



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

**MARESSA TUPONI SANTOS**

**Estudo sobre a geração distribuída no Brasil:  
benefícios e impactos para distribuidoras e  
consumidores**

NITERÓI

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

**MARESSA TUPONI SANTOS**

**Estudo sobre a geração distribuída no Brasil: benefícios e  
impactos para distribuidoras e consumidores**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Modelagem e análise de sistemas de energia

Orientador:

Flávio Goulart dos Reis Martins, D.Sc

NITERÓI

2022

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

S237e Santos, Maressa Tuponi  
Estudo sobre a geração distribuída no Brasil: benefícios  
e impactos para distribuidoras e consumidores / Maressa Tuponi  
Santos. - 2022.  
147 f.: il.

Orientador: Flávio Goulart dos Reis Martins.  
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,  
Escola de Engenharia, Niterói, 2022.

1. Geração Distribuída. 2. Regulação de Energia. 3.  
Legislação. 4. Consumo de Energia. 5. Produção  
intelectual. I. Martins, Flávio Goulart dos Reis, orientador.  
II. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia.III.  
Título.

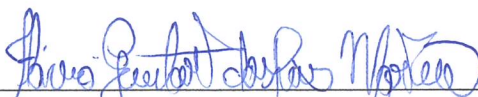
CDD - XXX

MARESSA TUPONI SANTOS

Estudo sobre a geração distribuída no Brasil: benefícios e impactos para distribuidoras e consumidores

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Modelagem e análise de sistemas de energia.

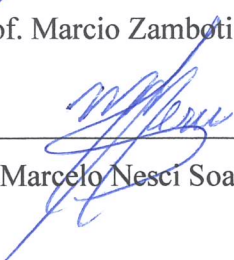
BANCA EXAMINADORA



Prof. Flávio Goulart dos Reis Martins, D.Sc. – Orientador, UFF



Prof. Marcio Zamboti Fortes, D.Sc. - UFF



Prof. Marcelo Nesci Soares, D.Sc. – CEFET-RJ

Niterói

Dezembro de 2022

*Dedico esta dissertação à minha amada mãe.*

# Agradecimentos

Agradeço à Deus pelo dom da vida e por tudo de bom que recebemos. Tudo o que é perfeito vêm do céu, vêm de Deus, o Criador.

Agradeço à minha família, meus pais Romulo e Mereide, meus irmãos Israel e Samuel, mas especialmente à minha mãe, minha maior incentivadora. Que este título honre sua memória e ilustre a importância que o apoio de uma mãe tem na vida dos seus filhos. Dedico esta dissertação à minha querida mãe.

Obrigada aos amigos pelo apoio e por entenderem as ausências neste período tenso e intenso de dedicação aos estudos.

Agradeço ao meu amigo e orientador Flávio. Obrigada por ter me escolhido como sua orientanda e por todo apoio durante o curso do mestrado.

Obrigada meu querido mestre Marcio Zamboti, pelas aulas de excelente qualidade, pelo incentivo na escrita do artigo e pelas indicações de fontes de pesquisa. Professor, deixo aqui registrada minha admiração pelas suas aulas e sua carreira profissional.

Agradeço aos profissionais que se disponibilizaram a participar das entrevistas para o capítulo 3 desta dissertação. Que mais e mais pessoas sigam o exemplo de vocês e contribuam para a pesquisa e o ensino no nosso Brasil. Sua contribuição foi fundamental para a composição deste trabalho.

Agradeço a UFF e ao PPGEET a ilustre oportunidade de fazer parte deste programa de pós graduação nesta universidade de prestígio.

# Resumo

Esta dissertação apresenta o estado da arte da regulação da geração distribuída (GD) no Brasil e no mundo, descrevendo os principais aspectos divergentes e em comum entre os países estudados. Especificamente para a legislação brasileira, realizou-se uma descrição detalhada das principais resoluções normativas da ANEEL que tratam do tema de geração distribuída, e uma análise crítica inédita nas resoluções publicadas em 2021 e da Lei 14.300, conhecida como marco legal da geração distribuída, publicada em janeiro de 2022.

Além da análise da regulação e das normas da ANEEL, também foi observado como essa regulação é interpretada pelas empresas atuantes no setor, especialmente as distribuidoras de energia. Através de uma análise crítica utilizando como base entrevistas realizadas com profissionais que atuam na área de geração distribuída em diferentes estados do Brasil, observou-se que existem diferentes visões e interpretações da regulação.

Como resultado do estudo, comprovou-se a existência de diferenças de interpretação da regulação e diferenças de como cada distribuidora lida com o tema da GD. Com isso foi possível descrever como essas diferentes interpretações afetam o mercado, indicando os impactos tanto para os clientes como para as empresas do ramo.

**Palavras-chaves:** Geração Distribuída, Sistemas de Distribuição, Consumo de Energia, Regulação de Energia, Legislação, Distribuidoras de Energia, Concessionárias de Energia, Consumidor de Energia, Consumidores Cativos.

# Abstract

This master thesis presents the state of the art of the regulation of distributed generation (DG) in Brazil and in the world, describing the main divergent and common aspects between the studied countries. Specifically for Brazilian legislation, a detailed description was made of the main normative resolutions of ANEEL that deal with the issue of DG, and an unprecedented critical analysis with a greater focus on the resolutions published in 2021 and on Law 14.300, known as the legal mark for distributed generation, published in January of 2022.

In addition to analyzing ANEEL's standards and the regulations, it was also observed how this regulation is interpreted by companies operating in the sector, especially energy distributors. Through a critical study based on interviews with professionals who work in the area of distributed generation in different states, it was observed that there are different views and interpretations of the regulation.

