo@hotmail.com

Resumo

A crescente demanda mundial por energia elétrica associada ao aumento das emissões de gases de efeito estufa está resultando em uma necessidade crescente de uso de energia limpa. A energia solar é uma das soluções de energia limpa que vem crescendo e se consolidando ao redor do mundo. No Brasil, para incentivar o uso da energia solar, o governo habilitou e estimulou o setor de Geração Distribuída por meio da Resolução Normativa 482/2012. Porém, o crescimento da Geração Distribuída está impactando a rede de distribuição. Por conta disso, os órgãos responsáveis pelo planejamento energético no Brasil estão propondo alterações a atual resolução. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo discutir os impactos na redução de receita causados pela penetração da Geração Distribuída na rede de distribuição, onde são analisadas as dez principais distribuidoras brasileiras de energia. Para tanto, é realizada pesquisa documental por meio de bancos de dados, leis e regulamentos. Além disso, é proposto um método para quantificar a taxa de penetração da Geração Distribuída e seu impacto nas redes de distribuição. Os resultados apresentam as taxas de penetração da Geração Distribuída nas redes de distribuição e o impacto quantificado da Geração Distribuída, em kWh, na distribuidora. Apresenta também indicadores que podem auxiliar os gestores do setor de energia a formular e/ou criar estratégias para solucionar os impactos negativos da penetração da Geração Distribuída na rede de distribuição.

Palavras-chave: geração distribuída, incentivo energia solar, penetração GD.

Introdução

O consumo mundial de energia elétrica se manteve em crescimento nos últimos anos, de 1990 a 2019 o aumento acumulado foi de 129%. Porém, as emissões dos gases do efeito estufa também foram crescentes no mesmo período. Segundo dados da *International Energy Agency* (IEA), a emissão de CO_2 está em crescimento desde a década de 50. Dados da IEA (2021a), mostram que a taxa de crescimento das emissões desses gases a uma taxa de 8% de 1990 a 2019. Em 2020, as emissões tiveram queda de aproximadamente 5%, devido à crise econômica causada pela Covid-19. Entretanto, em 2021, as emissões voltaram a crescer com a retomada da economia. A crise da Covid-19, além dos muitos impactos causados a população mundial, também afetou o crescimento por demanda de energia. Países da União Europeia e Estados Unidos tiveram uma redução de aproximadamente 10% do consumo de energia. E a redução dos gases do efeito estufa ocorreu devido à grande parte da geração de energia elétrica ser proveniente de combustíveis fósseis IEA (2021b).

O emprego de fontes renováveis para geração de energia elétrica cresceu nos últimos anos. Em 2020, a potência global de energia renovável atingiu a marca de 799 GW. As hidrelétricas lideraram com 43% da capacidade total de energia renovável e a energia solar teve 26% de representatividade, esta última no mesmo patamar da energia eólica *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2021). Um modelo de geração de energia elétrica que está ganhando destaque na utilização de fontes limpas de energia é a Geração Distribuída (GD), a fonte que mais se destaca é a fotovoltaica. De 2007 a 2012, a capacidade instalada de GD fotovoltaica foi de 63

GW e a previsão para o período de 2019 a 2023 é de 399 GW. Cerca de 49% da capacidade instalada de energia renovável no mundo é da fonte fotovoltaica IEA (2019).

No Brasil, a GD começou a crescer em de 2012, ano que a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL (REN482/2012) entrou em vigor ANEEL (2012b). A resolução pôs em prática um pacote de regras que viabilizou a instalação de sistemas GD no País. O crescimento da GD no período de 2012 a 2020 obteve uma taxa anual média de aproximadamente 300%, atingindo a marca de 4,848 MW de potência instalada. A fonte de energia GD que mais se destacou foi a fotovoltaica, a fonte atingiu a marca de 4,691 MW, cerca de 97% da capacidade instalada no País Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021a, 2012b). Dados do Plano Nacional de Energia (PNE) apresentado pela EPE estimam que a GD terá capacidade de gerar energia suficiente para suprir a demanda de 5.6% da energia consumida no Brasil até 2050 Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020c).

A matriz energética brasileira é basicamente composta por fontes renováveis de energia. Cerca de 74.6% da capacidade de energia instalada no Brasil é composta por fontes hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas. Porém, a predominância da fonte hidráulica na matriz energética brasileira torna o setor elétrico dependente de fatores climáticos, como os níveis de chuvas. Desde meados de 2021, o País está passando por um momento de crise hídrica e por consequência, está sofrendo com os aumentos das tarifas de energia devido a utilização das termoeletricas EPE (2020a); G1 (2021).

O Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) discutiu a importância de diversificar a matriz energética. Concluiu que para aumentar a segurança energética do sistema é necessário diversificar a matriz de energia. Logo, utilizar de fontes alternativas de energia contribui com as soluções dos problemas de emissão de gases do efeito estufa, além de tornar o fornecimento de energia brasileiro mais diversificado (Paiva *et al.* 2017). A GD possui como características a utilização de fontes alternativas de energia, logo incentivá-las, contribui com o objetivo de diversificação da matriz.

O setor GD no Brasil pode ser dividido em dois períodos, os períodos antes e depois da primeira alteração da (REN482/2012). A primeira resolução ficou em vigor de 2012 a 2015 e a segunda, a (REN687/2015) está em prática até hoje. As alterações ocorridas em 2015, trouxeram diversos benefícios para os investidores em GD, isto é, as mudanças postas em prática tiveram características atrativas para que unidades consumidoras investissem em sistemas de geração GD. Essas mudanças resultaram num crescimento intenso, a potência instalada de GD no País era de 88 MW no fim do primeiro período, no final de 2020 a potência instalada somava 4,760 MW. Além das mudanças serem favoráveis à atração de novos participantes de GD, os projetos

baixaram de preço, novas linhas de financiamento com juros reduzidos foram iniciadas e a tecnologia foi ganhando confiança, o que explica tal crescimento ANEEL (2021a, 2012b, 2015).

Em 2018, iniciaram as discussões para a segunda alteração da Resolução Normativa em vigor, só que dessa vez, as alterações não agradaram à alguns personagens do setor. As propostas apresentadas alteram principalmente as regras de compensação de energia praticadas até o momento. Inicialmente, foram apresentadas pela ANEEL 6 alternativas para o sistema de compensação de GD. Cinco das seis alternativas preveem redução da quantidade de energia compensável. Os órgãos responsáveis pelo planejamento e gestão do setor energético no País já vinham apontando que medidas se faziam necessárias no sistema de compensação desde 2017. Pois da forma como o sistema de compensação se encontra, somado ao ritmo acelerado de penetração da tecnologia, poderia ocorrer um desequilíbrio nas tarifas de energia. Esse desequilíbrio pode acarretar em transferência de custos de energia dos que utilizam à GD para os que não utilizam. Devido a esses problemas, foram propostas alternativas tais alternativas de mudança. A propostas foram postas em audiência pública, porém não se chegou a um consenso sobre quais alterações realmente se faziam necessárias. E a nova resolução de GD não foi posta em prática. A decisão está sob responsabilidade do poder legislativo, na qual um projeto de lei, a PL 5829/2019, está em tramitação na tentativa de ser aprovada. O órgão regulador do setor energético brasileiro decidiu aguardar a decisão da PL 5829/2019 para dar andamento no processo de alteração da resolução normativa 482/2019 EPE (2019, 2020b); ANEEL (2018); EPE (2021b); Câmara (2019).

As mudanças propostas pela ANEEL vão de encontro às situações postas como barreiras na literatura. Situações de insegurança regulatória, redução de incentivos e redução de valor de tarifa injetada na rede são apontados como características negativas à GD (Yaqoot *et al.* 2016); (Ramos *et al.* 2020); (Dantasa *et al.* 2018); (Dranka e Ferreira 2020); (Castaneda *et al.* 2019); (Simone e Salles 2017); (Baker e Phillips 2019).

Alguns estudos, apresentam impactos relacionados à penetração da GD na rede de distribuição, como: estudos de análises financeiras dos impactos para UCs devido as mudanças no sistema de compensação GD no Brasil; estudos de análise dos impactos técnicos da penetração na rede como sobretensões e subtensões, perdas excessivas de linha e sobrecarga de transformadores; estudo de utilização de redes inteligentes para mitigar os impactos da penetração da GD na rede de distribuição; estudo de utilização de sistemas híbridos com baterias para mitigar os impactos das mudanças regulatórias no Brasil (Siqueira *et al.*; Sales e Barbosa 2020); (Maestri e Andrade; Ismael *et al.* 2019); (Drumond Jr *et al.* 2021); (Deotti *et al.* 2020); (de Castro V. S. J. e Carpio 2020); (Oliveira *et al.* 2019).

