



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2023) v. 10, n. 2, pp. 63–73
<https://doi.org/10.21712/lajer.2023.v10.n2.p63-73>

Marco regulatório para interligação da geração descentralizada no Brasil e avanços no licenciamento ambiental emitidos pelo estado do Ceará
Regulatory framework for interconnection of decentralized generation in Brazil and environmental licensing advances issued by the state of Ceará

Francisco Ricardo Correia de Sousa¹, Vitor Nascimento Fontenele², Daniel Silveira Serra^{1,*},
Lutero Carmo de Lima¹

¹ Mestrado Acadêmico em Ciências Físicas Aplicadas, Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza, Brasil

² Energy Green Brasil, Ceará, Fortaleza, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: daniel.silveira@uece.br

Received: 24 May 2023 | Accepted: 25 October 2023 | Published online: 28 December 2023

Resumo: A construção de usinas hidrelétricas no Brasil tem se tornado cada vez mais complicada nos últimos anos, principalmente devido às grandes distâncias entre os centros de geração e carga, bem como aos grandes impactos ambientais causados por tais empreendimentos. Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu a possibilidade de geração distribuída (GD) de energia por parte dos consumidores das concessionárias a partir de fontes renováveis, e desde então muitas adaptações e atualizações foram feitas no marco regulatório do *Net-Metering* no Brasil, no que diz respeito ao processo de interligação, impostos e licenciamento ambiental onde o estado do Ceará editou uma legislação inovadora. Nesse contexto, o presente estudo teve como objetivo fazer uma revisão e avaliação abrangente do quadro regulatório sobre GD no Brasil, e suas consequências nas futuras políticas energéticas e implicações no potencial de mercado de GD neste país. Para isso, foram analisados: (i) os regulamentos da ANEEL (Resoluções 414/2010, 482/2012, 517/2012 e 687/2015); (ii) os regulamentos sobre licenciamento ambiental; e (iii) os Incentivos do governo para sistemas fotovoltaicos. Em conclusão, o presente trabalho mostra que a diversificação da matriz energética, impulsionada pela adoção crescente de sistemas fotovoltaicos, é crucial para atender à demanda de eletricidade em um cenário onde a construção de usinas hidrelétricas enfrenta desafios significativos. A abordagem pioneira do Ceará no licenciamento ambiental pode servir como um modelo inspirador para outros estados, enquanto a interconectividade e a proximidade da geração com os centros de consumo emergem como estratégias promissoras para enfrentar desafios estruturais e promover um sistema elétrico mais eficiente, resiliente e sustentável.
Palavras chave: Geração distribuída, Regulamento, Energia renovável, Sistemas fotovoltaicos, Legislação.

Abstract: The construction of hydroelectric power plants in Brazil has become increasingly challenging in recent years, primarily due to the substantial distances between generation and load centers, as well as the significant environmental impacts caused by such projects. In 2012, the National Agency of Electric Energy (ANEEL) established the possibility of distributed generation (DG) of energy by consumers from utilities using renewable sources. Since then, numerous adaptations and updates have been made to the regulatory framework of *Net-Metering* in Brazil, particularly regarding the interconnection process, taxes, and environmental licensing, where the state of Ceará enacted innovative legislation. In this context, this study aimed to conduct a comprehensive review and evaluation of the regulatory framework for DG in Brazil, exploring its implications on future energy policies and the market potential for DG in the country. The analysis covered: (i) ANEEL regulations (Resolutions 414/2010, 482/2012, 517/2012, and 687/2015); (ii) environmental licensing regulations; and (iii) government incentives for photovoltaic systems. In conclusion, this work demonstrates that diversifying the energy matrix, driven by the increasing adoption of photovoltaic systems, is crucial to meet electricity demand in a scenario where the construction of hydroelectric power plants faces significant challenges. Ceará's pioneering approach to environmental licensing could serve as an inspiring model for other states, while interconnectivity and proximity of

generation to consumption centers emerge as promising strategies to address structural challenges and promote a more efficient, resilient, and sustainable electrical system.

Keywords: Distributed generation, Regulation, Renewable energy, Photovoltaic systems, Legislation

1 Introdução

O desenvolvimento sustentável tornou-se um objetivo amplamente reconhecido para a sociedade humana, desde que a deterioração das condições ambientais em muitas partes do mundo indica que sua sustentabilidade pode estar em jogo. Durante a crise do petróleo na década de 1970, o mundo percebeu que os combustíveis fósseis são um recurso finito e, portanto, estão sujeitos a interrupções no fornecimento. Desde então, esforços significativos foram feitos para desenvolver tecnologias alternativas de energia renovável, entre as quais o sistema de energia solar. Já era final dos anos 70 quando os sistemas fotovoltaicos (SF) apareceram pela primeira vez no Brasil, usados principalmente para fins de telecomunicações (Varela et al., 2009).

O setor de energia brasileiro foi privatizado na década de 1990. Uma das principais razões para a reforma do setor de energia foi a necessidade de expansão para garantir que os requisitos de fornecimento fossem atendidos. A demanda de eletricidade do Brasil cresce cerca de 5% ao ano, representando uma capacidade adicional anual de 5 GW (Maurer e Barroso, 2011).

Assim, o sistema elétrico do país é fortemente dependente da energia hidrelétrica, e os melhores potenciais hídricos não estão localizados próximos aos grandes centros consumidores. A grande extensão territorial, bem como as variações climáticas e hidrológicas do país tendem a gerar superávits ou déficits de produção hidrelétrica em determinadas regiões e estações do ano (ANEEL, 2008; Silva e Silva, 2015). Além disso, a construção de usinas hidrelétricas no Brasil tem se tornado cada vez mais complicada nos últimos anos, principalmente devido às grandes distâncias entre os centros de geração e carga, bem como aos grandes impactos ambientais causados por tais empreendimentos (Neves, 2009).

