



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS DE IMPERATRIZ (CCIM)
DEPARTAMENTO DE DIREITO
CURSO DE DIREITO

GUILHERME LIMA SOUSA

**IMPACTO DA REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA
ELÉTRICA NO ESTADO DO MARANHÃO**

Imperatriz

2023

GUILHERME LIMA SOUSA

**IMPACTO DA REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA
ELÉTRICA NO ESTADO DO MARANHÃO**

Monografia apresentada ao Curso de Direito do
CCIM da Universidade Federal do Maranhão
como requisito para obtenção do Grau de
Bacharel em Direito.

Orientadora: Prof. Artur Antonio da Rocha

Imperatriz

2023

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Lima Sousa, Guilherme.

IMPACTO DA REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE
ENERGIA ELÉTRICA NO ESTADO DO MARANHÃO / Guilherme Lima
Sousa. - 2023.

39 f.

Orientador(a): Artur Antonio Da Rocha.

Curso de Direito, Universidade Federal do Maranhão,
Imperatriz, 2023.

1. Grupo B Optante. 2. Resoluções Normativas ANEEL.
3. Setor elétrico. I. Antonio Da Rocha, Artur. II.
Título.

GUILHERME LIMA SOUSA

**IMPACTO DA REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA
ELÉTRICA NO ESTADO DO MARANHÃO**

Monografia apresentada ao Curso de Direito do
CCIM da Universidade Federal do Maranhão
como requisito para obtenção do Grau de
Bacharel em Direito.

Data de aprovação: 05/12/2023

BANCA EXAMINADORA:

Prof.^a Dr. Arthur Antonio Da Rocha
(Orientador)

Prof. Dr Marcio Fernando Moreira Miranda

Profa. Dra. Ellen Patricia Braga Pantoja

Dedico este trabalho à Jackeline, cujo apoio foi fundamental durante esta jornada acadêmica. Sua presença constante e incentivo foram a força motriz por trás deste esforço, refletindo não apenas meu compromisso com a busca do conhecimento, mas também a importância da sua contribuição para o meu percurso acadêmico.

AGRADECIMENTOS

Quero expressar meus sinceros agradecimentos a todos que contribuíram para a realização deste trabalho acadêmico. Primeiramente, aos meus dedicados professores, cuja orientação e conhecimento foram fundamentais para o desenvolvimento desta pesquisa. Suas valiosas sugestões e insights enriqueceram significativamente o conteúdo deste trabalho, e estou profundamente grato pela orientação acadêmica que me proporcionaram.

À Jackeline, minha companheira incansável nesta jornada, meu mais profundo agradecimento. Seu apoio constante, compreensão e incentivo foram pilares essenciais ao longo de todo o processo. Sua presença trouxe não apenas conforto emocional, mas também uma fonte inesgotável de inspiração. Este trabalho reflete não apenas minha dedicação acadêmica, mas também a importância do suporte que recebi de você, tornando esta conquista ainda mais significativa.

Aos meus pais, expresso minha gratidão por todo o apoio incondicional ao longo dos anos. Desde os primeiros passos na educação até este momento, sua confiança e encorajamento foram motores impulsionadores do meu percurso acadêmico. Vocês são a base sólida sobre a qual construí meus sonhos, e este trabalho é dedicado a vocês, que sempre acreditaram no meu potencial.

Cada um de vocês desempenhou um papel crucial na realização deste trabalho, e por isso, expresso meu profundo agradecimento. Este projeto não é apenas o resultado de esforços individuais, mas sim uma colaboração que reflete a importância do apoio e da comunidade ao longo da jornada acadêmica. Obrigado por fazerem parte desta conquista.

RESUMO

No âmbito do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC), investigam-se as dinâmicas tarifárias e regulatórias no setor elétrico brasileiro, com abordagem nas alterações propostas pelas Resoluções Normativas ANEEL 1.000/2021 e 1.059/2023. Essas mudanças impactam diretamente os consumidores do Grupo B Optante, um segmento que, por sua posição fronteiriça entre os Grupos A e B, tem a opção de escolher o faturamento do Grupo B. A Lei 14.300/2022 confere a esses consumidores o direito de instalar micro ou minigeração e serem tarifas de acordo com essa categoria. Contudo, em 7 de fevereiro de 2023, a REN 1000/2021 sofreu alterações pela REN 1059/2023, estabelecendo novos critérios, nomeadamente a exigência de não alocação de excedentes em unidades consumidoras distintas. Essas mudanças têm implicações significativas, especialmente para os consumidores que adotaram a modalidade B Optando pela geração distribuída remotamente. Dessa maneira, analisa-se a perda de direito a essa forma de tarifação, conforme os critérios estabelecidos pela ANEEL. A abordagem do TCC também compreende as nuances dos Grupos A e B, suas subdivisões e estratégias tarifárias adotadas pelas unidades consumidoras. A metodologia adotada para esta pesquisa envolve uma abordagem analítica, utilizando revisão bibliográfica, análise documental das normativas da ANEEL, estudo de caso para avaliar o impacto nas UCs do Grupo B Optante. A partir disso, foi possível concluir que a legislação e a regulamentação passam por uma revisão com o objetivo de desenvolver um delicado equilíbrio entre os interesses dos consumidores, a promoção da geração distribuída de energia e a preservação da segurança jurídica dos empreendimentos existentes.

Palavras-chave: Setor elétrico, Tarifas Dinâmicas, Grupo B Optante, Resoluções Normativas ANEEL, Agências reguladoras.

ABSTRACT

Within the scope of the Undergraduate Thesis (TCC), investigating the tariff and regulatory dynamics in the Brazilian electrical sector, with a focus on the changes proposed by ANEEL Normative Resolutions 1,000/2021 and 1,059/2023. These changes directly impact consumers in the Opting Group B, a segment that, due to its border position between Groups A and B, has the option to choose billing from Group B. Law 14,300/2022 grants these consumers the right to install micro or mini-generation and be billed accordingly. However, on February 7, 2023, REN 1000/2021 underwent changes through REN 1059/2023, establishing new criteria, notably the requirement of not allocating surpluses to distinct consumer units. These changes have significant implications, especially for consumers who adopted the B Opting mode for remotely distributed generation. They lost the right to this form of billing, according to the criteria established by ANEEL. The approach of the thesis also encompasses the nuances of Groups A and B, their subdivisions, and the tariff strategies adopted by consumer units. Additionally, we explore the formation of regulatory agencies in the Brazilian scenario, emphasizing their importance and role in the transition from the public to the private sector.

Keywords: Electric sector, Dynamic tariffs, Opting Group B, ANEEL Normative Resolutions, Regulatory agencies.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
2. AGÊNCIAS REGULADORAS E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	12
3. REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	19
3.1 Tributação da Energia Elétrica e Grupos Tarifários	21
3.1.1 Grupo A e Grupo B	23
3.1.2 Modalidade Grupo B Optante.....	24
3.2 Resolução Normativa Nº 1.059/2023	25
4. ESTUDO DE CASO: CADAMI UTILIDADES E PRESENTES LTDA X EQUATORIAL MARANHÃO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.....	27
5. Políticas Energéticas e Iniciativas Pelo Brasil	32
5.1 Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR).....	32
5.2 Programa Social de Energia Solar	32
5.3 Instituto Para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL)	33
5.4 Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (PROGD).....	33
6. DESAFIOS E OPORTUNIDADES NO MARANHÃO	34
7. CONCLUSÃO	36
BIBLIOGRAFIA	38

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o setor de energia elétrica tem enfrentado desafios significativos devido à crescente demanda por energia, à necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e a busca por fontes de energia mais limpas e sustentáveis. Nesse cenário, a geração distribuída de energia surge como uma alternativa promissora para atender a essas demandas e impulsionar o desenvolvimento sustentável. Este trabalho se propõe a explorar o contexto específico do Estado do Maranhão em relação à geração distribuída, analisando o impacto da regulamentação atual na expansão e integração de fontes de energia distribuída.