Desta forma, uma análise da penetração da GD na rede de distribuição por distribuidora, evidenciará o impacto de negativo à rede de forma precisa. Tal resultado, junto às experiências internacionais de mudança regulatórias desse tipo, podem auxiliar no desenvolvimento de políticas de mudança com menor impacto negativo possível à difusão da GD no País.

Este artigo quantifica e discute a penetração da GD em 10 distribuidoras de energia brasileiras, considerando o sistema de compensação de energia vigente e suas propostas de mudança pela ANEEL. São realizadas discussões na perspectiva da necessidade de aplicação em todo território brasileiro de forma simultânea. Visto que, a penetração e os impactos se dão de maneira distinta de acordo com o local analisado, UCs participantes e distribuidoras envolvida.

Revisão bibliográfica

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão brasileiro responsável por "formular e assegurar a execução de Políticas Públicas para a gestão sustentável dos recursos energéticos e minerais, contribuindo para o desenvolvimento socioeconômico do País" MME (2021). Cabe ao MME garantir a expansão sustentável do sistema elétrico brasileiro e demais desenvolvimentos energéticos. Para auxiliar ao Ministério a atingir seus objetivos, foram criadas 5 principais organizações, são elas: ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a EPE, e os agentes setoriais. A Figura 1 apresenta um organograma desses principais órgão.

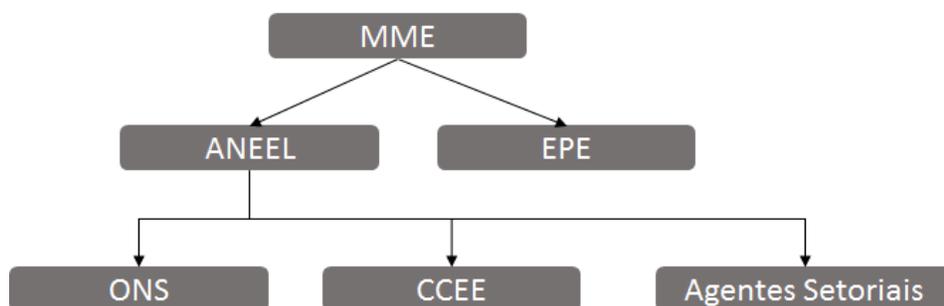


Figura 1. Principais órgãos do setor elétrico brasileiro. Fonte: ANEEL (2003).

As distribuidoras de energia que atuam no Brasil, que fazem parte do grupo dos agentes setoriais mostrado na Figura 1, são obrigadas a fornecer uma rede elétrica com determinadas características de tensão e potência. A ANEEL define e fiscaliza o tendimento dessas características.

As características elétricas da rede são definidas a partir de grupos das Unidades consumidoras (UCs). As UCs brasileiras são separadas em classes de consumo, grupos e subgrupos. Na Figura 2 podem ser observadas as classificações dos consumidores brasileiros.

GRUPO	SUBGRUPO	CLASSE
Grupo A	A1 - > 230kV A2 - 88kV < X < 138kV A3 - 69kV A3a - 30kV < X < 44kV A4 - 2,3kV < X < 25kV As - Subterrâneo < 2,3	Residencial Rural Comercial Industrial Poder público
Grupo B	B1 - 127V ou 220V B2 - 127V ou 220V B3 - 127V ou 220V B4 - 127V ou 220V (Mono, Bi, Trifásico)	Residencial Industrial Comercial Rural Poder público

Figura 2. Classificação das UCs brasileiras. Fonte: ANEEL (2016; 2021; 2021).

As classificações das UCs brasileiras, além de definirem as características elétricas de atendimento, também são utilizadas como base para calcular o valor da energia das unidades ANEEL (2016b, 2021b,c).

O grupo A é caracterizado por unidades consumidoras que possuem tensão de fornecimento igual ou superior a 2.3 kV. As UCs desse grupo são obrigadas a contratar demanda a partir de 30 kW e o faturamento da sua energia é binomial, ou seja, pagam pela energia ativa e energia reativa. Vale destacar que consumidores desse grupo tem como tarifa mínima o valor de demanda contratada e a mesma varia de acordo com a potência contratada. O grupo A é dividido nos subgrupos ANEEL (2021b):

- subgrupo A1: Unidades consumidoras com tensão de fornecimento igual ou acima de 230 kV;
- subgrupo A2: Unidades consumidoras com tensão de fornecimento entre 88 kV e 138 kV;
- subgrupo A3: Unidades consumidoras com tensão de fornecimento de 69 kV;
- subgrupo A3a: Unidades consumidoras com tensão de fornecimento entre 30 kV a 44 kV;
- subgrupo A4: Unidades consumidoras com tensão de fornecimento entre 2,3 kV a 25 kV;
- subgrupo As: Unidade consumidoras que são atendidas pelo sistema subterrâneo de distribuição e com tensão de fornecimento abaixo de 2,3 kV.

O grupo B é caracterizado por unidades consumidoras de tensão de fornecimento, abaixo de 2.3 kV. Unidades consumidoras desse grupo não são obrigadas a contratar demanda, mas pagam custo de disponibilidade que consiste em uma tarifa mínima independente do consumo. O custo de disponibilidade varia de acordo com o tipo de ligação: monofásica, bifásica ou trifásica ANEEL (2016a). Suas tarifas são monômias, ou seja, pagam apenas o consumo ativo. As tensões de fornecimento geralmente são 127 V, 220 V ou 380 V. Segundo a Resolução Normativa ANEEL Nº 414/2010, o grupo B é dividido nos subgrupos ANEEL (2021c):

- subgrupo B1: Unidades consumidoras residenciais;
- subgrupo B2: Unidades consumidoras rurais;
- subgrupo B3: Unidades consumidoras das demais classes;
- subgrupo B4: Iluminação pública.

A tarifa de energia elétrica para consumidores do grupo B é composta por TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD ENCARGOS, TUSD PERDAS, TE e TE ENCARGOS. Na Figura 3 são apresentadas as parcelas que compõem a tarifa de energia do grupo B. As parcelas TUSD são referentes aos custos de distribuição transmissão e as parcelas TE são referentes aos custos da energia. Os valores de cada componente são calculados para cada classe, grupo e subgrupo apresentado a seguir ANEEL (2012a).

A TUSD FIO A é a componente referente aos custos do sistema de distribuição ou de transmissão de terceiros, como o uso dos sistemas de transmissão de rede básica. A TUSD FIO B é referente aos custos de prestação de serviço da distribuidora de energia, como remuneração dos ativos. A TUSD ENCARGOS são os custos relacionados aos encargos do serviço de distribuição de energia elétrica, como a Reserva Global de Reversão. A TUSD PERDAS são os custos relacionados as perdas no serviço de distribuição de energia, como as Perdas técnicas do sistema da distribuidora. A TE são os custos relacionados a compra da energia por parte da distribuidora, como a geração de energia. A TE ENCARGOS são os custos relacionado aos da parcela TE como Encargos de Serviços de Sistema.



Figura 3. Composição da tarifa de energia para o Grupo B. Fonte: ANEEL (2012).

No Brasil, em 2012, foi publicada a REN482/2012 pela ANEEL. A resolução teve como um dos principais objetivos, regulamentar o acesso da GD às redes de distribuição de energia, buscando incentivar o crescimento da GD. A REN482/2012 estabelece as condições elétricas que uma UC de atender para conectar um sistema GD à rede de distribuição, as regras variam de acordo com o grupo de consumidor de potência do sistema.

O sucesso da regulamentação de GD tem relação direta com a obrigatoriedade por parte das distribuidoras de permitirem a conexão de quaisquer UCs à rede de distribuição e o sistema de compensação implantado, o sistema *net metering* ANEEL (2012b, 2021a). Em 2015, foi aprovada a primeira alteração da resolução de GD em vigor, e em 2016, passaram a valer as novas regras da REN687/2015, resolução que alterou a REN482/2012 ANEEL (2015). A nova resolução trouxe melhorias para o setor de GD, ela teve a preocupação de reduzir prazos de acesso, criar novas modalidades de acesso e de compensação, além de trazer mais segurança para os investidores do setor ANEEL (2015). Na Tabela 1 são apresentadas as principais características da resolução assim como as principais mudanças aprovadas em 2015.