As longas linhas de transmissão, apesar de essenciais, levam a perdas desnecessárias no sistema, que também é notoriamente sensível: os apagões são um fenômeno comum, tendo acontecido pelo menos uma vez nos últimos 4 anos, sendo causados até por simples falhas em subestações (Ministério da Economia, 2015). Um maior nível de interconectividade entre as redes elétricas locais está sendo implementado na tentativa de reduzir esse problema, mas a geração distribuída também é vista como uma forma potencial de mitigar os riscos de futuros apagões. Além disso, o aumento dos investimentos em sistemas fotovoltaicos, o que implica que a geração de energia será instalada mais próxima do consumo, deve contribuir para estabilizar essas perdas, por uma menor necessidade de linhas de transmissão mais longas (Lovins et al., 2002).

Este estudo tem como objetivo fazer uma revisão e avaliação abrangente do marco regulatório da geração distribuída (GD) no Brasil, destacando a legislação inovadora sobre o licenciamento ambiental recentemente emitida pelo estado do Ceará, e suas consequências nas futuras políticas energéticas e implicações na GD potencial de mercado neste país e estado.

2 Regulamentos da ANEEL

2.1 Breve visão geral do mercado regulado do Brasil

No Brasil, a regulamentação da produção, geração, transmissão e distribuição de energia é um assunto nacional. Os estados possuem diversas concessionárias que operam sob concessão dos órgãos reguladores; os ambientes de mercado onde operam, embora também regulados nacionalmente, variam substancialmente devido a campos de atuação muito diferentes em relação à geração e ao consumo. O sistema como um todo é composto por uma estrutura de instituições cujos relacionamentos são descritos abaixo.

A influência do governo no setor de energia é exclusiva do Ministério de Minas e Energia (MME) em conjunto com o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), apoiado pelo Congresso Nacional e pelo Presidente da República. As políticas desenvolvidas por esses órgãos são regulamentadas e controladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no tocante às financeiras com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e nas operações com o Operador Nacional do Sistema (ONS).

A ANEEL está sob a tutela de representantes do povo, dos estados da federação, da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e de diversas instituições públicas. As atividades autorizadas e regulamentadas passam a ser realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pela empresa Eletrobras, pelas concessionárias que detêm suas concessões e pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) –

todas em regime de parceria público-privada. As concessionárias que lidam com energia elétrica geralmente não participam de outros mercados.

Decreto Federal n. 41.019/1957 estabeleceu tarifas para remuneração dos serviços de energia elétrica e estabeleceu que deveriam ser estimadas exclusivamente em função do custo do serviço, tornando assim um modelo altamente ineficiente, pois quaisquer custos eram aceitos na composição tarifária (Devienne Filho, 2011). Decreto n.º 86.463/1981 introduziu melhorias para novas metodologias, incluindo custos marginais baseados em tipos de carga que levaram a tarifas mais justas.

A aplicação da economia marginal em associação com novas ferramentas e princípios que incentivam o uso fora do horário de pico deu origem a um novo conjunto de tarifas (Devienne Filho, 2011):

- Tarifa Azul de Consumo: inclui preço de demanda (kW) nos horários de ponta e fora de ponta, além de quatro preços de energia (kWh), diferenciados de acordo com a época do ano (meses úmidos e secos) e o dia (horas de ponta e fora de ponta);
- Tarifa Verde por Horário de Uso: inclui um preço de demanda (kW) para todas as horas do dia e quatro preços de energia (kWh), semelhante à Tarifa Azul;
- Tarifa Amarela: tarifa nominal somente de energia (kWh), destinada a unidades residenciais, rurais e outras pequenas unidades consumidoras.

Em resumo, os custos de operação, manutenção e expansão da rede compõem as taxas de referência, sobre as quais incidem os componentes econômico-financeiros (impostos federais e encargos industriais), resultando nas taxas de aplicação. Essas tarifas são reajustadas anualmente para corrigir perdas inflacionárias e a cada 4 ou 5 anos os componentes da estrutura tarifária são revistos, a fim de corrigir eventuais discrepâncias de custos.

2.2 Resolução 414/2010: Consolida as bases do sistema elétrico Brasileiro

Os conceitos apresentados no Decreto n. 41.019 são reafirmados na Portaria n.º 222/1987, posteriormente na Portaria n. 466/1997, Resolução n. 456/2000, e mais recentemente na Resolução n. 414/2010.

Ao ser editada, a Resolução n.º 414/2010 consolidou os enunciados da legislação acima, bem como outras 10 resoluções da ANEEL, estabelecendo as regras para as condições gerais de fornecimento de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2010). É visto como muito benéfico para os consumidores, pois reuniu muitos avanços trazidos por outras resoluções, portarias e decretos, como mostrado acima, levando a um nível muito maior de certeza e segurança, evitando a consulta de muitos textos oficiais.

Além disso, a Resolução n.º 414/2010 incluiu a obrigatoriedade do atendimento presencial em todos os municípios atendidos por cada concessionária, bem como dar outras providências quanto aos contratos de uso do sistema de distribuição (Resolução n.º 665/2002), indenizações e ressarcimentos (061/2004), consumidores de baixa renda (407/2010), medição externa (258/2003), entre muitos outros assuntos.

2.3 Resolução 482/2012: Introduzindo o Net-Metering no Brasil

A regulamentação da micro e mini geração distribuída é discutida pela Agência desde 2010, quando a Consulta Pública n.º 015/2010 foi realizada para tratar do assunto, com o objetivo de avaliar formas de reduzir as barreiras regulatórias existentes à conexão da geração distribuída à rede básica.