A energia é o motor que impulsiona o desenvolvimento econômico e melhora a qualidade de vida das populações. No entanto, a maneira como essa energia é gerada e distribuída desempenha um papel crítico nos desafios globais enfrentados atualmente. Os padrões tradicionais de geração centralizada de energia, geralmente baseados em fontes não renováveis, têm sido associados a impactos ambientais negativos, como a emissão de gases de efeito estufa e a degradação dos recursos naturais. Além disso, sistemas centralizados muitas vezes enfrentam perdas significativas na transmissão e distribuição de eletricidade.

Diante dessas questões, a geração distribuída de energia tem ganhado destaque em todo o mundo. A GD refere-se à produção de eletricidade em escala pequena, próxima aos pontos de consumo (até mesmo no ponto onde se consome), muitas vezes a partir de fontes renováveis, como energia solar, eólica e em cursos de água. Ela permite que residências, empresas e comunidades gerem sua própria eletricidade, diminuindo a dependência de fontes poluentes e reduzindo as perdas na transmissão. Além disso, a geração distribuída pode melhorar a resiliência do sistema elétrico, especialmente em áreas remotas ou vulneráveis a eventos climáticos.

No contexto brasileiro, a geração distribuída tem se mostrado uma alternativa atrativa para diversificar a matriz energética e atingir metas de redução das emissões de carbono. A política de *net metering*, que permite que os consumidores vendam o excesso de eletricidade gerada de volta à rede elétrica, estimulou o

crescimento desse mercado. No entanto, recentes mudanças na legislação brasileira, como as alterações na Lei 14.300 e nas Resoluções Normativas 414, 1.000 e 1.059, trouxeram desafios significativos para os consumidores de energia elétrica e para o segmento de geração distribuída, gerando incertezas e inseguranças.

O cenário atual é desafiador, resultado das regulações. As alterações na legislação têm impactado profundamente os investidores em geração distribuída, bem como os consumidores que planejavam adotar sistemas de energia solar e eólica para reduzir suas contas de eletricidade. As novas regras, que estabelecem o fim dos subsídios e incentivos, têm levado a um aumento no tempo de retorno do investimento e à necessidade de um desembolso financeiro inicial mais substancial.

Em face disso, é fundamental analisar o impacto dessas mudanças na perspectiva regional do Maranhão, considerando suas características geográficas e a necessidade de energia. O Maranhão apresenta um grande potencial para fontes de energia renovável, como solar e eólica, e enfrenta desafios únicos relacionados à distribuição de energia nessas regiões afastadas, onde a eletrificação tradicional é muitas vezes inviável.

O Maranhão, localizado na região Nordeste do Brasil, possui uma extensa faixa litorânea com excelente potencial para a energia eólica. Além disso, a região é beneficiada por altos níveis de irradiação solar ao longo do ano, o que a torna ideal para a geração de energia solar. No entanto, apesar desse potencial impressionante, o estado enfrenta desafios substanciais relacionados à distribuição de energia. Muitas áreas remotas do Maranhão não têm acesso confiável à eletricidade devido à distância das redes convencionais. O fornecimento de energia nessas regiões é frequentemente dependente de fontes poluentes e caras, como geradores a diesel, o que torna a energia inacessível para muitos residentes e comunidades isoladas.

O cerne deste estudo consiste em investigar de que forma a regulamentação atual afeta o desenvolvimento da geração distribuída no Estado do Maranhão, levando em consideração as fontes de energia renovável, a infraestrutura elétrica existente e os desafios regionais. O objetivo é fornecer *insights* que possam contribuir para o avanço do setor, promovendo o acesso à energia em regiões

remotas, diversificando a matriz energética estadual e impulsionando o desenvolvimento econômico sustentável.

Para atingir essa meta ambiciosa, serão empregadas diversas abordagens de pesquisa, incluindo revisão bibliográfica, análise documental de regulamentações vigentes, e estudo de caso que aborda a discussão entre a lei e a regulamentação vigente. A pesquisa se baseará em fontes confiáveis e dados atualizados para garantir resultados sólidos e conclusões bem fundamentadas.

Este estudo visa contribuir não apenas para a compreensão das complexidades regulatórias na geração distribuída, mas também para apontar caminhos que possam impulsionar o aproveitamento do potencial energético do Maranhão e atender às crescentes demandas por energia limpa e acessível. As conclusões deste estudo terão implicações importantes para os formuladores de políticas, reguladores, investidores, consumidores e outros interessados no setor de energia elétrica. Além disso, este trabalho também servirá como um recurso valioso para a comunidade acadêmica que busca aprofundar seus conhecimentos sobre os desafios e oportunidades da geração distribuída no contexto do Estado do Maranhão.

2. AGÊNCIAS REGULADORAS E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de agências reguladoras foi amplamente adotado no Brasil a partir da década de 90, sendo uma importação do direito norte-americano. Apesar de algumas argumentações de que órgãos com características semelhantes já existiam, especialmente no que diz respeito à maior autonomia em relação à administração pública direta, a realidade é que a criação em larga escala dessas agências ocorreu durante o processo de desestatização. Esse movimento teve início com a criação da Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2008).

Anteriormente, o Brasil enfrentava uma crise em diferentes frentes, o que exigia uma reforma substancial no governo. Esse período foi marcado por medidas que buscavam reduzir o tamanho do Estado, incluindo um movimento significativo na direção à privatização de serviços públicos anteriormente sob domínio estatal. No entanto, é fundamental compreender que essa transferência – privatização - não eximiu o Estado da responsabilidade pelo cumprimento dos serviços públicos, reconhecidos como essenciais à sociedade.

Diante da redução da atuação direta do Estado e da transferência da prestação de serviços públicos para entidades privadas, gerou-se a necessidade de uma reformulação da função reguladora estatal para garantir os objetivos almejados. Assim, surgiram como agências reguladoras brasileiras.

Essas agências foram criadas com o propósito regular dos setores privatizados com autonomia. A concessão de autonomia em relação ao Poder Executivo visa solidificar um órgão que atue de maneira imparcial, evitando flutuações de orientação de acordo com as oscilações próprias desse Poder, em virtude, inclusive, do sistema democrático. Essa autonomia implica o poder de editar normas abstratas infra legais, tomar decisões discricionárias e resolver conflitos em um setor econômico específico. (ANEEL, 2008)

É importante ressaltar que não existe um regime único para todas as agências reguladoras. Embora seja possível descrever, de maneira geral, as características que as configuram como tais, a compreensão aprofundada é possível apenas ao estudar cada agência individualmente. Isso se deve ao fato de que as

possibilidades e limites de atuação de cada agência são definidos em sua lei instituidora. Dessa forma, cada Agência Reguladora segue o princípio da especialidade, regulando a matéria que lhe foi atribuída por lei, e, por serem órgãos afetos a questões distintas, cada agência possui um regime único, apresentando estrutura, função e regime jurídico próprio (ANEEL, 2010).