Tabela 1. Evolução da GD devido as mudanças. Fonte: (ANEEL, 2012c, 2015)-

Principais pontos	REN482/2012	REN687/2015
Sistema de compensação	A resolução criou o sistema de compensação de energia baseado na <i>Net Metering</i> .	Manteve o sistema, porém com créditos de energia com prazo de 60 meses para uso.
Fontes de energia	Solar, eólica, hidráulica, biomassa ou cogeração.	Mesmas fontes.
Modalidades	Geração junto a carga e auto-consumo remoto	Inclusão da Geração compartilhada e Condomínio solar
Limites de potência	Microgeração menor ou igual a 100kW - Minigeração maior que 100kW a 1MW	Microgeração menor ou igual a 75kW - Minigeração maior que 75kW a 5MW.
Regras de conexão	Regulamentação para homologação	Redução do prazo de homologação, padronização de formulários e padronização de faturas

Os principais pontos da resolução que regem a GD no Brasil são referentes as regras de compensação, fontes de energia permitida, modalidades de compensação, limites de potência e regras de conexão com a rede. Esses pontos, deram aos consumidores confiança para a utilização da nova tecnologia de geração. As alterações de melhoria desses pontos da resolução postas em

prática em 2016, somados a redução de custo relacionados a implementação de projetos fotovoltaicos gerou um cenário favorável ao setor. O cenário favorável propiciou o crescimento acelerado da GD, mais acelerado que o período anterior, a potência instalada de GD saltou de 88 MW para 4,760 MW, após as mudanças EPE (2018).

Incentivos governamentais são fundamentais para a disseminação da utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica, principalmente quando se trata de GD fotovoltaica. Com as experiências obtidas das aplicações de práticas de incentivos para a difusão dessas fontes, diversos estudos puderam ser realizados e muitos pontos foram levantados como fundamentais para o sucesso de determinada estratégia. O artigo (Rigo *et al.* 2019), agrupou de forma clara, os principais pontos chaves de sucesso para o crescimento da utilização desse tipo de energia. Foi realizado um estudo, onde foram discutidos os principais fatores que impactam no crescimento da GD fotovoltaica no Brasil. Os fatores críticos listados foram: fatores econômicos; fatores ambientais; fatores de Marketing; fatores políticos; fatores sociais; e fatores tecnológicos.

A resolução que regulamenta a GD no Brasil, trata de todos os pontos apresentados como fatores críticos por (Rigo *et al.* 2019). Como exemplo, pode-se destacar o fator econômico que é tratado no sistema de compensação atual, onde a energia injetada na rede é compensada 1 para 1 da energia consumida. Os fatores econômicos estão diretamente ligados a incentivar a intenção de compra por parte dos consumidores finais. Os consumidores finais tem como principal fator de decisão para utilização da GD, o retorno do investimento Greener (2019). O sistema de compensação em vigor viabiliza esse retorno financeiro, atendendo de forma positiva esse fator crítico.

Do ponto de vista ambiental pode-se citar a redução de emissão dos gases do efeito estufa para geração de energia. É uma estratégia mundial a substituição das fontes energéticas para fontes menos poluentes, e não é diferente no Brasil. Incentivar a GD fotovoltaica, auxilia o País a atingir o objetivo de transformação de sua matriz energética para fontes (Rigo *et al.* 2019). Muitos consumidores se importam com o meio ambiente e procuram utilizar fontes limpas de energia, porém, esse não é o principal fator decisório para o investimento na nova tecnologia Greener (2019).

Do ponto de vista político pode-se destacar as políticas públicas de incentivo à GD, o suporte de governança, incentivos fiscais, financiamentos subsidiados e boa infraestrutura de rede elétrica (Rigo *et al.* 2019). As políticas públicas de incentivo à GD são as ferramentas do governo para alcançar os objetivos de expansão energética quando se fala de fontes limpas, pois esses incentivos impactam diretamente nos fatores econômicos para o investidor, além de dar segurança e credibilidade ao usuário.

No fim de 2018, tiveram início as discussões para a segunda alteração da resolução que regulamenta a GD. Porém dessa vez, as alterações preveem redução dos incentivos ao sistema de compensação. Desde 2017, o PDE 2027 já apresentava projeções de crescimento da GD considerando tarifa binômica, ou seja, já mostravam alterações considerando mudanças que impactariam o sistema de compensação atual EPE (2018).

A principal motivação para as alterações das normas de compensação no Brasil é a transferência de custos de infraestrutura de rede dos consumidores participantes de GD para os demais consumidores não participantes e para as distribuidoras de energia. Essa transferência de custos pode acarretar um desequilíbrio tarifário, afirma o relatório. Os PDEs seguintes, reafirmaram essa necessidade e apresentaram soluções para a questão EPE (2019, 2020b).

Diversos lugares no mundo passaram ou estão passando por mudanças regulatórias com o objetivo de reduzirem o impacto da transferência de custo mencionada, e também mitigar impactos técnicos na rede. O livro de (Castro e Dantas 2018) faz uma análise de 12 estudos de caso com o objetivo de analisar os impactos causados pela penetração da GD fotovoltaica na rede elétrica desses locais. Quase todos os locais analisados no estudo de caso tiveram que revisar a regras de compensação devido aos impactos negativos à rede.

O sistema elétrico brasileiro está passando por um momento de alteração regulatória no segmento de GD, nesse contexto de custos de infraestrutura de rede elétrica. A ANEEL, em 2018 divulgou as propostas de alteração da REN482/2012, com relação ao sistema de compensação de energia, com objetivo de colocar uma delas em prática em 2020. A Agência apresentou 5 alternativas para o sistema de compensação GD, a proposta foi posta para ser discutida em Audiência Pública (nº 1/2019) e receber contribuições das partes envolvidas. Tiveram contribuições de diversos representantes das partes interessadas do setor energético, como o grupo de pesquisa da Universidade de São Paulo - USP, como a ABSOLAR e concessionárias, que realizaram estudos para contribuir com uma análise da proposta de revisão da resolução por parte da ANEEL IEEUSP (2019); Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2019).

Devido as discussões não chegarem a um consenso, a agenda de mudança da resolução foi interrompida e nenhuma das propostas de mudança foram postas em prática, além disso, o assunto passou a ser discutido também no poder legislativo EPE (2020b). O MME publicou em julho de 2021 os cadernos Micro e Minigeração Distribuída e Baterias do PDE 2031, onde foram apresentados 5 cenários considerando 5 novas alternativas de mudança do sistema de compensação. Na Figura 4 são apresentados os cenários de mudanças proposto pela ANEEL.

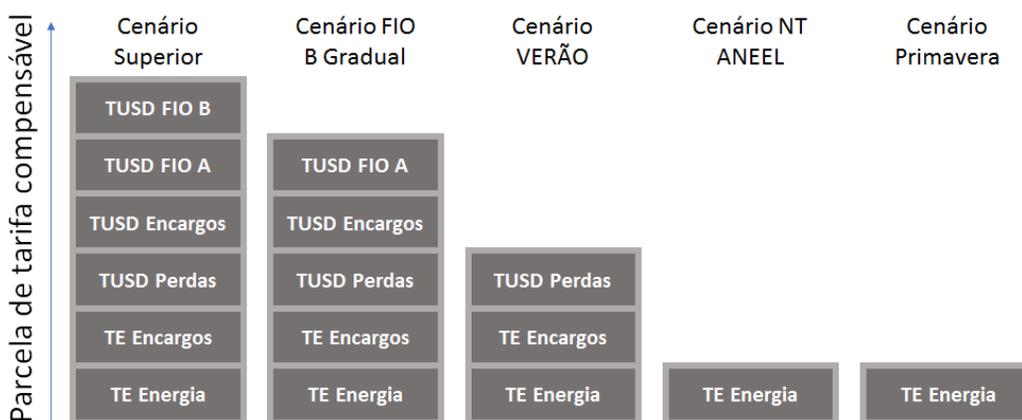


Figura 4. Alternativas de mudança para o sistema compensação apresentadas em 2021. Fonte: (EPE, 2021b).