O processo contou com a participação ativa da sociedade, tendo recebido 577 contribuições de 39 agentes (ANEEL, 2011). Em 2011, foi realizada Audiência Pública sobre o projeto de resolução e, em abril de 2012, a Diretoria da Agência aprovou o texto, então denominado Resolução n.º 482/2012 (ANEEL, 2012a).

2.3.1 Definições

Esta Resolução Normativa define os termos “Microgeração Distribuída”, “Minigeração Distribuída” e “Sistema de Compensação de Energia Elétrica” da seguinte forma:

- Microgeração Distribuída: usina geradora de energia elétrica, com capacidade instalada menor ou igual a 100 kW e utilizando fontes de base hídrica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição através de consumidores instalações das unidades;
- Minigeração Distribuída: usina geradora de energia elétrica, com capacidade instalada maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW e utilizando fontes de base hídrica, solar, eólica, biomassa ou cogeração

qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada a a rede de distribuição pelas instalações das unidades consumidoras;

- Sistema de Compensação de Energia Elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada da unidade consumidora com geração distribuída compensa o consumo de energia ativa.

O chamado “Sistema de Compensação de Energia Elétrica” (Fig. 1), semelhante ao que é conhecido mundialmente como “Net Metering”, permite aos consumidores que geram parte ou toda a sua própria eletricidade usar essa eletricidade a qualquer momento, em vez de quando são gerados, eliminando os problemas de despacho (já que as energias renováveis são muitas vezes variáveis e imprevisíveis). Em tempos de superprodução, a energia elétrica é injetada na rede que serve como ‘armazenador de eletricidade’. Quando o consumo de eletricidade de uma unidade consumidora é superior à produção, a unidade consumidora pode utilizar a eletricidade fornecida pela rede (Holdermann et al., 2017).

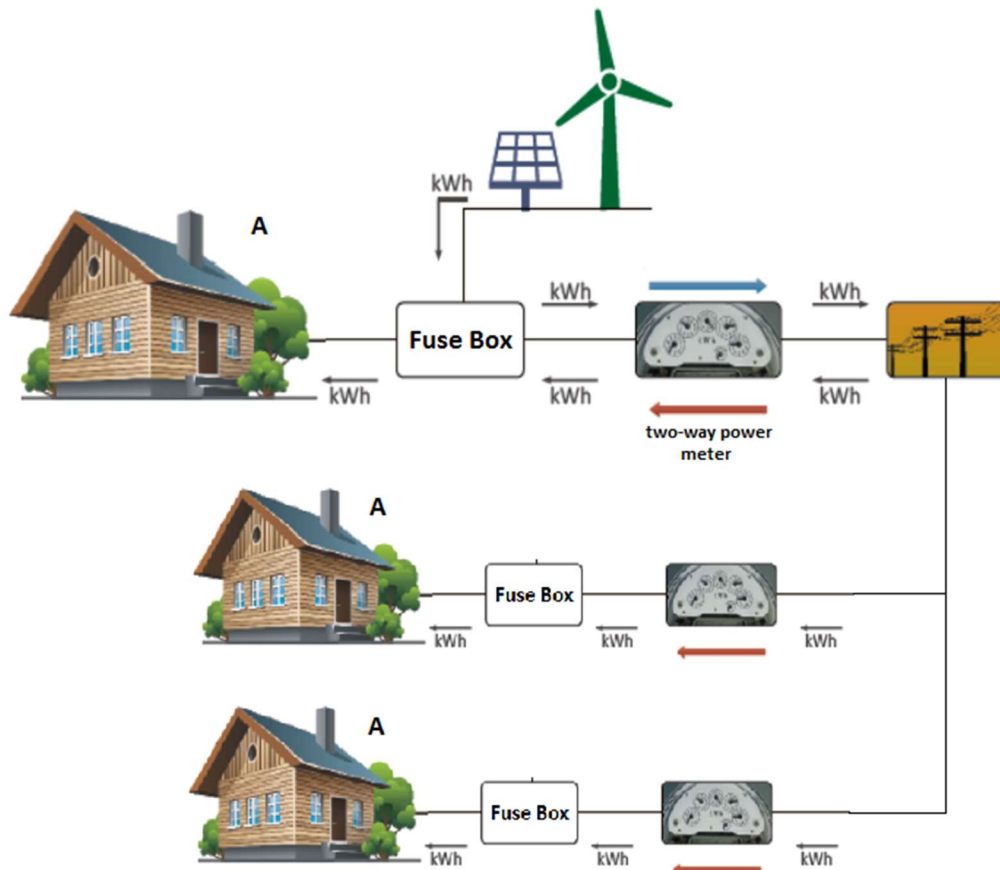


Figure 1. Sistema de Compensação de Energia Elétrica no Brasil. Todas as propriedades têm o mesmo inquilino (A).

De acordo com este regulamento, os créditos de geração (em kWh) permanecem válidos por 36 meses, o que equilibra a sazonalidade das fontes de energia. Além disso, o consumidor também pode utilizar os créditos em outra unidade consumidora, do mesmo titular e da mesma área de concessão, pois, como visto anteriormente, as concessionárias detêm concessões para operar em uma área delimitada. Informações de crédito foram incluídas na fatura para os consumidores, para esclarecer o equilíbrio de energia e facilitar o gerenciamento da conta de luz.

2.3.2 Custos

Se a instalação do sistema GD não exigir nenhuma atualização na rede elétrica de distribuição local (por exemplo, reforço de fiação, substituição de transformador), o consumidor arcará inicialmente apenas com os custos de adaptação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação. Após a adaptação, o distribuidor, em contrapartida, torna-se responsável pela sua manutenção, incluindo os custos de eventual substituição.

2.3.3 Prazos

As concessionárias tiveram 240 dias para adequar seus sistemas comerciais, elaborar e revisar normas técnicas, de acordo com as normas brasileiras e a Resolução nº. 482/2012. As novas normas também devem ter sido publicadas online dentro desse prazo.