Diante do exposto, fica evidente que o exercício da regulação por parte das agências, abrangendo o controle de tarifas, a universalização de serviços, a resolução de conflitos, entre outros, pode resultar em benefícios ou prejuízos aparentes para os cidadãos diretamente envolvidos na atividade regulada. Além disso, essa regulação influencia diretamente a atividade econômica do empresário. Portanto, sua execução deve ser realizada com cautela, respeitando todos os limites previamente estabelecidos.

O setor elétrico, assim como outros serviços públicos, desempenha um papel crucial no desenvolvimento econômico do país, gerando externalidades positivas decorrentes dos investimentos e serviços oferecidos. Dada a complexidade das interações sociais relacionadas ao setor de energia elétrica, cabe ao Governo estabelecer diretrizes que garantam sua prestação adequada.

Diante dessas responsabilidades e a predominância de concessões ou permissões no setor elétrico, o Governo Federal mobilizou diversos órgãos para cumprir essas diretrizes, sendo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) uma peça-chave, arguida de regular e fiscalizar o setor.

É crucial destacar a abrangência dessa fiscalização e regulação, ou seja, quem são os participantes no setor de energia. São eles: o produtor independente, entidade autorizada a gerar energia para comercialização; o autoprodutor, que pode ser pessoa física ou jurídica com autorização para produzir energia para consumo próprio; o agente comercializador, pessoa jurídica criada especificamente para comercialização no mercado; além da operadora nacional do sistema elétrico, consumidores livres, concessionários de geração, concessionários de transmissão e concessionários e permissionários de distribuição (ANEEL, 2015).

Portanto, observa-se que a atuação da ANEEL não se limita à regulação e fiscalização da prestação de serviço público, estendendo-se à atividade econômica específica relacionada à energia elétrica.

O conceito de serviço público não possui uma definição simples, sendo essencialmente uma atividade realizada no interesse geral, consagrada como justificação do bem comum. Direcionada ao poder público, reflete uma escolha política da sociedade. No contexto da energia elétrica, seu fornecimento é conveniente como serviço público no artigo 21, inciso XII, alínea 'b' da Constituição Federal, que atribui à União a competência para explorar os serviços e instalações de energia elétrica.

Apesar da classificação da energia elétrica como serviço público, não se exclui a possibilidade de sua qualificação como atividade econômica no sentido estrito. Essa qualificação ocorre quando a titularidade de sua prestação pertence a particulares e a atividade é regida pelo regime de direito privado. Nesses casos, os princípios da livre iniciativa e concorrência, com contratação livre, passam a reger o fornecimento de energia elétrica.

Dado o envolvimento de empresas em todas as fases de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a presença do consumidor na cadeia econômica e o papel regulador do Estado, surge um triângulo de interesses: o empresário busca vantagens econômicas; o Estado visa garantir segurança e estabilidade no setor; e a sociedade almeja usufruir de um serviço de qualidade sem custos excessivos. Portanto, a ANEEL deve buscar equilíbrio entre essas partes, regulamentando para proteger o usuário e garantir a estabilidade das empresas do setor (Barboza, 2023).

Nesse contexto, urge a Geração distribuída. A GD é abordagem inovadora na produção de energia elétrica. Ela envolve a produção de eletricidade em pequena escala, muitas vezes no local onde a energia é consumida ou próximo a esse local.

Diferentemente da geração centralizada, que é composta por usinas de grande porte conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a GD foca na produção descentralizada de eletricidade em pequenas unidades, muitas vezes próximas aos locais de consumo. Essa abordagem tem vantagens significativas que

impactam positivamente a matriz energética e promovem o desenvolvimento sustentável.

De acordo com a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, a geração distribuída é caracterizada pelo consumidor que busca produzir sua própria energia por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada, tendo ainda a possibilidade de enviar o excedente de volta à rede de distribuição.

A GD pode ser classificada em dois principais segmentos:

a) Microgeração distribuída: Essa categoria engloba sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada com potência instalada de até 75 kW, os quais são conectados à rede elétrica.

b) Minigeração distribuída: Envolve sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 5 MW, também conectados à rede elétrica.

Um dos benefícios notáveis da GD é a redução das perdas de transmissão. Nos sistemas centralizados, uma parcela significativa da eletricidade é perdida durante o transporte desde as grandes usinas até os consumidores finais. Com a GD, a eletricidade é gerada localmente ou em proximidade, minimizando essas perdas, o que é particularmente relevante em um país como o Brasil, de dimensões continentais (Wright, 2009).

A GD pode aumentar a resiliência do sistema elétrico. Interrupções em uma unidade de geração não afetam necessariamente todo o sistema. Isso é crucial para garantir a continuidade do fornecimento de energia, especialmente em situações de instabilidade ou catástrofes naturais.

Nesse contexto, a geração integrada potencializa a integração de fontes de energia renovável, como a solar e a eólica. Isso contribui para a redução das emissões de carbono e a mitigação das mudanças climáticas, pois a geração de eletricidade a partir de fontes limpas é incentivada.

Adjunto a isso, é uma solução viável para áreas isoladas ou rurais, fornecendo acesso à eletricidade. Isso não apenas melhora a qualidade de vida

dessas comunidades, mas também impulsiona o desenvolvimento econômico nesses locais (Wright, 2009).

De fato, a implantação de sistemas de GD frequentemente está associada a práticas de eficiência energética, incentivando o uso consciente da energia. Isso não apenas economiza recursos, mas também reduz os custos de eletricidade para os consumidores.

A GD pode se beneficiar de várias fontes de energia, cada uma com suas características e aplicações específicas. No entanto, no contexto do Brasil, mais de 98% das instalações de GD são baseadas na tecnologia solar fotovoltaica, devido à sua eficiência e custo relativamente baixo. No Maranhão, essa tendência é particularmente relevante devido ao alto índice de irradiação solar.

Energia Solar: A energia solar é capturada por meio de painéis fotovoltaicos que convertem a luz do sol em eletricidade. Regiões no nordeste, com seu clima predominantemente ensolarado, apresenta um potencial significativo para a energia solar. Isso torna a instalação de sistemas fotovoltaicos uma escolha lógica para a GD na região. (ENERGÊS)

Energia Eólica: A energia eólica é gerada pelo movimento das pás de aro gerador. Os estados do nordeste, especialmente em suas áreas costeiras, possuem ventos favoráveis para a produção de energia eólica. Isso torna essa fonte uma opção atrativa para a diversificação da matriz energética. (ENERGÊS)

Biomassa: A biomassa envolve a queima de resíduos orgânicos, como bagaço de cana-de-açúcar ou cascas de arroz, para gerar eletricidade. Embora os estados do nordeste não tenham grandes plantações de cana-de-açúcar, oportunidades podem surgir a partir da geração de eletricidade a partir de resíduos orgânicos em atividades agrícolas da região. (ENERGÊS)

Pequenas Hidrelétricas (PCHs): Embora não seja uma realidade tangível para localidades que não tenham rios de grande porte, existem rios menores e afluentes onde podem ser instaladas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Isso pode contribuir para a diversificação da matriz energética de diversas localidades, em especial o nordeste. (ENERGÊS)

O Estado do Maranhão, com suas características geográficas e climáticas únicas, apresenta um potencial significativo para a exploração de fontes de energia distribuída. A abundante radiação solar ao longo do ano, especialmente no interior, e ventos favoráveis em algumas regiões costeiras, tornam o Maranhão ideal para a energia solar e eólica.