As a result of the study, it was presented the existence of differences in the interpretation of the regulation and differences in how each distributor deals with the topic of DG were confirmed. With this, it was possible to describe how these different interpretations affect the market, indicating the impacts for both customers and companies in the field.

**Keywords:** Distributed power Generation, energy consumption, energy resources, power system economics, power generation economics, electricity supply industry regulation, governmental factors.



# Lista de Figuras

FIGURA 1 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA 2020 [1] .....	1
FIGURA 2 - MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA 2020 .....	1
FIGURA 3 - TARIFA MÉDIA DE APLICAÇÃO (R\$/MWH) [3] .....	2
FIGURA 4 - BANDEIRAS TARIFÁRIAS APLICADAS EM CADA MÊS [4] .....	3
FIGURA 5 - ETAPAS PARA VIABILIDADE DO ACESSO (TABELA 1 DA REVISÃO 7 DO MÓDULO 3 DO PRODIST) .....	41
FIGURA 6 - ETAPAS PARA SOLICITAÇÃO DE ACESSO E CONEXÃO DA CENTRAL GERADORA (TABELA 2 DA REVISÃO 7 DO MÓDULO 3 DO PRODIST) .....	42
FIGURA 7 - COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA.....	58
FIGURA 8 - VALORAÇÃO DOS CRÉDITOS DE ENERGIA PROPOSTO PELA ALTERNATIVA 0.....	68
FIGURA 9 - VALORAÇÃO DOS CRÉDITOS DE ENERGIA PROPOSTO PELA ALTERNATIVA 1.....	69
FIGURA 10 - VALORAÇÃO DOS CRÉDITOS DE ENERGIA PROPOSTO PELA ALTERNATIVA 2.....	69
FIGURA 11 - VALORAÇÃO DOS CRÉDITOS DE ENERGIA PROPOSTO PELA ALTERNATIVA 3.....	70
FIGURA 12 - VALORAÇÃO DOS CRÉDITOS DE ENERGIA PROPOSTO PELA ALTERNATIVA 4.....	70
FIGURA 13 - VALORAÇÃO DOS CRÉDITOS DE ENERGIA PROPOSTO PELA ALTERNATIVA 5.....	71
FIGURA 14 - REGRAS DE TRANSIÇÃO DA TARIFAÇÃO PARA NOVAS UC [61] .....	87
FIGURA 15 - PERÍODO DE TRANSIÇÃO PARA A COMPENSAÇÃO TARIFÁRIA [72].....	91
FIGURA 16 - FATURA ENEL RJ.....	101
FIGURA 17 - MODELO ESQUEMÁTICO DA ENERGIA INJETADA NA REDE .....	109
FIGURA 18 - MODELO ESQUEMÁTICO DA ENERGIA EXCEDENTE CONTABILIZADA .....	109
FIGURA 19 - PESO, EM PORCENTAGEM, DE CADA COMPONENTE TARIFÁRIA [90] .....	119

# Lista de Tabelas

TABELA 1 - COMPARATIVO DAS POLÍTICAS DE FONTES RENOVÁVEIS ENTRE ALEMANHA, DINAMARCA E SUÉCIA [16].....	19
TABELA 2 - VISÃO GERAL DA REGULAMENTAÇÃO DA GD NOS PAÍSES NÓRDICOS [20].....	20
TABELA 3 - DETALHAMENTO DOS INCENTIVOS FISCAIS FEDERAIS [22]. ....	26
TABELA 4 - POLÍTICAS DE SUBSÍDIOS IMPLEMENTADAS NA CHINA [17].....	33
TABELA 5 – QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÕES, UNIDADES CONSUMIDORAS E DE POTÊNCIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA [11].....	44
TABELA 6 - INCENTIVOS PARA A GD NO BRASIL [53]. ....	61
TABELA 7 - TABELA COMPARATIVA ENTRE AS AIRS. ....	74
TABELA 8 - TABELA DE IDENTIFICAÇÃO DAS ENTREVISTAS.....	94

# Lista de Abreviaturas e Siglas

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ASEP	Autoridade Nacional de Serviços Públicos
BICE	<i>Banco de Inversión y Comercio Exterior</i>
BIL	<i>Bipartisan Infrastructure Law</i>
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDC	Código de Defesa do Consumidor
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEP	<i>Clean Energy Package</i>
CFE	Comissão Federal de Eletricidade
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Políticas Fazendárias
CRE	Comissão Reguladora de Energia
CREG	Comissão Reguladora de Energia e Gás
DGPV	Geração Distribuída Fotovoltaica
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DOE	<i>Department Of Energy</i>
DOI	<i>Digital Object Identifier</i>
DR	Decreto Real
EE	Eficiência Energética
EEG	<i>Erneuerbare Energien Gesetz</i>
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargo de Serviço de Sistemas
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

EUA	Estados Unidos da América
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FiT	<i>Feed-in-Tariff</i>
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
ICE	Instituto Costarriquenho de Eletricidade
INB	Indústria Nuclear do Brasil
INEL	Instituto Nacional de Energia Limpa
IRAE	Imposto sobre Renda e Atividades Econômicas
ISER	<i>Infrastructure Security and Energy Restoration</i>
ITC	<i>Investment Tax Credit</i>
IVA	Imposto de Valor Agregado
JESTR	<i>Journal of Engineering Science and Technology Review</i>
LAERFTE	Lei para o Aproveitamento de Energias Renováveis e Financiamento da Transição Energética
LGPD	Lei Geral de Proteção de Dados
MACRS	<i>Modified Accelerated Cost Recovery System</i>
MIGDI	Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MINAET	Ministério do Ambiente, Energia e Telecomunicações
MP	Medida Provisória
NAR-UC	<i>National Association of Regulatory Utility Commissioners</i>
NEA	<i>National Energy Administration</i>
NECP	Plano Nacional Integrado de Energia e Clima
NERC	<i>North American Electric Reliability Council</i>
NT	Nota Técnica
NUCLEP	Nuclebrás Equipamentos Pesados S/A
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
PEE	Programa de Eficiência Energética
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PIS	Programa de Integração Social
PPGEET	Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica de Telecomunicações
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico

	Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
PUC	<i>Public Utility Commission</i>
RDL	Real Decreto Lei
REC	<i>Renewable Energy Certificates</i>
REIDI	Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura
RGR	Reserva Global de Reversão
RPS	<i>Renewable Portfolio Standards</i>
SAC	Serviço de Atendimento ao Consumidor
SBSE	Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
SIN	Sistema Interligado Nacional
SREC	<i>Solar Renewable Energy Certificates</i>
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UE	União Europeia
UTE	Administração Nacional de Usinas e Transmissões Elétricas
VPL	Valor Presente Líquido
VRES	Valores Anuais de Referência Específicos
WIP	<i>Weatherization and Intergovernmental Program</i>

# Sumário

<b>Capítulo 1 - Introdução</b> .....	1
<b>1.1 Motivação</b> .....	5
<b>1.2 Objetivos</b> .....	5
<b>1.3 Contribuições da pesquisa</b> .....	6
<b>1.4 Estrutura do Trabalho</b> .....	7
<b>Capítulo 2 - Histórico da legislação da GD no mundo</b> .....	8
<b>2.1 América Latina</b> .....	9
<b>2.2 União Europeia</b> .....	13
<b>2.3 Estados Unidos</b> .....	23
<b>2.4 China</b> .....	31
<b>Capítulo 3 - Histórico da legislação da GD no Brasil</b> .....	35
<b>3.1 PRODIST</b> .....	37
<b>3.2 REN 414/2010</b> .....	43
<b>3.3 REN 482/2012</b> .....	43
<b>3.4 REN 493/2012</b> .....	46
<b>3.5 REN 517/2012</b> .....	47
<b>3.6 REN 687/2015</b> .....	48
<b>3.7 REN 786/2017</b> .....	49
<b>3.8 MP 998/2020 e a Lei 14.120/2021</b> .....	50
<b>3.9 Outras leis e resoluções normativas relevantes para a GD</b> .....	54
<b>3.10 Leis e normas sobre tributos</b> .....	56
<b>Capítulo 4 - Legislação vigente da GD no Brasil</b> .....	63
<b>4.1 Resoluções normativas 950, 956 e 1.000 de 2021</b> .....	65
<b>4.2 Lei nº 14.300/2022</b> .....	67
<b>Capítulo 5 - A influência e os efeitos de leis, normas e procedimentos no mercado de energia</b> .....	93
<b>Capítulo 6 - Conclusão</b> .....	116
<b>6.1 Trabalhos Futuros</b> .....	121
<b>Bibliografia</b> .....	123
<b>Anexo A – Email da distribuidora Energisa Paraíba</b> .....	131
<b>Anexo B – Comunicado da distribuidora Enel Rio</b> .....	132



## Capítulo 1 - Introdução

É de conhecimento comum que o crescimento econômico do país está diretamente relacionado ao crescimento da sua matriz elétrica e energética. Para se analisar perfil de crescimento, é necessário analisar previamente a composição dessas matrizes. Conforme dados da EPE de 2020 expostos na Figura 1, a matriz elétrica do Brasil é majoritariamente composta de fontes hídricas. Entretanto, 33,1% da matriz energética brasileira é composta por fontes derivadas de petróleo conforme Figura 2. Portanto, vê-se a grande dependência do país nestas duas principais fontes de energia.

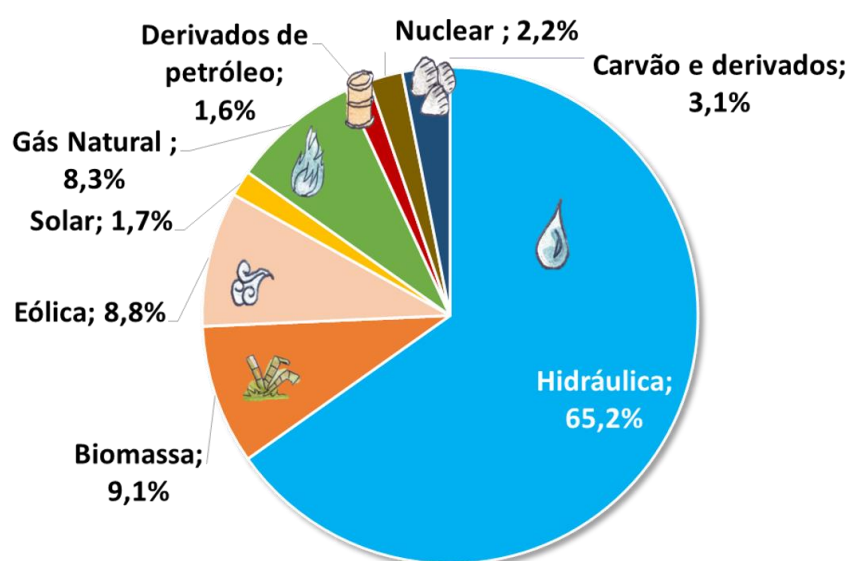


Figura 1 - Matriz elétrica brasileira 2020 [1]