Quando solicitada, a conexão do sistema GD deve ser implantada em até 82 dias, ressalvada a necessidade de atualização da rede local. Este prazo inclui tempo para que a concessionária emita parecer de acesso, faça vistoria e aprove a ligação.

2.3.4 Limitações

De acordo com esta normativa, o tamanho do sistema de GD não deve ser maior que a capacidade instalada. Porém, considerando a intermitência das fontes renováveis de energia, isso praticamente inviabiliza a possibilidade de compensar a totalidade da conta de luz de um consumidor.

Também foi criticada a adaptação do sistema de medição cobrando dos consumidores residenciais, uma vez que os custos de instalação da GD já são considerados um grande investimento a ser feito por esse tipo de consumidor.

2.4 Resolução 517/2012: Pequenos ajustes

Em 11 de outubro de 2012, em reunião do Comitê Técnico GT-13 do CONFAZ (Conselho Nacional de Política de Fazenda), diversos representantes dos Tesoureiros Estaduais manifestaram o entendimento de que a atividade de compensação de energia descrita na Resolução 482/2012 seria uma compra e venda operação e, como tal, ensejaria a incidência do ICMS (Imposto sobre Serviços e Circulação de Mercadorias), visto que a resolução não define a natureza jurídica da operação.

Dependendo da interpretação dada pelo Tesoureiro de cada Estado, é possível que os consumidores conectados à rede de acordo com a Resolução 482/2012 sejam cobrados pelo ICMS tanto quando compram energia quanto quando a “vendem” de volta à rede. Se for esse o caso, a receita líquida do consumidor na venda de energia é até 30% menor do que o preço de compra do mesmo kWh, já que o imposto é pago em dobro.

Em 23 de outubro de 2012, a ABRADÉE (Associação Brasileira das Concessionárias) protocolou correspondência à ANEEL alertando sobre a necessidade de definição da natureza jurídica da compensação de energia. Além disso, a ABRADÉE requereu a prorrogação do prazo de 240 dias previsto na Resolução 482/2012.

Em razão desses fatos, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 100/2012, quando foram recebidas 162 contribuições de 42 agentes, entre distribuidores, consumidores, fabricantes, associações, consultores, acadêmicos, estudantes e demais interessados no tema. A principal motivação da audiência foi esclarecer o conceito relacionado à terminologia e caracterização do sistema de compensação de energia elétrica, então redefinido como: “um sistema no qual a energia ativa injetada da unidade consumidora com geração distribuída é transferida por empréstimo gratuito para o local concessionária e posteriormente compensado com o consumo de energia ativa daquela unidade consumidora (ou outra unidade consumidora do mesmo titular da unidade geradora)” (ANEEL, 2012b).

Apesar das alterações sugeridas naquela audiência e das contribuições aceitas, não houve alteração significativa no texto da Resolução 482/2012. As alterações então abordadas limitaram-se basicamente a melhorias textuais, visando esclarecer o entendimento da ANEEL sobre aspectos importantes do sistema de compensação de energia elétrica, especialmente quanto à consideração de perdas de transformação para unidades consumidoras faturadas em alta tensão com medição em baixa tensão e a adequação de responsabilidade pela especificação, compra e instalação do sistema de medição bidirecional. O adiamento solicitado pela ABRADÉE, porém, não foi aceito.

2.5 Resolução 687/2015: Ampliando o *Net-Metering* no Brasil

Seguindo as diretrizes estabelecidas na Agenda Regulatória da Agência, foi realizada a Audiência Pública nº. 026/2015, que recebeu 676 contribuições de 110 agentes, entre consumidores, associações, bancos, concessionárias, geradoras, fabricantes, universidades, consultorias e ONGs.

Em 24 de novembro de 2015, a ANEEL emitiu a Resolução nº 687, que altera e modifica a Resolução 482/2012 e estabelece a estrutura para permitir a geração de energia solar em larga escala, mas sem

dependem de linhas de transmissão de longa distância (ANEEL, 2015). Os principais conceitos trazidos pela nova regulamentação são os seguintes:

- Expansão do programa de net metering, permitindo geradores de energia de pequeno porte de até 5 MW (em vez de 1 MW);
- Permitir que os consumidores participantes distribuam créditos de medição líquida entre várias contas de serviço elétrico, por exemplo, em propriedades comerciais multilocatárias ou prédios de apartamentos residenciais;
- Introdução da geração comunitária, permitindo que vários clientes de energia compartilhem os benefícios de uma usina de geração de energia como um único consumidor;
- Permitir que os créditos de net metering obtidos compensem o excesso de consumo de energia de outros locais, desde que (i) ambos os locais sejam atendidos pela mesma concessionária; e (ii) o titular de ambos os sites for o mesmo;
- Ampliação do prazo de vigência dos créditos para 60 meses;
- Redução dos prazos de ligação para 34 dias (microgeração – até 75 kW) e 49 dias (minigeração – até 5 MW).

Contribuições à Audiência Pública sugerindo a criação de modelos de enquadramento no sistema de *net-metering* em que a eletricidade seria gerada por terceiros e seus créditos seriam repassados a um consumidor cativo mediante o pagamento de um aluguel ou parcela da usina para a eletricidade não poderia ser aceita, pois isso permitiria aos consumidores cativos comprar eletricidade de fornecedores de sua escolha, o que é permitido apenas para consumidores livres e especiais.

Assim, foi incluído na Resolução um artigo que proíbe o consumidor de alugar equipamentos ou arrendar terrenos, lotes e imóveis em condições em que o valor do aluguel ou arrendamento seja proporcional à energia gerada, para aderir à compensação de energia do sistema, conforme bem como adotar quaisquer práticas que possam mascarar a operação de compra e venda de energia elétrica.