Além disso, a rica biodiversidade do estado oferece oportunidades para a geração de energia a partir de biomassa. Isso é relevante para regiões com atividades agrícolas, como a produção de soja, eucalipto e cana-de-açúcar.

No Brasil, vários estados são agraciados por sua capacidade energética, beneficiados por características topográficas, hidrográficas e climáticas que favorecem diversas fontes renováveis, como a energia eólica. A região Nordeste, em particular, destaca-se, concentrando cerca de 90% da capacidade eólica nacional (Mota, 2023).

O estado do Maranhão, especialmente, apresenta um notável potencial para essa fonte devido às consistentes correntes de vento alísio na região maranhense. O Parque Eólico Delta Maranhão é um exemplo relevante, localizado nos municípios de Paulino Neves e Barreirinhas, sendo pioneiro no estado. Com uma capacidade de geração elétrica impressionante de 426 MW, o parque é composto por 15 projetos distintos, denominados Delta 3, Delta 5, Delta 6, Delta 7 e Delta 8. O Delta 3 entrou em operação em 2017, enquanto o Delta 5 e o Delta 6 foram inaugurados em 2018. Os projetos Delta 7 e Delta 8 iniciaram operação comercial em outubro de 2019. Esses empreendimentos são cruciais para fornecer energia limpa e sustentável à região, atuando um papel significativo na matriz energética do Maranhão (Mota, 2023).

Em novembro de 2022, o governo estadual estabeleceu uma parceria com a empresa Vienergy para concretizar o projeto do Complexo Eólico Tutóia, previsto para ser implantado em 2024. Este empreendimento requer um investimento significativo de 2,5 bilhões de reais, atingindo atingir uma capacidade de geração de energia de 250 MW e criação de aproximadamente mil postos de trabalho diretos. O principal objetivo do complexo é desenvolver o desenvolvimento industrial e produtivo, além de gerar empregos e renda para a região. Vale ressaltar que o Complexo Eólico Tutóia está localizado a apenas 20 km do Complexo Eólico Delta

Maranhão, também realizado pela Vienergy e operado pela empresa Ômega Energia.

De fato, é notável crescimento da energia solar no Brasil tem sido especialmente marcante em algumas regiões, principalmente no Nordeste. Conforme dados da ANEEL elaborados pelo Portal Solar, o Nordeste registrou um aumento de 95% no número de instalações de energia solar em 2022, resultando em um acréscimo de 1,81 GW na capacidade instalada ao longo do ano. Destacam-se na geração distribuída (GD) de energia solar estados do Nordeste como Bahia, Ceará, Pernambuco, Maranhão e Rio Grande do Norte, que apresentam capacidades instaladas expressivas. O município de Teresina, localizado no Piauí, também se destaca com uma capacidade instalada significativa. Com a ascensão da energia solar e de outras fontes renováveis, percebe-se um papel crucial na diversificação tanto da matriz energética brasileira quanto da maranhense (Mota, 2023).

O uso estratégico dessas fontes de energia distribuída tem o potencial de não apenas diversificar a matriz energética do estado, mas também de promover o desenvolvimento sustentável, reduzir as emissões de carbono e melhorar a qualidade de vida em comunidades remotas.

Nesse sentido, identificar oportunidades e desafios específicos moldará o futuro energético da região e contribuirá para a transição do Maranhão para um modelo mais limpo, acessível e sustentável de produção de energia elétrica.

3. REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída (GD) representa uma mudança paradigmática no setor elétrico global, desafiando as regulamentações tradicionais e exigindo adaptações significativas para acomodar sua integração eficiente. A regulamentação relacionada à GD, tanto em âmbito nacional quanto no contexto específico do Estado do Maranhão, possui relevantes aspectos normativos, incentivos tarifários e os obstáculos regulatórios que podem influenciar seu desenvolvimento e expansão.

O marco significativo da regulamentação da geração distribuída foi a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, que introduziu o sistema de compensação de energia, permitindo que o excedente de eletricidade gerado por consumidores de GD seja injetado na rede e posteriormente compensado em suas contas de energia elétrica.

No entanto, essa regulamentação é dinâmica, e novas resoluções e portarias têm sido implementadas para aprimorar o ambiente regulatório da GD. A Resolução Normativa nº 687/2015, por exemplo, trouxe atualizações importantes, aumentando a potência máxima dos sistemas de GD e estabelecendo diretrizes para a GD compartilhada, na qual vários consumidores podem se beneficiar de um único sistema de GD, por meio do sistema de compensação de energia elétrica na microgeração e minigeração.

A resolução anteriormente aplicada era a 482 de 2012, que "Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências". Essa diretriz foi concebida com o intuito de padronizar conceitos ligados à Geração Distribuída (GD), esclarecendo suas funções e características essenciais. (ANEEL, 2012)

A RN 482/2012 desempenhou um papel significativo no impulso do mercado de GD no Brasil, entretanto, algumas correções se fizeram necessárias. Essas modificações foram introduzidas pela RN 687/2015, a qual estabeleceu definições cruciais, como a especificação dos limites de geração, revisando, assim, as definições para micro e minigeração. Além disso, regulamentou a compensação de energia elétrica e incorporou definições de tipos de instalações consumidoras,

introduzindo conceitos essenciais, como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto.

Embora essas regulamentações nacionais tenham proporcionado um ambiente mais propício para o desenvolvimento da GD em todo o país, é importante ressaltar que a regulamentação não é uniforme em todo o território brasileiro. Cada estado pode estabelecer suas próprias regras e diretrizes tarifárias, respeitando as normas gerais e regulamentares, levando em consideração suas características regionais e suas metas energéticas específicas.

Nesse contexto, houve a promulgação de uma lei que veio reafirmando uma série de resoluções anteriores da ANEEL e também acrescentando segurança jurídica do setor elétrico. Responsável pela instituição do Marco Legal da Geração Distribuída, a lei nº 14.300/2022 estipula que os projetos solicitados e implementados até janeiro de 2023 serão regidos pelas mesmas condições estabelecidas na Resolução 482, com um período de carência que se estende até 2045.

Uma consideração crítica reside na forma como a compensação dos créditos será conduzida, destacando que determinados componentes deixarão de ser objeto de compensação de maneira gradual e escalonada. Além disso, está prevista a compensação das componentes tarifárias, envolvendo um acerto que será realizado ao longo de 18 meses a partir da publicação da Lei, seguindo as orientações do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A ANEEL, por sua vez, é obrigada a incorporar, de maneira compulsória, o cálculo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) considerando todos os benefícios do sistema de Geração Distribuída (GD). (Barboza, 2023)

Outro ponto crucial abordado diz respeito à demanda contratada. Atualmente, uma usina de média geração, conectada à média tensão e desprovida de carga, arca com os custos da demanda contratada sob a TUSD C (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Convencional). Com as mudanças propostas, passaria a pagar a TUSD G (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geração), refletindo em uma redução substancial de 30 a 70% em comparação com a TUSD C. Isso representa uma oportunidade significativa para diminuir os custos fixos dessas usinas (Oliveira, 2023).

Um avanço relevante é a permissão para a comercialização dos excedentes de energia com as distribuidoras. No entanto, é importante observar que essa prática estará sujeita a uma chamada pública, cujas diretrizes serão regulamentadas pela ANEEL. Essa mudança representa uma nova dinâmica na gestão dos excedentes, introduzindo possibilidades inovadoras no cenário da Geração Distribuída.