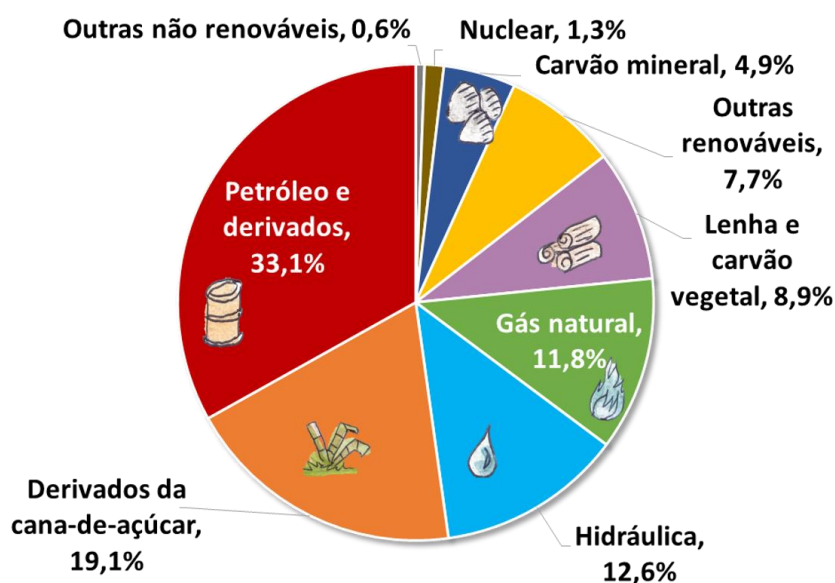


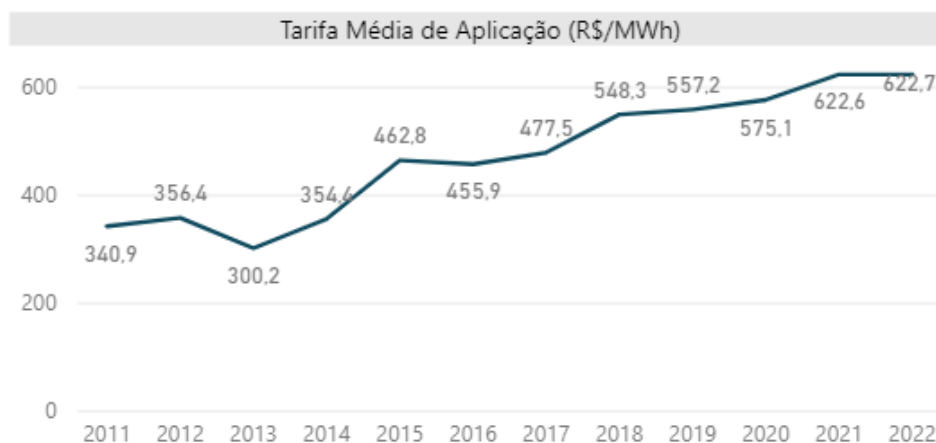
Figura 2 - Matriz energética brasileira 2020



Em 2021, com a falta de chuvas, os reservatórios das hidrelétricas ficaram abaixo do limite crítico. De acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS), em dezembro de 2021, os níveis das hidrelétricas do sudeste e centro-oeste chegaram a um volume útil de apenas 21,51% no reservatório de Furnas, 18,20% em M. Morais, 15,26% em Marimbondo e 12,25% em A. Vermelha. Esses reservatórios representam 70% da geração hidráulica do país. Desta forma, o Brasil enfrentou na época uma das maiores crises energéticas do nosso país [2].

Para suprir a demanda elétrica do país, que estava pouco a pouco se recuperando do período pós pandemia de Covid 19, houve a necessidade de utilizar a energia térmica, proveniente da queima de fontes fósseis. A utilização das termelétricas causa dois grandes problemas já conhecidos: problemas ambientais e aumento no preço da energia.

Os problemas ambientais devido a geração térmica (como emissão de gases causadores do efeito estufa, gases que causam problemas respiratórios na população local, vazamento do combustível causando contaminação do solo e de água, entre outros) já são conhecidos e amplamente debatidos em fóruns específicos, e não serão o foco deste trabalho. Para introduzir este trabalho, o foco será no segundo problema constituído pelo aumento do preço da energia no Brasil ao longo dos últimos anos, mostrado na Figura 3.



**Figura 3 - Tarifa média de aplicação (R\$/MWh) [3]**

Ainda em 2021, em meio a uma pandemia de Covid-19, mais uma vez houve aumento no preço da energia elétrica, as bandeiras tarifárias sofreram reajustes, incluindo a criação de uma nova bandeira tarifária, a bandeira de emergência hídrica com uma tarifa no valor de R\$14,20 a cada 100 kWh consumido. A nova bandeira foi aplicada entre setembro

de 2021 e abril de 2022. A Figura 4 mostra as bandeiras tarifárias aplicadas em cada mês ao longo dos últimos sete anos.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Janeiro	Vermelha I	Vermelha I	Verde	Verde	Verde	Amarela	Amarela
Fevereiro	Vermelha I	Vermelha I	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela
Março	Vermelha II	Amarela	Amarela	Verde	Verde	Verde	Amarela
Abril	Vermelha II	Verde	Vermelha I	Verde	Verde	Verde	Amarela
Maio	Vermelha II	Verde	Vermelha I	Amarela	Amarela	Verde	Vermelha I
Junho	Vermelha II	Verde	Verde	Vermelha II	Verde	Verde	Vermelha II
Julho	Vermelha II	Verde	Amarela	Vermelha II	Amarela	Verde	Vermelha II
Agosto	Vermelha II	Verde	Vermelha I	Vermelha II	Vermelha I	Verde	Vermelha II
Setembro	Vermelha II	Verde	Amarela	Vermelha II	Vermelha I	Verde	Esgotou Hídrica
Outubro	Vermelha II	Verde	Vermelha II	Vermelha II	Amarela	Verde	Esgotou Hídrica
Novembro	Vermelha II	Amarela	Vermelha II	Amarela	Vermelha I	Verde	Esgotou Hídrica
Dezembro	Vermelha II	Verde	Vermelha I	Verde	Amarela	Vermelha II	Esgotou Hídrica