Ressalta-se que esse tipo de arranjo não se confunde com a geração comunitária. Conforme mostra a Figura 2, no primeiro caso, o consumidor cativo adquire a energia elétrica produzida por uma unidade geradora de terceiros, à qual o consumidor está vinculado mediante pagamento à vista na forma de cota ou aluguel de imóvel, o que é proibido por lei.

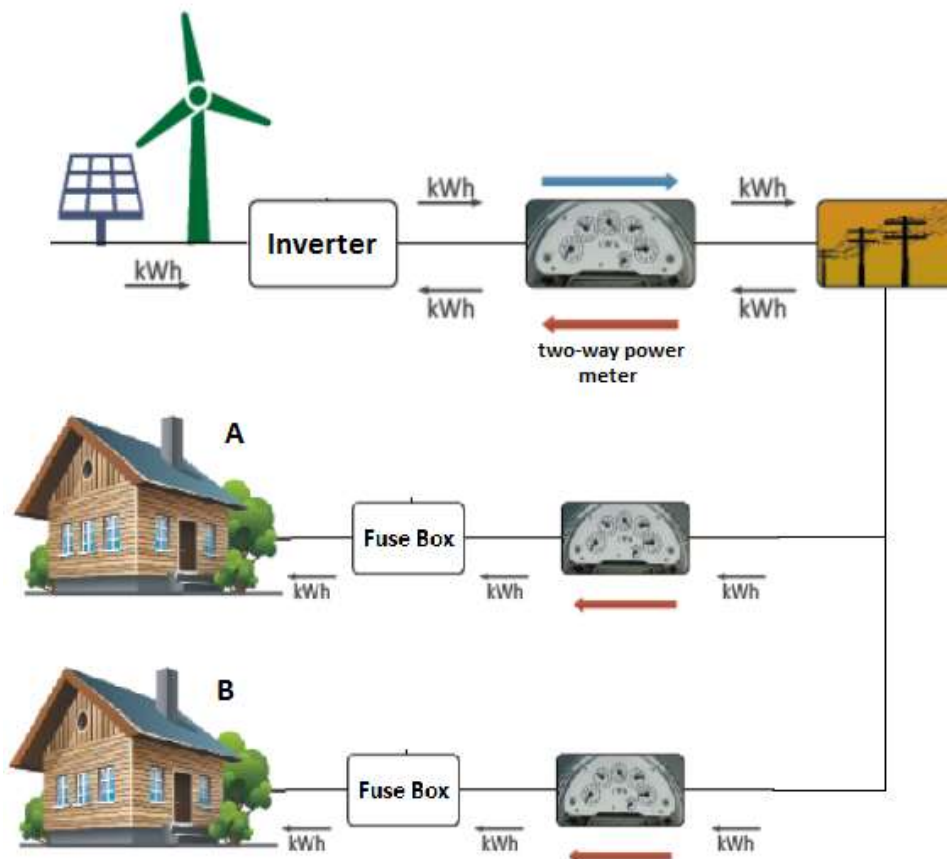


Figura 2. A geração comunitária, introduzida pela REN 687/2015. As propriedades podem ter inquilinos diferentes (A e B).

Por sua vez, no arranjo de geração comunitária, os consumidores se reúnem por meio de cooperativa, que passa a ser titular de unidade consumidora com a GD. Assim, esses consumidores são, de fato, titulares, ainda que indiretamente, da unidade consumidora em que está instalada a GD e não estão atuando como consumidores livres ou especiais por não escolherem seu comercializador de energia elétrica, ou seja, não adquirem terceiros. entrada do partido.

Também foi proposto repassar os custos de adequação do sistema de medição para as concessionárias, tanto para micro quanto para mini-DG, de forma a acabar com a distorção do preço cobrado ao consumidor e também adotar o mesmo princípio estabelecido em outras regulamentações da Agência. No entanto, em função das contribuições recebidas e também do fato de o limite da minigeração ter sido elevado para 5 MW, considerou-se mais razoável que as concessionárias se responsabilizassem técnica e financeiramente pelo sistema de medição da micro-DG apenas. Custos de conformidade de medição também foram atribuídos aos consumidores que desejam instalar micro-DG como geração comunitária.

3 Regulamento sobre licenciamento ambiental

O licenciamento ambiental de projetos de GD no Brasil ainda é uma área cinzenta na legislação do país. O Ministério do Meio Ambiente (MMA), por meio da Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) n°. 279/2001 estabelece que as usinas hidrelétricas, térmicas, eólicas, solares ou outras fontes de energia, bem como as linhas de transmissão e subestações estão sujeitas a procedimentos simplificados de licenciamento ambiental (CONAMA, 2001).

No entanto, por ser uma atividade de tão pouco impacto, principalmente no que diz respeito a pequenos aerogeradores e sistemas fotovoltaicos instalados em telhados ou fachadas, muitas concessionárias de serviços públicos isentam os consumidores de apresentar qualquer tipo de licenciamento ao se conectarem às suas redes, exceção feita à unidade consumidora próprio, nos casos previstos em lei.

Assim, em 2014 o CONAMA editou a Resolução n. 462/2014, que estabelece procedimentos para o licenciamento ambiental de parques eólicos onshore, dispensando os microgeradores eólicos (até 100 kW de potência instalada) de seguir os procedimentos então apresentados. Até esta data, o Brasil ainda carece de uma resolução semelhante em relação a energia solar, biomassa ou outros sistemas GD de energia renovável.

O estado do Ceará, recentemente, emitiu a primeira legislação estadual sobre licenciamento ambiental de projetos de GD. A Resolução COEMA (Conselho Estadual do Meio Ambiente) n°. 03/2016, dispõe sobre os critérios e procedimentos simplificados para implantação de sistemas micro e minidistribuídos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (COEMA, 2016).