Ao considerar as discussões sobre a possível alteração na RN 482 em 2019 pela ANEEL, foi perceptível a insatisfação de um grupo interessado em investir no mercado de Geração Distribuída. A proposta de mudança da ANEEL refletiu imediatamente na redução do volume de módulos importados em 2020. A incerteza gerada por essa modificação impactou significativamente um mercado que vinha em ascensão, resultando em uma queda acentuada em 2020.

Mesmo diante das mudanças propostas pela ANEEL, o cenário continuava atrativo para investimentos. À medida que as negociações progrediam e o projeto de lei avançava, o mercado começou a se recuperar em 2021, dobrando as importações e indicando otimismo e confiança na Lei prestes a ser votada.

Observa-se que o mercado voltou a se aquecer, sugerindo que muitas pessoas possam ter acelerado seus processos devido à oportunidade de se enquadrar nos direitos adquiridos, apresentando solicitações de acesso antes de 6 de janeiro de 2023. O volume demandado pelo mercado brasileiro aumentou em 73% em relação ao ano anterior. (Barboza, 2023)

Ao analisar o impacto da aprovação da Lei no ganho real de investimentos para o setor, é notável que apenas 1% da matriz energética brasileira era proveniente dessa forma de energia. (Oliveira, 2023)

3.1 Tributação da Energia Elétrica e Grupos Tarifários

De pronto, é necessário estabelecer a competência do consumidor de efetuar a avaliação da relação entre custos e benefícios para a implementação de sistemas fotovoltaicos. A determinação referente à aplicação de impostos e tributos, tanto federais quanto estaduais, não está dentro da alçada da Aneel.

Diante disso, é imperioso estabelecer os tributos incidentes na geração de energia elétrica.

De fato, esta é uma responsabilidade recai sobre a Receita Federal do Brasil e as Secretarias de Fazenda Estaduais. Dentre os tributos que afetam os painéis solares e a energia solar fotovoltaica, estão o ICMS, PIS, COFINS, IPI e II.

A priori, tem-se o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo estadual que incide sobre a energia elétrica, taxando a parcela paga pelo consumidor pela energia gerada e injetada na rede. Por exemplo, em um Estado com alíquota de ICMS de 18%, para cada 1 kWh de energia injetada na rede pelo consumidor, ele recebe um crédito de 0,82 kWh. No entanto, em 2015, o Conselho Nacional da Política Fazendária – Ministério da Fazenda (Confaz) revogou o Convênio que regulamentava a tributação da energia injetada na rede. A partir desse ponto, cada Estado passou a ter autonomia para decidir sobre a tributação da energia solar injetada na rede de distribuição.

O Convênio ICMS nº 16/2015 autoriza os governos estaduais a conceder isenção nas operações internas relacionadas à circulação de energia elétrica, abrangendo a energia injetada na rede e no sistema de compensação na microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica. De acordo com informações do Portal Solar (2016), até o momento, diversos Estados já adotaram a isenção de ICMS para a energia solar, incluindo Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Distrito Federal, Goiás, Mato Grosso, Maranhão, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Piauí, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, São Paulo, Sergipe e Tocantins, conforme indicado na figura 10. A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) alega que a adoção do Convênio ICMS nº 16/2015 pelos Estados os torna mais competitivos na atração de investimentos, empresas e empregos qualificados para suas regiões.

Ademais, o Governo Federal, por meio da Lei nº 13.169, isentou o PIS e COFINS a energia solar injetada na rede. Deste modo, representa mais um incentivo ao setor e melhorar ainda mais a viabilidade para instalação de sistemas de geração de energia fotovoltaica pelos consumidores.

A isenção do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI): Conforme o Decreto nº 7.212, datado de 15/06/2010, são imunizados da incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) a energia elétrica, produtos derivados de petróleo, combustíveis e minerais.

Adjunto a isso, houve redução do Imposto de Importação (II): Mediante a Resolução CAMEX 64, de 22/08/2015, a alíquota do Imposto de Importação (II) aplicada a bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica foi reduzida de 14% para 2%. Esta medida permanece em vigor até 31/12/2016. Conforme dados fornecidos pelo Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee), a carga tributária estimada para a instalação de um sistema de geração distribuída fotovoltaica representa aproximadamente 25% do valor total de venda e montagem de equipamentos. Em comparação com padrões internacionais, o custo adicional no mercado brasileiro situa-se entre 30% e 35%.

Nesse contexto, as categorias tarifárias representam estratégias adotadas pelas unidades consumidoras para ajustar o custo de acordo com a tensão utilizada em cada perfil específico. Cabe dizer que a tarifa é diferente da taxa, uma vez que aquela é o preço pago pelo serviço e pela energia fornecida, e esta tem o destino vinculado aos cofres públicos. Essas abordagens têm como propósito garantir uma precificação mais curada e equitativa, considerando as particularidades de cada consumidor. Empreendimentos comerciais e industriais possuem características que permitem classificação tanto no grupo A quanto no grupo B, com base na tensão de fornecimento.

Conforme estipulado pela Resolução Normativa nº 1000 da ANEEL (2011), o grupo A é composto por unidades consumidoras de tarifa binômica, recebendo energia elétrica em média e alta tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou sendo atendidas por sistemas estruturais de distribuição com tensão secundária. Este grupo é subdividido em seis subgrupos, nos quais são comumente comuns e estabelecidos.

3.1.1 Grupo A e Grupo B

Engloba consumidores que consomem energia em média e alta tensão, até 230 kV. Geralmente, esse grupo abrange indústrias e grandes produtores.

A tarifa convencional se destina a clientes com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda inferior a 300 kW. Nesse modelo, há o pagamento de um valor pela demanda contratada, que é a demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora e que deve ser paga integralmente.

Nessa modalidade, o valor varia de acordo com a demanda de energia durante os horários de ponta ou fora de ponta, bem como conforme a época do ano, considerando se é um período chuvoso ou de seca (ANEEL, 2012).

O grupo A pode ser subdividido em diversas categorias, sendo as principais:

A1: nível de tensão de 230 kV ou mais;

A2: nível de tensão de 88 a 138 kV;

Por outro lado, de acordo com a ANEEL, o Grupo B abrange os consumidores atendidos em baixa tensão, não ultrapassando 2300 V. Esse grupo abrange residências, estabelecimentos comerciais, pequenas indústrias, entre outros. A subdivisão desse grupo ocorre assim:

B1: Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2: Classe rural;

B3: Outras classes, como industrial, comercial, serviços, e outras atividades, além de poder público, serviço público e consumo próprio;

B4: Classe iluminação pública.

3.1.2 Modalidade Grupo B optante

Os consumidores do grupo B optam especificamente por um segmento no setor elétrico que engloba consumidores de tensão média (grupo A). Contudo, devido à sua posição limítrofe entre os grupos "A" e "B", têm a prerrogativa de optar pelo faturamento do grupo "B", sendo assim designados como B Optante. Em suma, a distinção crucial entre os grupos "A" e "B" optantes, no contexto tarifário, reside na

autorização do pagamento pela procura de potência pelos consumidores B Optantes.

Segundo as disposições da Lei 14.300/2022, os consumidores que optarem pelo Grupo B Optante têm o direito de instalar uma usina de micro ou minigeração e serem tarifados de acordo com essa classificação. Conforme previsto no Art. 11 - § 1º, as unidades consumidoras que possuam geração local, com potência nominal total dos transformadores igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para a conexão de consumidores do Grupo B, têm a opção de serem tarifadas de forma semelhante às unidades Conectadas em baixa tensão, conforme regulamentação da ANEEL (Mota, 2023).