→ Bandeira verde em função da Conta Covid -19

**Figura 4 - Bandeiras tarifárias aplicadas em cada mês [4]**

A crise energética não está restrita ao Brasil. A Europa enfrenta a falta de gás natural, uma das principais fontes de energia do continente. De acordo com o Independent Commodity Intelligence Services, entre o início de agosto e o meio de setembro o gás ficou 119% mais caro na Alemanha. Na França, o aumento foi de 149% [5]. A China também enfrenta dificuldades energéticas frente a dependência da utilização do carvão. Com menos carvão, regiões do país já começaram a estabelecer racionamento de energia, e o nordeste do país passou por apagões. Algumas províncias já pedem para que o governo aumente as importações do mineral, de modo a evitar novos apagões para indústrias e residências [5].

Virgina Parente, professora do IEE-USP, afirma em [5] que a atual crise energética no Brasil está ligada à seca e às mudanças climáticas, enquanto as crises na Europa e China envolvem questões de oferta e demanda. Independente da origem dos problemas, seja mudança climática ou baixa oferta e alta demanda, vê-se a necessidade de diversificar as fontes de energia e depender cada vez menos de fontes de origens fósseis.

A necessidade de diversificação das fontes de energia e os altos preços das tarifas de energia elétrica impulsiona os consumidores a procurarem alternativas para o consumo de energia. Uma das alternativas é o mercado livre de energia, em que o consumidor é responsável por comprar sua própria energia, tendo a possibilidade de fazer contratos direto com os geradores, possibilitando a negociação do preço pago na energia. Além da

negociação de preço, o consumidor também é livre para escolher qual fonte de energia irá comprar.

Entretanto o mercado livre ainda não é acessível para qualquer consumidor. Para fazer parte do mercado livre o consumidor deve ter uma carga mínima de 500 kW e fazer parte do grupo A.

A geração distribuída (GD) se apresenta como uma alternativa para os consumidores que não podem fazer parte do mercado livre. A GD possibilita o consumidor gerar sua própria energia, a partir de fontes alternativas como a energia solar. Apesar de ainda fazer parte do consumo cativo e estar atrelado à distribuidora, o consumidor com GD reduz o seu gasto com o valor pago na tarifa de energia elétrica.

O conceito de GD não possui um padrão, existindo definições que limitam a GD de 1MW ou até a 100MW [6]. De acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos, a GD é definida como a utilização de pequenas unidades de produção de energia cuja instalação seja próxima aos centros de carga, sendo esses pequenos geradores autônomos ou conectados à rede. Já o Instituto de Engenheiros Eletrônicos e Eletricistas (IEEE) define GD como instalações de geração de energia que são consideravelmente menores em capacidade do que usinas centralizadas, geralmente de 10 MW ou menos, a fim de facilitar sua interconexão em quase qualquer ponto dentro da rede elétrica [7]. No Brasil, a geração distribuída foi definida pelo artigo 14 do Decreto-Lei Nº. 5.163/2004: “Considera-se geração distribuída toda e qualquer produção de energia elétrica de concessionários, licenciados ou agentes autorizados (...) diretamente ligados ao sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aqueles provenientes de: (i) energia hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW; (ii) termelétrica, incluindo cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.” [8].

Além de possuir um conceito não padronizado, a GD possui uma regulação recente. No Brasil, a resolução normativa 482, publicada em 2012 pela ANEEL, foi a primeira norma a estabelecer diretrizes específicas sobre conexões de mini e microgeração à rede elétrica e trouxe um dos grandes avanços do setor, o sistema de compensação de energia através dos créditos de energia. Já nos Estados Unidos, a geração distribuída foi definida e popularizada em 1978 através da política da administração do serviço público. Desta forma, faz-se necessário discutir e divulgar amplamente o assunto referente a legislação da GD, visto que ainda é algo novo, desconhecido pelos consumidores e ainda possui pontos de críticas e dúvidas até mesmo para as empresas atuantes no setor. Além disso, a

legislação da GD precisa amadurecer e regular temas que ainda não estão previstos nas normas e legislação.

Neste trabalho será apresentada a importância da regulação da GD e como ela afeta os consumidores, as empresas que atuam com a GD e as distribuidoras de energia. Serão apresentadas as normas e legislações deste setor, com grande foco na nova lei conhecida como marco legal da legislação distribuída, publicada em 2022. Também será apresentada de forma resumida o cenário da geração distribuída em outros países, apresentando as divergências e os pontos em comum com o Brasil.

## **1.1 Motivação**

Apresentar a GD como uma solução para a crise energética enfrentada no mundo, além de ser uma alternativa de economia e/ou eficiência energética para os clientes que precisam continuar no mercado cativo de energia. Além disso, destacar a importância de se conhecer as normas e leis que regulam a GD. Ainda existem muitos pontos da legislação de GD que não são compreendidos de forma clara pelos clientes e pelos agentes que trabalham no setor. Essas dúvidas e falta de esclarecimentos causam impactos no avanço do setor. Esclarecer e motivar a discussão do tema é de suma importância para o avanço da GD.