A Resolução do Conselho isenta de licenciamento sistemas de micro e mini-GD de fonte eólica, bem como projetos de micro-GD solar. Quando instalados em telhados ou fachadas, sistemas solares de até 2 MW também estão isentos. Sistemas fotovoltaicos maiores, de até 3 MW, estão sujeitos apenas à autodeclaração ambiental; os maiores ainda, de até 5 MW, bem como os projetos de GD de biogás e biomassa, estão sujeitos a licenciamento simplificado.

Essa resolução é vista como um grande avanço, pois dá muito mais confiança e estabilidade aos consumidores interessados em instalar sistemas de GD. Em outros estados, no entanto, ainda pode ser necessária a emissão de uma licença ambiental insignificante para a instalação de um sistema fotovoltaico no telhado, por exemplo, uma vez que podem não estar cobertos por uma legislação abrangente.

4 Incentivos do governo para sistemas fotovoltaicos

4.1 Programas nacionais

Historicamente, o Brasil teve muitos incentivos propostos na área de energia renovável em geral. Especificamente para a sistemas fotovoltaicos, ainda são poucos os incentivos para promover o uso da energia solar no país, embora esses poucos incentivos já tenham sido responsáveis por motivar o desenvolvimento do setor e estejam ganhando status nacional.

Prevê-se que os incentivos já implementados tenham um impacto menor no setor de energia fotovoltaica, principalmente porque não se concentram no financiamento direto da GD. Projetos como “PRODEEM”, “PROINFA” e “Luz Para Todos” receberam recursos rotativos do governo para ajudar comunidades de áreas rurais sem energia elétrica a instalar geradores de energia solar.

A primeira iniciativa para a energia fotovoltaica em nível nacional foi o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (“PRODEEM”), considerado um dos maiores programas de

eletrificação rural com base fotovoltaica em países em desenvolvimento em todo o mundo (Galdino e Lima, 2002). O PRODEEM foi estabelecido em 1994 e apoiou a instalação de aproximadamente 9.000 sistemas fotovoltaicos autônomos entre 1996 e 2001 em todos os 26 estados brasileiros, com foco na promoção de serviços de energia para comunidades que não tinham acesso à rede convencional, principalmente nas regiões norte e nordeste (Januzzi e de Melo, 2012), respectivamente os mais isolados e os mais pobres do país.

Através da Lei n. 10.438/2002 (posteriormente revista pela Lei nº 10.762/2003), foi instituído o Programa de Incentivo às Energias Renováveis (“PROINFA”), de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME). Até dezembro de 2010, o programa visava a construção de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, dos quais cerca de 1.191,24 MW são de PCHs, 1.422,92 MW de 54 parques eólicos e 685,24 MW de 27 usinas de biomassa (de Faria Jr., 2016). No entanto, a energia fotovoltaica não foi incluída no portfólio de fontes de energia renovável do PROINFA, o que era principalmente uma questão de escopo, uma vez que o programa foi concebido inicialmente para promover o desenvolvimento de projetos de utilidade pública movidos a energia eólica, biomassa ou hídrica. Então, a tecnologia FV ainda estava fora de cogitação para tais projetos, devido aos seus altos custos de implementação quando comparada a essas outras fontes.

Embora a tecnologia fotovoltaica não tenha sido contemplada pelo PROINFA, a mesma lei que instituiu o programa previa que recursos governamentais fomentassem a pesquisa e o desenvolvimento da energia fotovoltaica. O Programa “Luz Para Todos” (LPT, sigla em português para “Luz para Todos”), programa federal instituído em 2004 pelo MME, visava universalizar o acesso à energia elétrica em todo o país e foi o principal beneficiário desses recursos, que incentivou a implantação da energia fotovoltaica, principalmente nas regiões Norte e Nordeste (Varella et al., 2012). Infelizmente, o foco não era GD, mas sistemas autônomos, que mantinham essas regiões desconectadas da Rede Nacional.

Nos últimos anos, o Brasil tem buscado estimular a energia solar fotovoltaica para aumentar sua participação na matriz energética brasileira, juntamente com seus benefícios sociais e ambientais. No entanto, tais incentivos ainda são muito poucos e muito tímidos para ostentar plenamente o potencial fotovoltaico do país. Então, inspirados em iniciativas já ocorridas em diversos países, incentivos fiscais e/ou financeiros também têm sido utilizados para introduzir a GD, conforme apresentado na seção a seguir.

4.2 Incentivos fiscais

Incentivos fiscais são oferecidos para determinados equipamentos fotovoltaicos. As duas isenções fiscais mais relevantes que têm promovido o uso de alguns equipamentos fotovoltaicos são o ICMS (Imposto sobre Serviços e Circulação de Mercadorias) estadual e o IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) federal.

Em nível estadual, o ICMS isenta apenas equipamentos idênticos aos especificados no Decreto Federal 3.827/2001, que estabelece que alguns produtos industrializados serão isentos de IPI, incluindo células e módulos fotovoltaicos. Quase todos os módulos fotovoltaicos atualmente comercializados no Brasil são importados, já que existe apenas um fabricante nacional até o momento. A comercialização de inversores no mercado interno é tributada em 12% de ICMS, e os controladores de carga para sistemas de baterias são tributados em 12% de ICMS e 15% de IPI.

Além disso, existem barreiras protecionistas contra a importação de mercadorias quando há um fabricante nacional com ofertas semelhantes em suas linhas de produção. Isso se aplica principalmente a Turbinas Eólicas de Pequeno Porte (com potência de até 5 kW) e turbinas de grande porte (aquelas maiores que 1MW). No entanto, a lacuna entre eles permanece inexplorada, o que poderia fomentar o uso de turbinas eólicas importadas de médio porte. Além disso, existem linhas de crédito subsidiadas para a compra de turbinas utilitárias de mais de cinco fabricantes, estrangeiros e nacionais, devido ao seu conteúdo nacional (Lage e Processi, 2013).