3.2 Resolução normativa nº 1.059/2023

A Resolução Normativa 414, de 2010, oferece a possibilidade, conforme estipulado no artigo 100, inciso I, de consumidores do Grupo A optarem pelo comércio do Grupo B, desde que a potência nominal total dos transformadores igual ou inferior a 112,5 kVA, tornando-se consumidores enquadrados no Grupo B Optante.

A Resolução 1.000, de 2021, incorporou essa opção no artigo 292. Juntamente, a Lei 14.300 abordou a flexibilidade para consumidores com geração distribuída em média tensão optem pelo faturamento do Grupo B.

Em seguida, a Resolução 1.059, que regulamentou a Lei 14.300, adiciona o §3º e incisos no artigo 292 da Resolução 1.000, incluindo uma nova condição no inciso III, não presente anteriormente. Além dos requisitos de geração local e transformador menor ou igual a 112,5 kVA, o novo regulamento proíbe que a unidade consumidora com geração distribuída alocasse ou receba excedentes de energia de outra unidade consumidora diferente daquela onde ocorreu a geração (Barboza, 2023).

Assim, uma regra específica para a classificação do B Optante foi estabelecida, com o artigo 671-A da Resolução 1.059 instruindo as distribuidoras a notificar os consumidores que não se enquadrassem nas regras do §3º do art. 292.

As novidades do § 3º do Artigo 292º impactaram principalmente os consumidores que adotaram a modalidade tarifária B Optante. As alterações efetuadas foram as seguintes:

§ 3º Para a unidade consumidora participante da SCEE, a opção de que trata o caput pode ser efetuada desde que atendidos, de forma conjunta, os seguintes critérios:

I - Possuir central geradora na unidade consumidora;

II - A soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora para menor ou igual a 112,5 kVA; e

III - não haver alocação ou coleta de excedentes de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorre a geração de energia elétrica.

Portanto, os consumidores da geração distribuída remotamente e que eram adeptos da opção pelo faturamento como "B Optante" perderam o direito a essa forma de tarifação (Barboza, 2023).

Como resultado, imediatamente após a promulgação da Resolução 1.059, diversas concessionárias no Brasil emitiram notificações aos consumidores B Optante, exigindo ajustes na categoria do grupo tarifário, conforme a geração.

4. ESTUDO DE CASO: CADAMI UTILIDADES E PRESENTES LTDA X EQUATORIAL MARANHÃO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A

A CADAMI Utilidades e Presentes LTDA, uma empresa de médio porte, é consumidora de serviços da Concessionária Equatorial. Com base na lei nº 14.300/2022 e na Resolução Normativa nº 482/2012, a empresa tomou a iniciativa de construir sua própria Usina de Minigeração Distribuída.

No contexto do Marco Legal da Geração Distribuída, a legislação garantia aos consumidores o enquadramento da ligação de usina de geração na rede de baixa tensão. O único requisito legal estabelecido foi que a potência nominal total dos transformadores fosse igual ou inferior a uma vez aos consumidores do Grupo B. O art. 11, § 1º, da Lei nº 14.300/2022 preceituou expressamente:

Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por fornecimento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulamentação da Aneel.

Após o investimento substancial na criação da Usina, a ANEEL promulgou uma Resolução que modificou a classificação dos Grupos A e B. Com base nessa nova regulamentação, a Equatorial enviou um comunicado à empresa consumidora, oferecendo opções para se adequar, incluindo a mudança para o Grupo A ou manutenção no Grupo B, abdicando dos benefícios relacionados aos excedentes de energia e vinculando essa escolha a contratação de demanda.

A CADAMI, diante dessas opções e em meio à controvérsia, buscou resolver a questão. Contudo, a Equatorial, em cumprimento rigoroso à resolução da ANEEL, emitiu uma cobrança de R\$ 16.549,02 na fatura de julho/2023. Isso contrasta com os valores regulares pagos nos meses anteriores (Junho: R\$ 924,95; Abril: R\$ 2.920,83; Março: R\$ 2.965,73), mesmo não havendo qualquer aumento de consumo em kW.

Diante desse impasse, a CADAMI optou por ingressar com uma ação de procedimento comum, exigindo uma tutela provisória de urgência para corrigir as novas cláusulas de cobrança decorrentes da mudança entre os grupos de consumo.

É relevante destacar que a CADAMI obteve uma decisão liminar favorável, mantendo sua geração e consumo pertencentes ao grupo B.

Por sua vez, a Equatorial Energia, em resposta às contestações da CADAMI, alegou (i) estrito cumprimento da Resolução Normativa nº 1.000/2021, com redação conferida pela Resolução Normativa 1.059/2023 e (ii) razoabilidade dos ajustes normativos disciplinados no art. 292 da Resolução nº 1.000/2021 da ANEEL.

De fato, antes da promulgação da Lei 14.300, os consumidores do Grupo A que optaram pelos lucros do Grupo B e geraram sua própria energia localmente ou remotamente mantinham o direito de serem Optantes B. Isso se baseava nas premissas de que a nova regra do inciso III, do §3º, do artigo 292, não poderia retroagir para afetar direitos já consolidados (direitos adquiridos).

Após a publicação da Lei 14.300, os consumidores B optantes que geravam energia localmente preservavam esse direito, independentemente de alocarem ou receberem excedentes em unidade de consumo distinta. A legislação, na época, não contemplava a condição estipulada no inciso III, do §3º, do artigo 292.

Contudo, com a entrada em vigor da Resolução normativa nº 1.059/2023, a situação dos consumidores que estavam no Grupo B teve uma virada. Para os consumidores B Optantes que geram energia em local diferente do consumo, como no autoconsumo remoto ou geração compartilhada.

Para esse grupo, a nova regulação estabeleceu que a condição para manter o status de Optante B seria a geração local, e o excedente não poderia ser reaproveitado em outras unidades de consumo (UC). Ou seja, o consumidor B Optante que produz sua própria energia em local separado do ponto de consumo (por meio de autoconsumo remoto ou geração compartilhada), sem considerar se realizam a alocação ou recebem excedentes em uma unidade consumidora diferente daquela em que ocorreu a geração de energia elétrica, não mantém o direito de permanecer como Optante B (Barboza, 2023).

Além disso, no que diz respeito à retroatividade das novas regras de faturamento, a ANEEL argumentou que essas normas devem ser aplicadas desde a sua instituição, independentemente da data de conexão da Unidade Consumidora (UC). Essa posição suscita preocupações em relação à segurança jurídica dos

consumidores que já estavam conectados e optaram pelo faturamento no grupo B, uma vez que alterações nas regras podem impactar projetos em andamento e resultar em prejuízos econômicos.

Nesse contexto, urge a temática acerca do direito adquirido pelos consumidores que haviam optado pela modalidade B-prante. O conceito de direito adquirido é fundamental no campo jurídico e refere-se à proteção de um direito já incorporado ao patrimônio de uma pessoa, impedindo que seja retroativamente prejudicado por mudanças na legislação. Em linhas gerais, quando um indivíduo adquire um direito, seja por meio de um contrato, normas legais vigentes à época, ou outros meios legalmente reconhecidos, esse direito torna-se parte integrante de seu patrimônio jurídico.

A estabilidade do direito adquirido é uma garantia essencial para a segurança jurídica e para a confiança das pessoas nas relações sociais e econômicas. O princípio é aplicado em diversos contextos legais, abrangendo desde relações contratuais até direitos sociais e individuais.