## **1.2 Objetivos**

O objetivo desse trabalho consiste em apresentar as leis e normas que regulam a GD no Brasil e em alguns países do mundo, comparando pontos divergentes e em comum, e levantar pontos que ainda precisam de mais avanço e mais discussão. Além disso objetiva-se apresentar como essas normas e regulamentações são interpretadas pelas empresas do ramo e como isto afeta os clientes e os agentes envolvidos no setor. De forma inédita, será apresentada uma análise detalhada sobre a Lei 14.300 [9], conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída, publicada em janeiro de 2022.

## 1.3 Contribuições da pesquisa

Nos últimos quatro anos ocorreram importantes discussões a respeito do tema da GD no Brasil que trouxeram revisões expressivas tanto na legislação quanto nas resoluções normativas da ANEEL. Esta dissertação apresenta uma análise crítica inédita a respeito das últimas resoluções e principalmente da primeira Lei do Brasil que trata especificamente do tema de GD, utilizando como base apenas as próprias resoluções e a Lei e os relatórios emitidos pelos órgãos competentes. Até o momento da publicação desta dissertação, não foi encontrada na literatura nenhuma análise deste tipo, sendo esta o primeiro registro acadêmico a respeito da atual revisão da regulamentação da geração distribuída no Brasil e das discussões em torno deste tema.

Além disso, esta dissertação implementou o método de entrevista, com o objetivo de consultar os profissionais que atuam no setor da geração distribuída e entender como a revisão da regulamentação está afetando o seu trabalho. As entrevistas foram de suma importância para entender se de fato as novas disposições trazidas na revisão da regulação já estão sendo implementadas ou não pelas distribuidoras, além de entender se os clientes já estão usufruindo dos benefícios implementados pela nova regulação.

Esta pesquisa gerou dois artigos que tratam do histórico da GD no Brasil e no mundo, além de apresentar uma análise crítica relativa às diferentes interpretações da regulação por parte das distribuidoras do Brasil. O primeiro artigo, intitulado “*The Interpretation of the Brazilian Regulation of Distributed Generation in the Different States and Electricity Distributors*” foi publicado em 7 de maio de 2022 na revista *Journal of Engineering Science and Technology Review – JESTR* [10]. O segundo artigo intitulado “A Regulação Brasileira de Geração Distribuída Aplicada em Diferentes Estados e Distribuidoras”, foi apresentado no IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE realizado entre os dias 10 a 13 de julho de 2022 na cidade de Santa Maria no Rio Grande do Sul [11] em formato online, foi aceito na revisão por pares e está aguardando a publicação nos anais do congresso e a emissão do identificador DOI.

## **1.4 Estrutura do Trabalho**

O trabalho está dividido em 5 capítulos. O capítulo 1 trata da introdução do tema, apresentando de forma resumida o assunto principal, a motivação e os objetivos da dissertação. O capítulo 2 apresenta o histórico da GD em alguns países do mundo como Estados Unidos e China. O capítulo 3 apresenta o histórico da legislação da GD, destacando as principais leis e resoluções normativas que tratam do tema no Brasil. O capítulo 4 apresenta uma análise inédita da nova regulamentação da GD no Brasil, publicada no fim de 2021 e no início de 2022, também traz os desdobramentos relativos a nova lei e destaca as discussões que ainda estão em pauta, pendente de regulamentação por parte da ANEEL. O capítulo 5 apresenta as entrevistas realizadas com profissionais que trabalham no setor de GD, detalhando as particularidades de como cada distribuidora trata do tema de GD e como as normas e legislações afetam o setor. O capítulo 6 apresenta a conclusão da dissertação e traz sugestões de futuros trabalhos relacionados ao tema.

## Capítulo 2 - Histórico da legislação da GD no mundo

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFRCs) vêm sendo utilizados na Europa, nos Estados Unidos e outros países desde a década de 1980. A primeira experiência espanhola com esta aplicação foi a central de 100 kWp instalada pela Iberdrola em San Agustín de Guadalix em 1984. No entanto, só em 1993 a ATERSA deu continuidade a essa experiência com a instalação de 4 sistemas, cada um de 2,7 kWp, em residências particulares da localidade de Pozuelo. Depois disso, no final de 1995 a potência total instalada referente a esta aplicação era de 1,6 MW. Embora não regularizadas, essas instalações constituíram o alicerce para que em 23 de dezembro de 1998 fosse promulgado o Real Decreto N° 2818/1998 que estabeleceu as condições técnicas e administrativas para o ingresso da tecnologia fotovoltaica no sistema elétrico espanhol. Similarmente, em Portugal foi publicado o Decreto-Lei N° 339C/2001, que atualizou o Decreto-Lei N° 168/99, e que deu destaque à energia solar fotovoltaica [12].

Nesses primeiros anos o conceito de grandes centrais fotovoltaicas foi sendo substituído pelo conceito de pequenos geradores fotovoltaicos instalados sobre edificações pré-existentes ou não, residenciais, comerciais ou públicas. A Alemanha foi a primeira em materializar essa tendência por meio do programa “1000 Telhados Fotovoltaicos” de 1991 que teve continuidade com o programa “100.000 Telhados Fotovoltaicos” que começou em janeiro de 1999 e finalizou em 2004. Dessa maneira, durante os primeiros anos da década de 1990 países como Estados Unidos, Espanha e Alemanha incentivaram o uso das energias renováveis, sendo a tecnologia de geração fotovoltaica uma delas [12].

Este capítulo fará uma revisão bibliográfica a respeito do histórico das normas e leis da geração distribuída em diferentes países do mundo como Estados Unidos, China, Uruguai e Alemanha.