No cenário Superior é considerado que as regras de compensação em vigor serão mantidas. O Cenário FIO B Gradual considera a proposta no Projeto de Lei 5829/2019. A mudança no sistema de compensação seria com relação a não compensação da componente FIO B da TUSD, da seguinte forma: Quando a participação da GD por distribuidora for abaixo de 5%, todas as componentes deverão ser compensadas, quando a participação estiver entre 5% e 10%, 50% da componente FIO B da TUSD não será compensada, e quando a participação da GD atingir 10% da carga da distribuidora o órgão regulador deverá fazer uma avaliação do sistema de compensação.

As novas regras passam a valer somente para os participantes que homologarem seus sistemas GD após sua entrada em vigor. O Cenário Verão retira da compensação as parcelas TUSD distribuição a partir de 2023, a parcela TUSD transmissão a partir de 2024, a parcela TUSD encargos a partir de 2026. A partir de 2026, o cenário também considera que entrará em vigor a tarifa binômia. As regras valerão para todos os participantes de GD, antigos e novos. O Cenário NT ANEEL foi desenvolvido baseado na nota técnica nº 30/2021 publicada pela equipe técnica da ANEEL. Ele considera a retirada do sistema de compensação as parcelas TUSD distribuição a partir de 2022, a parcela TUSD transmissão a partir de 2022, a parcela TUSD encargos a partir de 2025, a parcela TUSD perdas a partir de 2025, e a parcela TE encargos a partir de 2025. A regras valerão somente para os novos acessantes de GD. O Cenário Primavera é similar ao cenário anterior, a diferença está nas datas de início das regras e a inclusão de tarifa binômia. Ele considera a retirada do sistema de compensação as parcelas TUSD distribuição a partir de 2023, a parcela TUSD transmissão a partir de 2023, a parcela TUSD encargos a partir de 2024, a parcela TUSD perdas a partir de 2025, e a parcela TE encargos a partir de 2026. A tarifa binômia valerá a partir de 2023 e as regras desse cenário valerá para todos os participantes da GD, antigos e novos EPE (2021b).

Em todos os cenários expostos, o PDE 2031 apresenta projeções de crescimento para a GD. Mesmo no cenário Primavera, que em termos de compensação da energia injetada é o menos atrativo para o investidor em GD, o relatório apresenta uma projeção de 22.8 GW de potência instalada acumulada em 2031 EPE (2021b). Nos cenários menos impactantes à forma de compensação atual, os cenários Superior e Fio B Gradual, as projeções são de 41.6 GW e 36.5 GW, respectivamente. O relatório apresenta também as projeções de GD para alguns grupos de consumidores considerando o cenário Verão, o grupo que apresenta maior crescimento é o residencial, seguido por comercial baixa tensão e comercial alta tensão.

Metodologia:

Foram selecionadas para este estudo as 10 distribuidoras de energia que mais comercializaram energia no ano de 2020. Os dados foram retirados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020. O mesmo relatório forneceu as quantidades de energia comercializada EPE (2021a). Na mapa do Brasil na Figura 5 são apresentadas as distribuidoras de energia analisadas neste artigo e suas respectivas localizações.

As informações dos sistemas de GD conectados à rede no Brasil foram obtidos no Banco de Dados de Unidades Consumidoras de Microgeração e Minigeração Distribuída conforme REN482/2012 ANEEL (2021a). O banco de dados forneceu as seguintes características dos sistemas de GD conectados à rede: distribuidoras de energia, classe de consumo, subgrupo, modalidade de geração, unidades consumidoras participantes, municípios, regiões, data, fonte geradora e potência do sistema instalado. O banco de dados é constantemente atualizado com cadastros de novas usinas, para realização das análises deste trabalho, foi feito o download dos dados no dia 30/06/2021.

Após obtenção das informações, foram organizadas em uma planilha eletrônica, foi feito um recorte temporal para análise dos dados, onde foram analisados os dados obtidos até dezembro de 2020. Assim, foram selecionados os dados de capacidade instalada do grupo A e do grupo B, ambos em kW, das 10 distribuidoras analisadas. Da mesma forma, foram calculadas as potências médias dos sistemas GD fotovoltaicos de cada subgrupo do grupo B, utilizados para realizar as simulações de impactos.

A geração de energia elétrica fornecida pelos sistemas GD em 2020 foi calculada utilizando o simulador do Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América latina (IDEAL, 2021). No simulador é possível calcular a estimativa geração de energia produzida de um sistema solar fotovoltaico a partir de sua localização e potência. Para se calcular a geração de energia equivalente a soma das potências dos sistemas GD conectados a rede das 10 distribuidoras foram

inseridas duas informações no simulador: a primeira informação foi a potência instalada acumulada até o final de 2020 de cada distribuidora; a outra informação, foi a localização da distribuidora. A localização define a quantidade de radiação média que incide no local, e no Brasil, essa radiação média sofre grande variação, como pode ser observado na Figura 5. É importante destacar que para uma análise de geração mais precisa é necessário utilizar um *software* que leve em consideração outros parâmetros como localização de satélite, inclinação dos módulos fotovoltaicos e desvio azimutal.

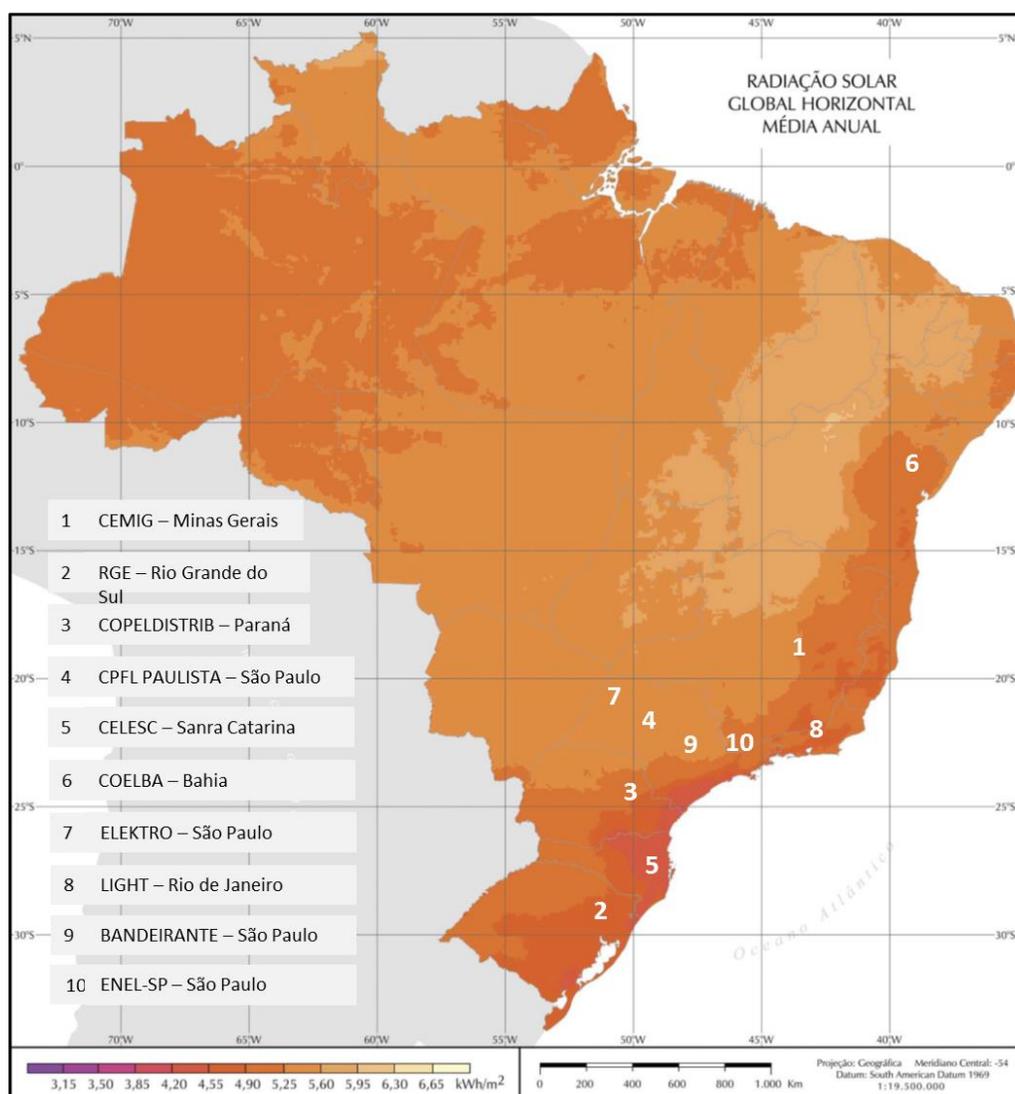


Figura 5. Mapa de radiação solar com localização das 10 principais distribuidoras brasileiras. Fonte: (EPE, 2021a; INPE, 2006).