Usinas com capacidade de 1 a 30 MW, a serem conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), recebem desconto de 80% nas tarifas cobradas pela transmissão e distribuição nos primeiros 10 anos de operação se ativas até 2017 inclusive, e Desconto de 50% após, conforme Resolução 481/2012. As usinas que entrarem em operação a partir de 2018 também poderão solicitar desconto de 50%.

4.3 Incentivos propostos

A isenção de alguns impostos foi anunciada recentemente pelo Ministro de Minas e Energia (MME). A proposta era uniformizar a visão dos Tesoureiros Estaduais em seu Conselho Nacional (o CONFAZ),

isentando a “dupla contribuição” de todos os Estados, como parte do “ProGD”, Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica do MME.

O ProGD foi anunciado pelo MME em dezembro de 2015, para começar três meses depois, o que aconteceu brevemente antes de a presidente ser suspensa quando o Senado iniciou seu julgamento de impeachment. O governo então esperava que o programa estimulasse a movimentação financeira de até 100 bilhões de reais até 2030 no mercado fotovoltaico de geração distribuída (GD), já que 2,7 milhões de unidades consumidoras seriam capazes de gerar até 48 TWh durante esse período. No anúncio do ProGD, também foi informado que seria permitida a venda do excedente de energia gerada por um valor fixo federal, estendendo alguns privilégios antes exclusivos dos consumidores do mercado livre para os do mercado regulado, de forma simplificada. Universidades, escolas e hospitais federais também seriam incentivados a instalar sistemas DGPV (Ministério de Minas e Energia, 2015).

Por fim, o programa ainda não foi implementado, como um grupo de trabalho composto por membros do MME, ANEEL, EPE (Empresa de Pesquisa Energética), CEPEL (Centro de Pesquisas Energéticas), CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e representantes de outros órgãos, associações e entidades foram criadas para discutir como as novas ideias seriam implementadas, e espera-se que o novo governo retome a iniciativa, mais cedo ou mais tarde, já que a energia ainda é um problema no Brasil devido à redução de energia hidrelétrica pelas secas.

Os impostos de importação também devem mudar. Em primeiro lugar, como não há células solares brasileiras, espera-se que haja isenção de impostos de importação para elas e para outros componentes de sistemas fotovoltaicos não produzidos localmente. À medida que a indústria nacional evoluir de acordo com o cronograma de conteúdo local, as tarifas de importação aumentarão para protegê-la.

Bônus tarifários feed-in e incentivos em dinheiro também estão em discussão (Jannuzzi e de Melo, 2013). Segundo eles, os cenários de simulação mostram que os custos do mecanismo de tarifas feed-in são cerca de 7 e 28 vezes maiores do que a opção de incentivo em dinheiro em comparação com o excedente e a tarifa feed-in total, respectivamente. Segundo suas estimativas, o país poderia atingir uma capacidade instalada de 703 MWp no ano de 2030, o que representa cerca de 38% da capacidade atual dos EUA, muito mais conservador do que as expectativas do governo.

5 Implicações políticas

Este artigo procura apresentar de forma clara as novas políticas, regulamentações e modelos de negócios e produtos de geração distribuída de energia no Brasil, instituídos pelas Resoluções ANEEL, principalmente as enumeradas 482/2012 e 687/2015, que possibilitaram ao GD – até 5 MW em potência instalada –, sistema de *net-metering*, geração remota e outras medidas no país.

A inserção de mecanismos como a geração remota e comunitária pelo Órgão Regulador no Brasil possibilitou grandes oportunidades tanto para a cadeia produtiva fotovoltaica quanto para os consumidores que desejam se beneficiar de uma fonte de energia limpa, renovável e de menor custo. Isso também representa um grande avanço para o país, representando também uma grande oportunidade de aumentar o número de consumidores com GD instalada, criando assim um ambiente extremamente favorável à matriz energética do país, hoje muito dependente de hidrelétricas e termelétricas.

Na verdade, a DG ainda enfrenta muitas dificuldades no Brasil para iniciar sua anunciada rápida expansão, incluindo: a falta de opções de financiamento adequadas no mercado; altos impostos cobrados sobre equipamentos e produção de energia; dificuldades de acesso à rede de distribuição; poucos equipamentos certificados pela Autoridade Nacional de Metrologia; e o marco regulatório ainda em processo de adaptação, como mostram as recentes alterações nas resoluções da ANEEL e a criação de novas resoluções no meio ambiente.

Segundo Castro (2015), as mudanças inseridas por essas recentes atualizações nas resoluções da ANEEL deverão aumentar em 532% o número de consumidores com GD, o que traria 2,1 GW a mais de capacidade instalada do que o caso base (sem as atualizações) em um intervalo de 10 anos. Em suma, embora alguns fatores ainda dificultem o crescimento da GD no Brasil, já existe um marco regulatório suficiente para impulsionar o aumento da participação das energias renováveis na matriz energética do país nos próximos anos, posicionando o mercado brasileiro como a próxima fronteira na expansão global de sistemas fotovoltaicos.

6 Conclusão

O presente estudo ofereceu uma análise abrangente do quadro regulatório da geração distribuída (GD) no Brasil, com especial atenção aos avanços no licenciamento ambiental introduzidos pelo estado do Ceará. À medida que o país enfrenta desafios significativos na construção de usinas hidrelétricas, a adoção de fontes de energia renovável, como sistemas fotovoltaicos (SF), tornou-se crucial para atender às crescentes demandas de eletricidade.

O marco regulatório estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com suas resoluções progressivas (414/2010, 482/2012, 517/2012 e 687/2015), tem sido fundamental para promover a geração distribuída a partir de fontes renováveis. O crescimento do setor de GD apresenta oportunidades significativas para a diversificação da matriz energética brasileira, reduzindo a dependência da energia hidrelétrica, especialmente em regiões distantes dos grandes centros consumidores.