## 2.1 América Latina

O Uruguai foi o primeiro país da América do Sul a adotar uma política de GD, graças à assinatura do decreto 173/010, de 1º de junho de 2010, que autoriza os usuários conectados à rede de distribuição de baixa tensão a instalar geração a partir de fontes renováveis de energia como eólica, solar, biomassa ou minigeração-hidráulica. As principais ênfases estabelecidas neste decreto são as seguintes [13]:

- A potência máxima do gerador distribuído não pode exceder a potência contratada como cliente consumidor, com um máximo determinado por condições técnicas em 100 kW e 150 kW, dependendo do nível de tensão de alimentação, que é de 230 V e 400 V respectivamente.
- A Administração Nacional de Usinas Elétricas e Transmissão (UTE), empresa estatal uruguaia dedicada à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como a prestação de serviços e consultoria relacionados, tem o direito de adquirir toda a energia fornecida pelo gerador distribuído para um período de 10 anos.
- A energia entregue pelo gerador distribuído à rede de baixa tensão será remunerada ao mesmo preço da tarifa de energia da distribuidora.

O Uruguai é um caso de sucesso da América Latina, adotando uma política de distribuição de energia onde é possível vender a energia produzida pelos usuários, gerando assim uma renda extra, pelo mesmo valor do kWh cobrado pelas distribuidoras, além de possuir alguns incentivos fiscais como a possibilidade de isenção do imposto sobre renda e atividades (IRAE), imposto sobre fortuna, entre outros [11].

A Costa Rica foi um dos pioneiros no desenvolvimento da GD na América Latina. Anteriormente, o Instituto Costarriquenho de Eletricidade (ICE), que é uma entidade pública, era o único gerador e comprador de energia. No entanto, há mais de 20 anos que a geração privada é permitida, quer de forma autônoma quer de forma paralela, tendo em conta as seguintes condições [13]:

- Desde 1990, por meio da Lei 7.200, autorizando a geração privada por meio de fontes renováveis, com no máximo 20 MW por usuário. Além disso, o total dessa geração não pode exceder 15% da energia total gerada pelo Sistema Interligado Nacional.



- Em 1995, a Lei 7.200 foi alterada pela Lei 7.508 permitindo que as empresas privadas gerem um adicional de 15% ao mesmo percentual já estabelecido, desde que seja através de fontes renováveis. Além disso, este novo esquema permite que as usinas privadas tenham capacidade máxima de 50 MW, embora isso tenha que ser feito por meio de licitação pública.

Em outubro de 2010, o ICE, em conjunto com o Ministério da Ambiente, Energia e Telecomunicações (MINAET), lançou um programa piloto de *net metering* (medidor bidirecional que permite que a energia excedente gerada seja injetada na rede de distribuição) com o objetivo de promover projetos de energia renovável em pequena escala. A iniciativa permite que geradores distribuídos de pequena escala se conectem diretamente à rede e através da injeção da energia excedente na rede, gerem créditos de energia que podem ser utilizados nas faturas de energia subsequentes [13].

No México, em dezembro de 1992, a Lei do Serviço Público de Energia Elétrica foi alterada para permitir a participação privada nas atividades de geração. O artigo 3º da Lei lista atividades que não são considerados um serviço público e, portanto, abertos à participação privada: autossuficiência, cogeração, produtores independentes de energia, pequenos produtores de energia. Por outro lado, a Lei para o Aproveitamento de Energias Renováveis e Financiamento da Transição Energética (LAERFTE) foi instituída em 2008, com o objetivo de promover e regulamentar o uso de tecnologias de geração limpa para outros fins que não fossem do serviço público de energia elétrica, e a possibilidade de implantação de *net metering* em todo o território mexicano, entre outros [13].

Com base nos poderes conferidos pela LAERFTE, a Comissão Reguladora de Energia (CRE) estabeleceu uma classificação para geradores GD: (1) pequena escala: uso residencial com potência máxima de 10 kW (ligados à rede com tensão inferior a 1 kV); (2) Usuários regulares de redes de baixa tensão com capacidade de até 30 kW e (3) Usuários de média tensão com capacidade de 30 a 500 kW e conectados na faixa de 1 a 69 kV. Considerando a referida regulamentação, foram estabelecidos acordos e modelos de contratos para cada um desses tipos de geradores. Em todos os casos, não são necessárias licenças de geração. Para ter acesso à rede elétrica, é necessário assinar um contrato de geração distribuída com a Comissão Federal de Energia Elétrica (CFE), que é apenas um anexo ao contrato regular de fornecimento de energia [13].

Em resumo, o México aborda a questão da mini e micro GD de forma bastante similar ao Brasil. Os pequenos produtores não podem vender a energia produzida

excedente, e desde 2008 se encontra em vigor o sistema de créditos de energia. Entretanto, para se conectar à rede, é necessário firmar um contrato com a Comissão Federal de Eletricidade (CFE) [11].

No Chile, a Lei Geral de Serviços Elétricos foi alterada em várias ocasiões, a fim de diversificar a matriz energética do país incluindo fontes renováveis, bem como pequenos geradores [13]:

- Lei ENRC de 2008 (Lei 20.257): Esta lei obriga a empresas de geração a provar que pelo menos 5% de sua produção é obtida por fontes de energia renováveis não convencionais. O requisito terá um aumento anual progressivo de 0,5%, a partir de 2015, até atingir 10%.
- Lei 19.940 de 2004 e regulamentação para meios de geração não convencionais e pequenos meios de geração (DS 244) de 2008: ambas abrem o mercado para geradores de energia não convencional de até 20 MW, permitindo vender sua energia a custo marginal, garantindo a conexão às redes de distribuição e liberação parcial de pagamentos de taxa do sistema de transmissão.
- Lei 20.571 de 2012: incorporou quatro novos artigos à Lei de Serviços Elétricos, que permite a qualquer usuário regulado – um produtor de energia de fontes renováveis – injetar seu excedente na rede por meio de *net metering*. Além disso, estabelece que a geração deve ser limitada a 100 kW.