Para quantificar o índice de penetração, o Ppe , de GD por distribuidora foi utilizada a equação:

$$Ppe = GE_{GD} \div CE_{UC} \quad \text{Equação(1)}$$

onde, GE_{GD} é a energia elétrica gerada pela capacidade instalada de GD até 2020, em 1 ano, por distribuidora em GWh e CE_{UC} é a energia elétrica fornecida por distribuidora em GWh no ano de 2020.

Para quantificar os impactos sofridos pelas distribuidoras neste trabalho, foi considerado como impacto negativo, a redução de receita em kWh/mês que deixam de faturar devido à economia de energia proporcionada por sistemas GD em funcionamento. Foram realizadas simulações de impacto em kWh/mês para sistemas GD fotovoltaicos com potência média, em kW, de cada subgrupo do grupo B.

Foi considerado nas simulações que os sistemas GD fotovoltaicos pertencem à distribuidora de energia Light. A ANEEL fornece as informações de formação de tarifa devido as parcelas de custos, que serviram de base para calcular os impactos ANEEL (2021e).

Para calcular a potência média das UCs dos subgrupos do grupo B utilizou-se como base de dados o banco de dados da ANEEL (2021a). A potência média foi obtida através da média aritmética das potências dos sistemas GD fotovoltaicos de cada subgrupo. Para calcular a geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos analisados, foi utilizado o simulador IDEAL (2021).

Para calcular os impactos considerando as regras de compensação atual IP_{at} , a seguinte equação foi utilizada:

$$IP_{at} = G_{média} - CD_t \quad \text{Equação(2)}$$

onde, $G_{média}$ é a geração de energia elétrica em kWh/mês dos sistemas GD fotovoltaicos e CD_t é o custo de disponibilidade para UCs com ligação trifásica.

Para calcular os impactos considerando as regras de compensação do cenário FIO B IP_{FIOB} , a seguinte equação foi utilizada:

$$IP_{FIOB} = G_{média} - TUSD_{FIOB} \quad \text{Equação(3)}$$

onde, $G_{média}$ é a geração de energia elétrica em kWh/mês dos sistemas GD fotovoltaicos e $TUSD_{FIOB}$ é a parcela TUSD FIO B de energia referente aos custos de distribuição.

Para calcular os impactos considerando as regras de compensação do cenário verão $IP_{VERÃO}$, a seguinte equação foi utilizada:

$$IP_{VERÃO} = G_{média} - TUSD_{FIOB} - TUSD_{FIOA} \quad \text{Equação(4)}$$

onde, $G_{média}$ é a geração de energia elétrica em kWh/mês dos sistemas GD fotovoltaicos, $TUSD_{FIOB}$ é a parcela TUSD FIO B de energia referente aos custos de distribuição e $TUSD_{FIOA}$ é a parcela TUSD FIO A de energia referente aos custos de transmissão.

Para calcular os impactos considerando as regras de compensação do cenário NT ANEEL $IP_{NTANEEL}$, a seguinte equação foi utilizada:

$$IP_{NTANEEL} = G_{média} - TUSD_{FIOB} - TUSD_{FIOA} - PERDAS - ENCARGOS \quad \text{Equação(5)}$$

onde, $G_{média}$ é a geração de energia elétrica em kWh/mês dos sistemas GD fotovoltaicos, $TUSD_{FIOB}$ é a parcela TUSD FIO B de energia referente aos custos de distribuição e $TUSD_{FIOA}$ é a parcela TUSD FIO A de energia referente aos custos de transmissão, $PERDAS$ é a parcela referente as perdas técnicas e não técnicas e $ENCARGOS$ é a parcela referente aos encargos.

Resultados:

Nesta seção de resultados, são apresentados os percentuais de penetração da GD fotovoltaica das 10 distribuidoras de energia que mais comercializaram energia no Brasil em 2020 e 4 simulações de sistemas GD fotovoltaicos médios considerando as propostas de mudanças no sistema de compensação.

No Brasil, existem 107 distribuidoras de energia em operação. Porém, essa pequena amostra de 10 distribuidoras de energia, representam 51% da capacidade de GD fotovoltaica instalada no País. Na Tabela 2, pode-se observar uma grande variação dos índices de penetração da GD nas distribuidoras de energia analisadas.

Analisando os dados apresentados na Tabela 2, a distribuidora CEMIG Distribuição S.A (CEMIG) é a distribuidora que possui maior volume de fornecimento de energia, e também é a que possui maior capacidade instalada de GD fotovoltaica do País, cerca de 18% da capacidade instalada nacional. A CEMIG é uma das distribuidoras de energia que atua no estado de Minas Gerais, estado que possui maior desenvolvimento de GD do Brasil ANEEL (2021a). Apesar da CEMIG ser a distribuidora com maior destaque em GD no Brasil, a distribuidora que possui maior penetração de energia GD é a distribuidora RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (RGE). A RGE atua no estado

do Rio Grande do Sul, é a distribuidora com a segunda maior capacidade de GD instalada, possui 9% da potência instalada no Brasil.

Comparando os dados apresentados das distribuidoras RGE e ENEL-SP, ou seja, a que possui maior índice de penetração e a que possui menor índice, nota-se uma diferença grande de penetração da GD fotovoltaica. A penetração da GD na distribuidora ENEL-SP é muito menor que na distribuidora RGE. Essa diferença se dá, devido a ENEL-SP possuir um volume de energia de mais do que o dobro da quantidade de energia fornecida pela RGE, em contrapartida, a distribuidora do Rio Grande do Sul tem maior número de sistemas GD em sua rede.

Analisando os dados das distribuidoras por grupos de tensão, o grupo B apresenta maior capacidade de GD instalada em todas as 10 distribuidora estudadas. Na distribuidora RGE, que possui maior índice de penetração, o grupo B representa 84% da capacidade instalada de GD.

Analisar a penetração de geração da GD por distribuidora pode trazer um olhar mais próximo do real impacto da penetração da GD na rede. Pois, como visto anteriormente, a penetração da GD não se dá de forma homogênea no território brasileiro e por consequência seus impactos também podem ocorrer de forma diferente em cada distribuidora. Avaliar a penetração da GD dessa maneira pode auxiliar a tomadores de decisão do setor energético a em desenvolver políticas mais precisas.

Tabela 2. Penetração da GD em kWh por distribuidora. Fonte: (ANEEL, 2021a).

Distribuidora	CE_{UC} [GWh]	Grupo A [kW]	Grupo B [kW]	GE_{GD} [GWh]	P_{pe}
CEMIG	51,781.0	226,596.4	620,386.2	1,245.9	2.4%
RGE	18.913.0	71.397.4	370.935.3	558.7	3.0%
COPELDISTRIB	29,454.0	28,446.8	276,563.7	424.3	1.4%
CPFL PAULISTA	30,247.0	56,921.7	193,474.9	362.3	1.2%
CELESC	25,593.0	36,425.2	163,439.9	236.4	0.9%
COELBA	19,975.0	21,439.0	140,466.5	217.4	1.1%
ELEKTRO	17,702.0	8,303.6	125,386.5	162.0	0.9%
LIGHT	23,905.0	37,832.2	55,061.3	126.5	0.5%
BANDEIRANTE	14,617.0	20,246.5	24,506.8	58.9	0.4%
ENEL-SP	40,309.0	7,469.6	20,111.6	36.4	0.1%

Para discutir os possíveis impactos ao crescimento da GD devido as propostas de mudanças no sistema de compensação, será tomado como base os estudos de caso apresentado na Tabela 3.

Foram calculados os dados para os sistemas médios dos subgrupos B1, B2, B3 e B4. As simulações foram feitas considerando que os sistemas estão instalados no município do Rio de Janeiro na distribuidora Light. Foi simulado também, os dados de impacto considerando a aplicação dos cenários de mudanças propostos pela ANEEL. Os dados das simulações são apresentados na Tabela 3.

A simulação apresentada, mostra o impacto de redução de receita em kWh/mês que as distribuidoras sofrem com sistemas de GD médio de cada subgrupo.