Destaca-se a legislação inovadora sobre licenciamento ambiental implementada no estado do Ceará, que representa um passo crucial em direção à sustentabilidade e ao apoio ao desenvolvimento de projetos de geração distribuída. Essa abordagem pioneira do Ceará pode servir como modelo para outros estados brasileiros que buscam estabelecer regulamentações eficazes para impulsionar a adoção de tecnologias limpas.

A interconectividade entre as redes elétricas locais, juntamente com a geração distribuída, emerge como uma estratégia promissora para mitigar riscos de apagões, reduzir perdas no sistema e estabilizar a produção de energia. Além disso, a proximidade da geração com os centros de consumo, especialmente no contexto do aumento dos investimentos em sistemas fotovoltaicos, promete contribuir para uma infraestrutura elétrica mais eficiente e resiliente.

Diante dessas considerações, é evidente que o Brasil está trilhando um caminho promissor em direção a um futuro energético mais sustentável, aproveitando as vantagens da geração distribuída e respondendo aos desafios ambientais e estruturais do setor elétrico. O compromisso contínuo com políticas inovadoras e a adoção de práticas sustentáveis são cruciais para consolidar esses avanços e promover um sistema elétrico mais resiliente, eficiente e amigável ao meio ambiente.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) por meio do Contrato de Pesquisa.

Referências bibliográficas

ANEEL, 2008. Atlas de energia elétrica do Brasil, 3º ed. ANEEL, Brasília. <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf> (Acessado 09 de Julho de 2021).

ANEEL, 2010. Resolução Normativa No 414, de 9 de setembro de 2010. http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/REN_414_2010_atual_REN_499_2012.pdf (Acessado 12 Maio 2021).

ANEEL, 2011. Nota Técnica No04, de 9 de fevereiro de 2011, SRD/ANEEL. http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_SRD_0004_2011.pdf (Acessado 19 Março 2021).

ANEEL, 2012a. Resolução Normativa No 482, de 17 de abril de 2012. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> (Acessado 11 Maio 2021).

ANEEL, 2012b. Resolução Normativa No 517, de 11 de dezembro de 2012. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf> (Acessado 12 Março 2021).

ANEEL, 2015. Resolução Normativa No 687, de 24 de Novembro de 2015. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> (Acessado 11 Abril 2021).

Castro, MAL. Regulatory Scenarios for Microgeneration in Brazil and Its Impacts in the Next Decade, in: The 2015 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC 2015): SMARTER RESILIENT POWER SYSTEMS. London, ON, Canada, pp. 463–467, 2015.

- COEMA, 2016. Resolução COEMA No 03, de 03 de março de 2016, Diário Oficial do Estado. <http://www.semace.ce.gov.br/wp-content/uploads/2014/01/publicacao2.pdf> (Acessado 02 Março 2021).
- CONAMA, 2001. Resolução do CONAMA no 279, de 27 de junho de 2001, Diário Oficial da União 125-E. Brasil. <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res01/res27901.html> (Acessado 13 Abril 2021).
- de Faria, JrH, Trigos, FBM, Cavalcanti, JAM (2017). Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 75, pp. 469-475. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>
- Devienne Filho R, (2011). Survey of the Electricity Market Focusing on Distributed Generation. https://energypedia.info/images/8/8d/Electricity_Market_in_Brazil_focusing_on_Distributed_Generation.pdf (Acessado 03 Maio 2021).
- Galdino, MA, Lima, JHG (2002). PRODEEM - O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica, in: IX Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro, RJ, Brazil. 2002:1806-14.
- Holdermann, C, Kissel J, Beigel, J (2014). Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*, v. 67, pp.612–7. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>
- Januzzi, GM, de Melo, CA (2013). Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, v. 17, n.1, pp.40-46. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2012.10.010>
- Lage, ES, Processi, LD (2013). Panorama do setor de energia eólica. Revista do BNDES 2013; 39:183-206 Brasília, DF, Brazil. http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev3906.pdf (Acessado 22 Junho 2021).
- Lovins, AB, Datta, EK, Feiler, T, Rábago, KR, Swisher, JN, Lehmann, A, Wicker, K (2002). Small is profitable. <https://www.google.com.br/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=%22small+is+profitable%22+lovins+data+feiler+2002> (Acessado 14 Maio 2021).
- Maurer, L, Barroso L (2011). Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. <http://documents.worldbank.org/curated/en/114141468265789259/Electricity-auctions-an-overview-of-efficient-practices> (Acessado 23 Maio 2021).
- Ministério de Minas e Energia, 2015. Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar [WWW Document]. http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030 (Acessado 11 Maio 2021).
- Ministry of Economic Affairs, 2015. Market Study: PV Energy in Brazil. <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2015/04/Final%20-%20Solar%20PV%20Study%20Brazil%2024%20April%202015.v2.pdf> (Acessado 26 Maio 2021).
- Neves, MM (2009). Difficulties in Expanding Hydropower Generation in Brazil. http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Artigo_Mateus_Neves.pdf (Acessado 03 Março 2021).
- Silva, H, Silva, V (2015). Brazilian Regulation on Distributed Generation, in: The 2015 Chilean Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON). Santiago Centro, Santiago, Chile, pp. 635-639.
- Varela, FKOM, Cavaliero, CKN, da Silva, EP (2009). A survey of the current photovoltaic equipment industry in Brazil. *Renew. Energy*, v. 34, pp.1801–05.
- Varela, FKOM, Cavaliero, CKN, da Silva, EP (2012). Regulatory Incentives to promote the use of photovoltaic systems in Brazil. *Holos*, v.28, n.3, pp.15-29.