Esta dicotomia (nova regulamentação vs direito dos consumidores B-optantes) levanta uma discussão crucial entre o direito adquirido dos consumidores, que se baseia na estabilidade das regras vigentes no momento da opção, e na inovação na regulação da ANEEL, representada pelas mudanças introduzidas pela Lei 14.300. A análise cuidadosa desses elementos é fundamental para compreender as nuances legais e os impactos dessa interação na relação entre consumidores e a evolução normativa do setor elétrico (Barboza, 2023).

A nova resolução passou a instituir regulamentações, incorporando à Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (“REN 1.000/2021”) a determinação específica no Art. 671-A:

Art. 671-A. A unidade consumidora do grupo A participante do SCEE em que foi exercida a opção pelo faturamento no grupo B de que trata a Seção III do Capítulo X do Título I em data anterior à 7 de janeiro de 2022 deve ser adequada aos critérios do § 3º do art. 292, no prazo de até 60 dias contados da entrada em vigor deste artigo.

O §3º do Art. 292 da Referida resolução assim determina:

Art. 292. O consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B para sua unidade consumidora do grupo A, desde que atendido um dos seguintes critérios: (...)

§ 3º Para unidade consumidora participante do SCEE, a opção de que trata o caput pode ser efetuada desde que atendidos, de forma conjunta, os seguintes critérios:

I - possuir central geradora na unidade consumidora;

II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA; e

III - não haver alocação ou recebimento de excedentes de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica.

Cumprе ressaltar que a Resolução Normativa ANEEL nº 1.059 foi promulgada em 02/07/2023, introduzindo restrições não previstas na Lei nº 14.300/2022.

No entanto, muito antes da implementação da geração distribuída pela Resolução Normativa ANEEL 482/2012 (“REN 482”) e consagrada pela Lei nº 14.300/2022 (“Marco Legal da Geração Distribuída”), já existia a possibilidade de unidades consumidoras conectadas em tensão primária optarem pela aplicação da tarifa do grupo B (“B-Optante”). Isso ocorria sem a obrigatoriedade de pagamento por demanda mínima contratada, desde que alguns critérios atendidos (Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, Artigo 100):

i) a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;

ii) a potência nominal total dos transformadores for igual ou inferior a 750 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;

iii) a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou

iv) quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total.

No Marco Legal da GD (Geração Distribuída), Lei nº 14.300/2022, art. 11, § 1º há previsão expressa no sentido de que:

Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel.

De fato, observa-se que até o dia 09 de fevereiro de 2023 esse dispositivo estava sendo inteiramente seguido, tendo em vista que a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (“REN 1.000”), em seu art. 292, mantinha a redação da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, trazendo as condições para que um consumidor do grupo A pudesse optar pela tarifa do grupo B.

Entretanto, houve surpresa com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023 (“REN 1.059”), publicada no dia 10/02/2023, que alterou diversos dispositivos da REN 1.000, inclusive inovando em relação à situação do B-Optante, para obrigá-lo a pagar demanda mínima, contratação típica aos consumidores do grupo A, quando este participar do SCEE, através da alocação ou recebimento de excedentes de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica (Ribeiro, 2023).

É certo que a alteração normativa não trouxe qualquer disposição no sentido de garantir àqueles que aderiram ao SCEE (Sistema de compensação de energia elétrica) antes do dia 10/02/2023, tenham direito a manter-se tarifado como grupo B e aproveitar o excedente de geração de energia elétrica em outras Unidades Consumidoras (Ribeiro, 2023).

5. POLÍTICAS ENERGÉTICAS E INICIATIVAS PELO BRASIL

Apesar de criar um cenário controverso em relação aos consumidores dos grupos A e B, as iniciativas público/privadas vêm ganhando força com o desenvolvimento da tecnologia de geração distribuída.

As políticas energéticas e os planos regionais desempenham um papel crucial no desenvolvimento da geração distribuída (GD) nos Estados, esperando a superação dos aspectos de aparência negativa geradas pela nova regulamentação.

A valorização global da energia solar fotovoltaica, apreciada em muitos países desenvolvidos ao longo de décadas, contrastou com seu relativo esquecimento no Brasil por anos, mesmo diante das condições propícias para sua instalação, como a significativa incidência solar. Até o ano de 2011, pouco havia sido feito para impulsionar essa forma de energia no país. Vejamos algumas atividades para superar esse cenário:

5.1 Associação Brasileira De Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)

Em janeiro de 2013, surgiu a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), uma entidade dedicada a impulsionar o mercado e superar as barreiras do setor de energia solar no Brasil. Sua missão inclui a defesa dos interesses dessa indústria em constante desenvolvimento (Ribeiro, 2023).

5.2 Programa Social De Energia Solar

Introduzindo um marco significativo, o Brasil testemunhou o lançamento do Programa Social de Energia Solar, o primeiro de sua categoria no país. Esse programa inovador tem como objetivo democratizar o acesso à energia solar renovável para todos os estratos sociais. Utilizando o crowdfunding como ferramenta de educação e disseminação, busca incutir a cultura da energia solar fotovoltaica de forma sustentável e inclusiva (Ribeiro, 2023).

5.3 Instituto Para O Desenvolvimento De Energias Alternativas Na América Latina (IDEAL)

Fundado em fevereiro de 2007, o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina destaca-se como uma organização privada sem fins lucrativos, sediada em Florianópolis (SC). Focalizando suas ações na promoção de energias renováveis e políticas de integração energética na América Latina, o Ideal se destaca por seus quatro principais projetos: Seminário Energia Mais Limpa, América do Sol, 50 Telhados e Ecológicas. Estes projetos, abrangendo diversas iniciativas, desempenham um papel crucial no avanço em direção a uma matriz energética diversificada (Ribeiro, 2023).

5.4 Programa De Desenvolvimento Da Geração Distribuída De Energia Elétrica (PROGD)

Em 15 de dezembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), com o objetivo de aprofundar as ações de fomento à geração de energia a partir de placas solares dentro das unidades consumidoras. Abrangendo setores residenciais, comerciais, industriais e agropecuários, esse programa propõe uma instalação potencial de 23,5 GW até 2030, com uma adesão prevista de 2,7 milhões de unidades consumidoras. Conforme evidenciado por um estudo do Greenpeace Brasil (2016), a implementação de incentivos econômicos para a energia solar distribuída trará uma multiplicidade de benefícios para o Brasil (Ribeiro, 2023).

6. DESAFIOS E OPORTUNIDADES NO MARANHÃO

Em um contexto dotado de iniciativas inovadoras, o cenário energético do Maranhão traz consigo um conjunto de desafios e oportunidades que merecem uma análise aprofundada. Decerto, o acesso à energia em áreas remotas, as necessidades específicas da população e da indústria local, os desafios relacionados à infraestrutura e capacidade de inovação e, por fim, a contribuição da geração distribuída para o desenvolvimento econômico local são as principais temáticas da expansão energética do estado.

No vasto território maranhense, algumas comunidades remotas ainda enfrentam a carência de acesso confiável à eletricidade. A geração distribuída surge como uma solução promissora para enfrentar esse desafio. Focando especialmente em fontes de energia renovável, como solar e eólica, a exploração da GD pode desempenhar um papel fundamental na expansão do acesso à energia em regiões anteriormente negligenciadas pelas infraestruturas elétricas tradicionais.