Como apresentado na revisão bibliográfica, foi proposto pela ANEEL 5 alternativas de mudanças para o sistema de compensação GD do Brasil. Na Tabela 3 é apresentados o impacto de perda de receita considerando cada uma das alternativas, ou seja, a quantidade de energia compensada em cada cenário.

O cenário superior, o cenário que mantém as regras de compensação atuais, é apresentado na coluna IP_{at} da Tabela 3. Os Cenários NT ANEEL e Primavera, são apresentados na coluna $IP_{NTANEEL}$. Esses dois cenários preveem a compensação de somente a parcela TE das tarifas, por esse motivo são apresentados em uma única coluna. Os outros 2 cenários, o FIO B e Verão, são apresentados nas colunas IP_{FIOB} e $IP_{VERÃO}$, respectivamente.

As potências dos sistemas fotovoltaicos utilizados na simulação foram calculadas baseadas nos sistemas homologados de cada de cada subgrupo do grupo B. O subgrupo que possui a maior média de maior potência é o B3, subgrupo representado principalmente por UCs comerciais e industriais. Porém, a variação de potência média é pequena, se comparado as médias de potência dos outros subgrupos. A maior diferença está entre o subgrupo B1 e B3, que possui uma diferença de 20% de potência.

Os resultados das simulações dos impactos na receita das distribuidoras apresentados, mostram variações de impactos de acordo com o cenário analisado. O sistema de compensação atual é o que apresenta maior impacto às distribuidoras, pois a retenção de receita é referente à apenas 100 kWh/mês, que é o custo de disponibilidade. Por outro lado, o cenário NT ANEEL é o que apresenta menor impacto às distribuidoras, pois nesse cenário apenas a parcela referente ao custo de energia TE é compensado. No cenário NT ANEEL, a redução de impacto para a distribuidora é de aproximadamente 60% se comparado ao impacto que o sistema de compensação atual proporciona. É importante destacar que o percentual de redução de impacto

com a mudanças podem variar de acordo com a distribuidora, pois os valores que compõem a tarifa de energia variam de distribuidora para distribuidora.

Os cenários que mostram maior redução de impactos na receita das distribuidoras são os que provocam maiores impactos na quantidade de energia compensadas para as UCs.

Tabela 3. Simulações de impacto da GD à rede distribuição em redução de consumo considerando o sistema de compensação atual e seus possíveis cenários. Fonte: (ANEEL, 2021a,d).

Sub grupo	Potência [kW]	$G_{média}$ [kWh/mês]	IP_{at} [kWh/mês]	IP_{FIOB} [kWh/mês]	$IP_{VERÃO}$ [kWh/mês]	$IP_{NTANEEL}$ [kWh/mês]
B1	19.4	26,422.8	26,322.8	20,774.0	18,924.4	10,204.9
B2	24.4	32,960.4	32,860.4	25,938.7	23,631.5	12,854.6
B3	28.8	39,225.6	39,125.6	30,888.2	28,142.4	15,298.0
B4	25.8	35,139.6	35,039.6	27,660.3	25,200.5	13,704.4

Discussões

As regras de compensação de GD no Brasil consideram que o valor da energia injetada é o mesmo valor que a energia consumida, com isso, um sistema GD que gera 100% da energia consumida passa a pagar o valor mínimo previsto pela ANEEL de acordo com seu enquadramento tarifário. Essa redução de receita causa impactos financeiros às distribuidoras e por consequência as UCs que não possuem GD, acabam arcando com os custos de infraestrutura da rede de distribuição.

Para casos em que a GD é utilizada por uma UC do grupo B, o valor mínimo pago à distribuidora é o valor do custo de disponibilidade, que pode ser de no máximo 100 kWh/mês e para os consumidores do grupo A o valor mínimo será proporcional a carga instala. A REN 482/2012 permite que sistemas GD pode ter potência máxima de até 5 MW independentemente do tipo de consumidor, seja ele do grupo A ou do grupo B. Essa regra do sistema de compensação, faz com que UCs do grupo B com sistemas GD, causem maiores impactos de redução de receita às distribuidoras de energia. Os sistemas GD do grupo B em operação no Brasil, possuem grandes variações de potência, chegando a possuir sistemas de 420 kW de potência ANEEL (2021a). Isso ocorre também com as UCs do grupo A, porém os valores mínimos pagos as distribuidoras por essas unidades, são proporcionais as suas cargas, causando assim, menores impactos de redução de receita a rede. Nas simulações da Tabela 3, pode-se observar esse impacto do grupo B quando se compara a energia gerada ($G_{média}$) e a energia compensada no sistema de compensação atual (IP_{at}).

As mudanças no sistema de compensação proposta pela ANEEL são consequências dos impactos negativos relacionados a redução de receita às distribuidoras de energia devido a penetração da GD. Nos resultados, pode ser observado que quanto maior a potência do sistema GD maior o impacto de redução de receita.

Analisando os dados da Tabela 3, a potência média de um sistema do subgrupo B1, subgrupo correspondente às UCs da classe residencial, é capaz de gerar 26,422.8 kWh/mês. Um sistema desse, impacta em uma redução de receita de 26,322.8 kWh/mês para uma UC de ligação trifásica, ou seja, uma perda de 99% de receita para a distribuidora referente a um cliente com um sistema desse porte. O impacto é ainda maior quando são os sistemas do subgrupo B3, quase 100% de redução de receita. Em resumo, quanto maior a potência do sistema GD, maior será o impacto gerado à distribuidora.

As propostas de mudanças no sistema de compensação, reduzirão os impactos de redução de receita causados às distribuidoras. Com base nas simulações do subgrupo B1, da Tabela 3, pode-se observar essa redução. No sistema de compensação atual, o impacto à distribuidora para o caso simulado, é 99.6% de impacto na receita, no Cenário FIO B Gradual a redução seria de 78.6%, no Cenário Verão o impacto reduz para 71.6% e no Cenário NT ANEEL o impacto seria de 38.6%. Por outro lado, quanto menor o impacto à distribuidora menor é o valor compensado para a UC.

Segundo dados do relatório EPE (2021a), a média de consumo de energia elétrica na classe residencial é 173.7 kWh/mês na região sudeste considerando dados de 2020. Com esse dado, pode-se fazer duas análises:

A primeira análise é fazendo um paralelo com a média de potência dos sistemas GD fotovoltaicos do subgrupo B1. Um sistema GD médio desse subgrupo tem a capacidade de gerar energia para 152 UCs médias residenciais. Isso significa que, a potência de 19.4 kW de um sistema médio do subgrupo B1, instalado em uma única UC, causa impacto muito maior que a mesma potência distribuída em 152 UCs. Pois a distribuidora, no segundo caso, manteria receita referente aos 152 custos de disponibilidade pago por esses consumidores, que seria 15.200 kWh/mês caso fossem trifásicos.

A segunda análise é com relação ao custo de disponibilidade e as propostas de mudanças para esse consumidor. Conforme mencionado anteriormente neste trabalho, todas as UCs do grupo B tem como taxa mínima de energia o custo de disponibilidade. Considerando o consumo das UCs residenciais médias da região sudeste com ligação de rede trifásica, elas têm a possibilidade de reduzir apenas 73.7 kWh/mês do seu consumo de energia, com o sistema de compensação atual.

Esses consumidores tem menos benefícios econômicos, considerando o volume de redução de energia compensada, que as UCs de maior consumo. Isso ocorre devido ao sistema de compensação ser igual para todos os consumidores desse grupo. Se considerar uma das mudanças propostas pela ANEEL, como a NT ANEEL, a quantidade de energia compensada seria ainda menor, para o cenário NT ANEEL seria de 28.4 kWh/mês.

Avaliando o exposto acima, pulverizar sistemas GD de potências maiores em pequenos sistemas, pode reduzir o impacto financeiro na rede de distribuição, no que diz respeito à transferência de custos de infraestrutura devido ao valor faturado pelas distribuidoras. Por outro lado, sistemas GD de pequenas potências não são tão atraentes quanto os de maiores potências. Visto isso, desenvolver regras de compensação de energia levando em conta o consumo das UCs, de forma que fique mais atraente para os pequenos consumidores, pode auxiliar a tomadores de decisão, na solução dos impactos negativos da penetração da GD.

Na seção de resultados foram apresentados os índices de penetração de GD fotovoltaicas das 10 principais distribuidoras do Brasil em 2020. Com esses dados pode ser observado que a penetração da GD acontece de forma distinta em cada distribuidora. Esse índice pode auxiliar tomadores de decisão a desenvolverem propostas de mudanças para o sistema de compensação. As propostas de mudanças postas pela ANEEL para o sistema de compensação de GD brasileiro considera a aplicação das mesmas de forma simultânea em todo o País. Porém, como foi analisado, a penetração se dá forma diferente em cada distribuidora e por consequência os impactos negativos também. Aplicar regras que tornem a GD menos atrativas em todas as distribuidoras, ao mesmo tempo, pode frear o desenvolvimento da tecnologia de forma precoce em alguns lugares. O artigo (Inderberg *et al.* 2018), mostra que medidas de redução de compensação de energia desaceleraram o crescimento da GD.

Alguns estudos mostraram que medidas de mudanças como essas precisaram ser tomadas em diversos locais. Países como EUA, Austrália e Bélgica adotaram medidas de mudanças no sistema de compensação de forma local, de acordo com suas respectivas necessidades. Na Califórnia por exemplo, foi regulamentado que as regras deveriam valer em determinado período ou até atingir 5% de potência de demanda pico de cada distribuidora (Castro e Dantas 2018); (Darghouth *et al.* 2011); (Ramírez *et al.* 2017); (Ratnam *et al.* 2015).

Analisar a penetração da GD por distribuidora pode auxiliar aos tomadores de decisão do setor energético brasileiro a desenvolver regras de mudanças mais precisas no que diz respeito ao impacto negativo a GD e à rede de distribuição. A GD no Brasil é responsável por 2.7% da capacidade fotovoltaica do país, ou seja, ainda há muito espaço para crescimento ANEEL (2021a); EPE (2021a). Segundo relatório da IRENA, o setor de energias renováveis gerou 500 mil novos

postos de trabalho em 2020, sendo 33% desses postos ligados ao setor solar (IRENA e ILO 2021). Frear o crescimento da GD significa impactar negativamente na utilização de energia limpa e na criação de novos postos de trabalho, logo é de interesse de todos que as mudanças que afetem o crescimento da GD sejam postas em prática somente se houver necessidade.

Apesar das mudanças no sistema de compensação GD causarem impactos negativos ao seu crescimento, são de extrema necessidade que sejam aplicadas para um crescimento sustentável do setor. Estudos apresentam a utilização de tecnologias de armazenamento de energia como mitigadores dos impactos da redução do valor de energia compensada (Ratnam *et al.* 2015); (Von Appen e Braun 2019). Armazenar energia elétrica para consumo em momentos de não geração reduz o consumo de energia proveniente da rede, aumentando o autoconsumo da UC. Essa estratégia pode ser efetiva nos casos em que o valor de energia compensado é menor que o valor da energia gerada. Outra estratégia, é a utilização da energia armazenadas em horários de pico, pois nesse horário o valor da energia é maior, em locais onde a energia tem tarifação horária. No Brasil, essa estratégia de utilizar energia de outras fontes já é utilizada por UCs do grupo A. Algumas UCs desse grupo utilizam geradores a diesel nos horários de pico com o objetivo de reduzir o consumo da rede nesses horários EPE (2015).

É de suma importância que o crescimento da GD seja sustentável e não prejudique a nenhuma das partes interessadas do setor elétrico brasileiro. Porém, para que as mudanças tenham impactos mínimos ao setor, é necessário que sejam analisadas todas as oportunidades ligadas ao setor. Experiências internacionais pode ser um *benchmarking* para os tomadores de decisão brasileiros, visto que a GD no Brasil é um setor novo comparado a outros países.

Conclusões

Este artigo teve como escopo avaliar percentuais penetração da GD na rede de distribuição elétrica brasileira no que diz respeito a energia injetada e simular impactos de redução de receita para as distribuidoras de energia devido à compensação de energia, considerando regras de GD em vigor e suas propostas de mudanças. Com esses resultados foi possível analisar as propostas de mudanças para o sistema de compensação GD e seus possíveis impactos positivos e negativos, aos usuários de GD e às distribuidoras.

Foram apresentados os índices de penetração da GD nas redes das 10 maiores distribuidoras de 2020 no Brasil. A penetração da GD no Brasil não é uniforme, pelo contrário, observando os resultados pode-se observar que os impactos da penetração variam de 0.09% a 2.95%. Pode-se observar também, que as UCs dos subgrupos do grupo B são predominantes na GD no Brasil e

possuem grandes variações de potência dos sistemas fotovoltaicos instalados. Além de proporcionarem maiores impactos negativos às distribuidoras.

Além disso, os resultados apresentaram 4 simulações dos impactos de redução de receita para a distribuidora Light considerando os cenários de mudanças. As simulações mostraram a capacidade de geração de energia dos sistemas médios de cada subgrupo do grupo B e seus respectivos impactos à rede de distribuição. Foi simulado também os impactos de redução de receita desses sistemas GD considerando a aplicação das propostas de mudanças no sistema de compensação.

Foi observado nas discussões dos resultados que, devido aos sistemas de compensação e tarifação em vigor, sistemas de GD do grupo B tem maior impacto de redução de receita do que UCs do grupo A. Isso se deve ao fato de UCs do grupo B possuírem tarifas mínimas fixas e os consumidores do grupo A serem variáveis as taxas mínimas.

Quando se analisam as propostas de mudanças, a proposta que proporciona maior redução no impacto negativo às distribuidoras é a do Cenário NT ANEEL. Porém esse cenário é o que tem maior impacto no valor compensado de energia para a UC. Ainda com relação à aplicação do Cenário NT ANEEL, foi observado que para os consumidores médios brasileiros o sistema de compensação proposto, se tornará menos atraente à GD. Logo, soluções para mitigar os impactos da redução do valor compensado para a UC, são de interesse de todos. Pois, foi observado que sistemas de menor porte causam menos impactos de redução de receita a distribuidora que sistemas de maior porte.

Este trabalho, mostrou que ações de mudanças no sistema de compensação são necessárias para a sustentabilidade da rede de distribuição, pois a perda de receita por parte das distribuidoras é fortemente afetada à medida que a penetração da GD cresce. Em contrapartida, ações de mudanças tornam a GD menos atrativa para os consumidores finais. Visto isso, pode-se concluir que junto das ações de mudanças no sistema de compensação, se fazem necessárias ações que mitiguem os impactos à GD. Caso contrário, a utilização de GD pode sofrer reduções e consequentemente, impactará na participação de fontes de energia limpa na matriz energética brasileira.

Como proposta para trabalhos futuros, sugere-se fazer este estudo de penetração para todas as concessionais do País e compará-los aos custos referentes à distribuição dessas distribuidoras. Com esses dados, espera-se contribuir com o desenvolvimento de soluções para difundirem a GD de forma sustentável.

Referências bibliográficas:

- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar (2019) *Contribuições à consulta pública nº 025/2019*. ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública Nº 025/2019, 144pp
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2012a.) *Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição*. Anexo VII Da Resolução Normativa Aneel Nº 956, de 7 de Dezembro de 2021.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2012b.) *Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2015) Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2016a.) *Cadernos temáticos ANEEL - micro e minigeração distribuída - sistema de compensação de energia elétrica*. 28 p. : il. - (Cadernos temáticos ANEEL).
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2016b.) *Classes de consumo*. Consultado em 10 de dezembro de 2021, desde: https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBiCLDgbE/content/classe/654800?inheritRedirect=false
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2018) *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – resolução normativa nº 482/2012*. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2021a.) *Geração distribuída - planilha de dados: SISGD*. Consultado em 10 de dezembro de 2021, desde: <https://bit.ly/3bWwbvE>
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2021b.) *Grupo a*. Consultado em 10 de dezembro de 2021, desde: <https://bit.ly/3EJtI9O>
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica 2021c. *Grupo b*. Consultado em 10 de dezembro de 2021, desde: <https://bit.ly/3nSIRcB>
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2021d.) *Postos tarifários*. Consultado em 10 de dezembro de 2021, desde de: <https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2021e.) *Tarifa residencial - evolução tUSD/te*. Consultado em 10 de dezembro de 2021, desde: <https://bitly.com/8QiXTT>
- Baker, L., Phillips, J. (2019) Tensions in the transition: The politics of electricity distribution in south africa. *Environment e Planning C-Politics and Space*, **0**, 1–20.
- Castaneda, M., Zapata, S., Herrera, J.A., Aristizabal, A.J., Dyer, I. (2019) Solar power business in the uk: A bright or cloudy future ahead? *International Journal of Renewable Energy Research*, **9**, 1309–1327.
- Castro, N.C., Dantas, G. (2018), *Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes*. Publit Soluções Editoriais, Rio de Janeiro.
- Câmara dos Deputados (2019) *Projeto de lei nº 5.829, de 2019*. Apresentação: 18/08/2021 00:01 - PLEN.
- Dantasa, G.A., de Castroa, N.J., Diasb, L., Antunes, C.H., Vardieroa, P., Brandão, R., Rosentala, R., Zambonid, L. (2018) Public policies for smart grids in brazil. *Renewable e Sustainable Energy Reviews*, **92**, 501–512. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.077>
- Darghouth, N.R., Barbose, G., Wiser, R. (2011) The impact of rate design e net metering on the bill savings from distributed pv for residential customers in california. *Energy Policy*, **39**, 111–133. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.040>
- de Castro V. S. J., Carpio, L.G.T. (2020) O impacto econômico nas taxas residenciais associadas à expansão de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede no brasil. *Energia renovável*, **159**, 1084–1098.
- Deotti, L., Guedes, W., Dias, B., Soares, T. (2020) Technical and economic analysis of battery storage for residential solar photovoltaic systems in the Brazilian regulatory context.. *Energies*, **13**, 6517. <https://doi.org/10.3390/en13246517>