A GD pode atender às demandas específicas de eletrificação em áreas remotas, superando obstáculos geográficos e oferecendo uma fonte de energia limpa e sustentável para comunidades que, até então, estavam fora do alcance das redes elétricas convencionais (SILVA,2020).

Adjunto a isso, o Maranhão apresenta uma diversidade econômica notável, abrangendo setores como agricultura, mineração e logística. Considerando essa diversidade, é fundamental compreender como a geração distribuída pode atender às necessidades energéticas variadas das indústrias e comunidades locais.

Os desafios relacionados à infraestrutura e à capacidade de inovação também se mostram como considerações cruciais nesse contexto. A expansão da GD no Maranhão pode enfrentar obstáculos, como a necessidade de modernizar a infraestrutura elétrica existente e garantir que as tecnologias de GD sejam implementadas de maneira eficaz.

Para enfrentar esses desafios, é necessária a inovação no setor energético e incentivo ao desenvolvimento de soluções que impulsionem a geração distribuída (EPE, 2022).

A geração distribuída tem o potencial de contribuir de forma substancial para a economia local do Maranhão. Isso inclui a criação de empregos, o fortalecimento da cadeia de suprimentos de energias renováveis e o estímulo ao empreendedorismo no setor.

Em resumo, o Maranhão se depara com um conjunto de desafios e oportunidades no que diz respeito à expansão da geração distribuída. Compreender e abordar essas questões são crucial para assegurar um futuro energético mais acessível, eficiente e sustentável para o estado e suas comunidades (EPE, 2022).

7. CONCLUSÃO

O propósito deste estudo foi analisar a atual situação da geração distribuída (GD) no Brasil, examinando as Resoluções Normativas (RN482/2012) então em vigor e aprovando a Lei 14.300/2022. A análise minuciosa da Resolução atual, acompanhada de um estudo de caso específico para consumidores do tipo B, permitiu identificar os impactos reais decorrentes dessas alterações.

Ao examinar a proposta de alteração da Resolução pela ANEEL, conduziu-se um estudo de caso para avaliar as alternativas propostas pelo órgão regulador, bem como uma análise da situação com a Lei já aprovada. Essa abordagem proporcionou uma visão abrangente do potencial impacto da nova legislação nos investimentos em sistemas fotovoltaicos.

De fato, a regulamentação da Lei 14.300 está moldando o Marco Legal da GD, estabelecendo diretrizes para encontrar um consenso entre concessionárias e consumidores/investidores – porém, vem gerando conflitos.

As modificações implementadas pela Lei 14.300/2022 e pela REN 1059/2023 delinearão um novo cenário para o Grupo B Optante no âmbito da geração distribuída de energia elétrica. Apesar da intenção inicial de estabelecer critérios mais detalhados para o faturamento das Unidades Consumidoras (UCs), a pesquisa evidenciou questões intrincadas relacionadas à isonomia, aos direitos dos consumidores e à segurança jurídica dos empreendimentos em execução.

A disparidade no tratamento entre UCs autogeradoras e aquelas que adquirem energia diretamente da distribuidora emerge como um grande ponto de conflito. Além disso, as novas regras de faturamento apresentam-se como um ponto crítico, capaz de gerar impactos econômicos adversos para os consumidores já conectados e que optaram pelo grupo B.

Nesse contexto, foi realizada uma revisão minuciosa das normativas, acompanhada de uma análise aprofundada dos desdobramentos regulatórios sobre os consumidores do grupo B Optante. Essa revisão vislumbrou um delicado equilíbrio entre os interesses dos consumidores, a promoção da geração distribuída de energia e a preservação da segurança jurídica dos empreendimentos existentes.

Para aqueles que sentirem que seus direitos adquiridos violados, recomenda-se, com base em circunstâncias específicas, buscar a intervenção do Poder Judiciário para a garantia de seus direitos.

Observa-se, portanto, que a desvinculação do status de B Optante e uma possível migração para o grupo A devem ser analisadas caso a caso. Em alguns cenários, manter o consumidor como B Optante e revisar os benefícios associados pode ser mais vantajoso, enquanto em outros, uma mudança para o grupo A pode ser mais benéfica, considerando fatores como o tamanho do sistema, a quantidade de excedentes e a viabilidade de adaptação no momento de implementação. Cada avaliação deve ser personalizada, levando em conta as características específicas de cada consumidor impactado.

Conclui-se, de forma abrangente, que a Resolução Normativa nº 1059/2023 e a lei atual 14.300/2022 provocam tanto impactos positivos quanto negativos para o consumidor. Contudo, a natureza desses impactos é sensível a variáveis como o modelo de negócio adotado, o porte do sistema, o perfil de consumo e a área de concessão no contexto da geração distribuída de energia. Essa conclusão destaca a importância de uma análise minuciosa e contextualizada para compreender plenamente as implicações dessas regulamentações na dinâmica do setor energético.

BIBLIOGRAFIA

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2008. 7

ANEEL. **Resolução Normativa No 414/2010 Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada**. 2010.

ANEEL. **Resolução Normativa No 687/2015 - Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição**. 2015.

BARBOZA, Tassio. **Lei nº 14.300/2022 ou REN ANEEL 1.059/2023: Qual o Marco Legal da Geração Distribuída?** Instituto Nacional de Energia Limpa. file:///C:/Users/intel/Downloads/5%20%20INEL%20%20MMGD%20CME%20Camara%20%20v20230517%20R01.pdf. Acesso em 15 setembro 2023

Capacidade de geração do Brasil. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 20 setembro 2023.

ENERGÊS. O QUE É GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. Disponível em: <<https://energes.com.br/fale-energes/o-que-e-geracao-distribuida/>>.

Empresa de Pesquisa Energética. (2022). **Balço Energético Nacional 2022 -Ano base 2021**. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>.

OLIVEIRA, B. V. de. **INCENTIVOS TARIFÁRIOS PARA A CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE MÉDIA TENSÃO**. 2011.

MOTA, Diego Nogueira. **Impacto econômico para consumidores com micro geração fotovoltaica e optantes por mudança tarifária do Grupo A para o Grupo B**. Disponível em:<https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/38184/3/Impacto%20%20econ%20%20B4mico%20%20para%20%20consumidores%20%20com%20%20micro%20%20gera%20%20a7%20%20a3o%20%20fotovoltaica%20%20e%20optantes%20%20por%20%20mudan%20%20a7a%20%20tarif%20%20a1ria%20%20do%20%20Grupo%20>

%A0A%C2%A0para%C2%A0o%C2%A0Grupo%C2%A0B.pdf . Acesso em 10 setembro 2023.

OLIVEIRA, Monallisa Fernandes Bezerra de. ROCHA, Ednardo Pereira da Rocha. **Impactos ocasionados ao setor de microgeração distribuída após a aprovação da Lei 14.300/22**, 2023.

RIBEIRO, Tiago Bao, **As novas regras de faturamento para consumidores B Optante: Uma visão jurídica das Resoluções Aneel e a Lei 14.300**. Disponível: <https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/as-novas-regras-de-faturamento-paraconsumidores-b-optante-uma-visao-juridica-das-resolucoes-aneel-e-a-lei-14-300/>. Acesso em 15 setembro 2023.

SILVA, J. A. G. da. **Viabilidade Econômica da Microgeração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis em uma Propriedade Rural**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2020.

WRIGHT, J.; CARVALHO, D.; SPERS, R. **TECNOLOGIAS DISRUPTIVAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SEUS IMPACTOS FUTUROS SOBRE EMPRESAS DE ENERGIA**. 2009.