- Dranka, G.G., Ferreira, P. (2020) Towards a smart grid power system in brazil: Challenges and opportunities. *Energy Policy*, 136, 5243–5253. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111033>
- Drumond Jr, P., de Castro, R.D., Seabra, J.A.E. (2021) Impact of tax and tariff incentives on the economic viability of residential photovoltaic systems connected to energy distribution network in brazil. *Solar Energy*, **224**, 462–471. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.034>
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2015) *Estimativa da capacidade instalada de geração distribuída no sin: Aplicações no horário de ponta*. Nota Técnica DEA 01/15, Recursos Energéticos.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2018) *Plano decenal de expansão de energia 2027*. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, MME/EPE, Brasília.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2019) *Plano decenal de expansão de energia 2029*. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, MME/EPE, Brasília.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2020a.) *Anuário estatístico de energia elétrica 2020*. Ministério de Minas e Energia, Brasília.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2020b.) *Plano decenal de expansão de energia 2030*. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, MME/EPE, Brasília.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2020c.) *Plano nacional de energia 2050*. Ministério de Minas e Energia, Brasília.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2021a.) *Anuário estatístico de energia elétrica 2021*. Ministério de Minas e Energia, Brasília.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2021b.) *Plano decenal de expansão de energia 2031*. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, MME/EPE, Brasília.
- G1, (2021) *Nível de reservatórios de hidrelétricas é o mais baixo para esta época do ano desde 2000*. Consultado em 05 de dezembro de 2021, desde: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2021/10/15/nivel-de-reservatorios-de-hidreletricas-e-o-mais-baixo>
- GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico (2017) *Aspectos teóricos e analíticos da segurança energética e os desafios do setor elétrico brasileiro*. Consultado em 05 de janeiro de 2022, desde: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/26_tdse_71.pdf
- Greener (2019) *Estudo estratégico mercado fotovoltaico de geração distribuída*. Consultado em 08 de dezembro de 2021, desde: <https://greener.greener.com.br/estudo-gd-1sem2019>
- Instituto Ideal (2021) *Simulador solar*. Consultado em 15 de dezembro de 2021, desde: <https://www.americadosol.org/simulador>
- Instituto Ideal (2021) *Simulador solar*. Consultado em 15 de dezembro de 2021, desde: <https://www.americadosol.org/simulador>
- IEA, International Energy Agency (2021a.) *Dados e estatísticas - emissões de co2 por fonte de energia*. Consultado em 02 de dezembro de 2021, desde: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLDfuel=Energy%20supplyindicator=TESbySource>
- IEA, International Energy Agency (2019) *Renewables 2019*. Consultado em 02 de dezembro de 2021, desde : www.iea.org/renewables2019
- IEA, International Energy Agency (2021b.) *World*. Consultado em 02 de dezembro de 2021, desde: <https://www.iea.org/world>
- IEEUSP, Instituto de Energia e Ambiente Universidade de São Paulo (2019) *Contribuição do grupo de pesquisa em governança energética do iee-usp à consulta pública sobre proposta de revisão da resolução normativa nº 482/2012 da aneel*. ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública Nº 025/2019, 157 pp.
- Inderberg, T., Tews, K., Turner, B. (2018) Is there a prosumer pathway? exploring household solar Energy development in germany, norway, and the United Kingdom. *Energy Research Social Science*, **42**, 258–269. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.04.006>
- IRENA and ILO (2021), *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2021*, International Renewable Energy Agency, International Labour Organization, Abu Dhabi, Geneva.

- IRENA, International Renewable Energy Agency (2021) *Renewable capacity highlights*. International Renewable Energy Agency, International Labour Organization, Abu Dhabi, Geneva.
- Ismael, S.M., Aleem, S.H.A., Abdelaziz, A.Y., Zobia, A.F. (2019) State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable energy*, **130**, 1002–1020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>
- INPE, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (2006) *Atlas brasileiro de energia solar*. São José dos Campos, Brasil.
- Maestri, C.O.N.M., Andrade, M.E.M.C. (2019) Geração distribuída e sua compensação na tarifa de energia. *XIV Congresso ANPCONT, Foz do Iguaçu, Brasil*.
- MME, Ministério de Minas e Energia (2003) *Modelo institucional do setor elétrico*. Consultado em 05 de janeiro de 2022, desde: <https://www.iea.org/world>.
<https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A24F0A728E014F0AFEC6D67688>.
- MME, Ministério de Minas e Energia (2021) *Ministério de Minas e Energia*. Consultado em 10 de outubro de 2021, desde: <https://dados.gov.br/organization/about/ministerio-de-minas-e-energia-mme>
- Oliveira, A.C., Lourenço, L.F., Monaro, R.M., Salles, M.B., Cardoso, J.R. (2019). Avaliação probabilística de sobrecorrente de transformador em sistemas de distribuição com níveis crescentes de penetração de pv. *2019 Conferência Internacional sobre Energia Elétrica Limpa (ICCEP)*. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2019.8890067>
- Ramos, D.S., Huayllas, T.E.D.C., Filho, M.M., Tolmasquim, M.T. (2020) New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **117**, 109–468. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109468>
- Ramírez, F.J., Escribanob, A.H., Lázaro, E.G., Pham, D.T. (2017) Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries. *Energy Policy*, **102**, 440–452. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.040>
- Ratnam, E.L., Weller, S.R., Kellett, C.M. (2015) Scheduling residential battery storage with solar pv: Assessing the benefits of net metering. *Applied Energy*, **155**, 881–891. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.06.061>
- Rigo, P.D., Siluk, J.C.M., Lacerda, D., Rosa, C.B., Graciele Rediske, G. (2019) Is the success of small-scale photovoltaic solar energy generation achievable in Brazil? *Journal of Cleaner Production*, **240**, 118–243. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118243>
- Sales, A.M.F.D., Barbosa, A.T.R. (2020) Análise das ações e políticas públicas na geração distribuída no Brasil. *Revista Gestão Sustentabilidade Ambiental*, **9**, 91 – 107.
- Simone, L.F.C., Salles, M.B.C. (2017) The impact of distributed generation on the energy tariff and the utility revenue in Brazil, *In 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2017.8004842>
- Siqueira, A.M.Q., Bermann, C., da Silva Misquita, Parente, V., Fonseca, W.W. Análise de impacto regulatório (air) sobre a revisão da resolução normativa 482/2012 e seus possíveis efeitos nos prosumidores., XII CBPE, Congresso Brasileiro de Planejamento Energético 2020. Brasil.
- Von Appen, J., Braun, M. (2019) Sizing and improved grid integration of residential pv systems with heat pumps and battery storage systems. *Ieee Transactions on Energy Conversion*, **34**, 562–571.
- Yaqoot, M., Diwan, P., Kandpal, T.C. (2016) Review of barriers to the dissemination of decentralized renewable energy systems. *Renewable Sustainable Energy Reviews*, **58**, 477–490. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.224>