Um aspecto fundamental da Lei 20.571 é a remuneração que ocorre quando há saldo positivo da energia gerada, ou seja, excedente de energia injetado na rede: a energia excedente é deduzida das faturas de energia posteriores ou o cliente gerador recebe em dinheiro se, após determinado período de tempo (tempo determinado pela regulamentação), os créditos não forem consumidos. Este aspecto é considerado interessante em comparação com outros países onde este valor de “crédito” para energia expira dentro de um determinado tempo. Outro elemento central da Lei 20.571 está relacionado à receita: se houver receita, ela não constitui venda e, portanto, não será afetada pelo IVA (imposto de valor agregado) [13].

Desde 2004, o governo do Panamá estabeleceu dois regulamentos para a promoção das energias renováveis no país [13]:

- Lei nº 45 de 04 de agosto de 2004, que estabelece incentivo para promover a geração de energia a partir de fonte hidráulica e de outras fontes de energia

renováveis e limpas, principalmente com base em isenções fiscais e isenção de cobrança de taxas de transmissão e distribuição.

- Lei nº 44, de 25 de abril de 2011, que estabelece incentivo para promover a construção e operação de usinas eólicas.

Em termos de GD, em 2008 a Autoridade Nacional de Serviços Públicos (ASEP) emitiu a resolução AN nº 2060-Elec, que regulamenta o *net metering* em sistemas fotovoltaicos até 10 kW. Este regulamento estabeleceu que os kWh produzidos podem ser deduzidos da energia já consumida pelo período de um ano [13].

Posteriormente, esta resolução foi alterada e abriu a possibilidade de não só sistemas de energia solar, mas também pequenos sistemas de geração eólica. Em junho de 2012, a resolução ASEP AN No. 5399-Elec26 ampliou a potência dos sistemas de *net metering* para geração de até 500 kW [13].

De forma semelhante ao Uruguai, em 2014 a Colômbia implantou a lei #1715/2014 possibilitando os usuários de venderem seus excedentes de energia às distribuidoras além de dividir os autogeradores em: pequena escala (produção de até 1 MW) e grande escala (produção maior que 1 MW). Já em fevereiro de 2018, a Comissão Reguladora de Energia e Gás (CREG) emitiu a resolução #30/2018 onde estabelece as condições para a venda da energia excedente para geradores de pequena escala e de geradores de grande escala que produzem até 5 MW [11].

Em 2017, na Argentina, foi publicada a lei 27.424, que estabelece um marco nacional para promover a geração distribuída de energia renovável conectada à rede. Como os serviços de distribuição de eletricidade são regulados a nível provincial, cada província têm de aderir à lei ou desenvolver sua própria legislação. Em março de 2020, 13 províncias aderiram ao quadro nacional, 8 desenvolveram o seu próprio e 3 ainda não decidiram. A Lei estabelece condições e medidas para geração de energia renovável pelos usuários da rede de distribuição, para autoconsumo e exportação do excedente de energia, bem como a obrigação das concessionárias de facilitar a conexão. Foi criado um sistema de Certificados de Créditos Fiscais para usuários-geradores para promover a instalação de sistemas de GD. A lei estabelece um fundo fiduciário para financiar projetos de GD denominado FODIS, com o Banco de *Inversión y Comercio Exterior* (BICE) como fiduciário. O FODIS, no entanto, não foi implementado em março de 2020, e o alto custo inicial continuava sendo uma barreira importante para a GD na Argentina [14]. O governo Argentino continua investindo na implantação do FODIS. Em 2022, o governo argentino avançou nas

negociações com dois bancos para permitir a utilização do fundo e desta forma alavancar a compra dos equipamentos para implantação de projetos de GD, tanto para o público residencial quanto comercial e industrial [15].

## 2.2 União Europeia

Em relação à Europa, pode-se citar que a Alemanha e a Dinamarca estão entre os países pioneiros em promover o uso de tecnologias sustentáveis, destacando a implementação do pagamento de uma tarifa fixa pela energia injetada (*Feed-in Tariff*), iniciadas em 1990 e 1993, respectivamente. [11] [16].

A Alemanha, Dinamarca e Suécia possuem sistema de distribuição descentralizados com grande número de distribuidoras, facilitando assim a conexão de mais unidades geradoras. A Alemanha é o país, dentre estes, que possui as condições de conexão mais atrativas, onde o usuário de GD renovável não é cobrado por qualquer expansão da rede de distribuição, além de possuir prioridade de conexão e acesso à rede. Já a Suécia é o país, dentre os mencionados, que possui condições de conexão menos atrativas, onde as distribuidoras possuem a obrigação de conectar as plantas geradoras, mas não são responsáveis pelos custos de expansão da rede, recaindo sobre o primeiro usuário que deseja se conectar. Então, os usuários que não possuem GD são mais afetados na Alemanha e na Dinamarca, uma vez que os custos para a expansão da rede são divididos entre todos os usuários através de cobranças nas tarifas de energia [11] [16].

No grupo europeu é válido ressaltar a experiência da Alemanha, que representa o maior mercado de energia da Europa, e é um dos países que se desenvolveu de forma mais rápida com relação a novos meios de geração de energia na Europa. Independente da fonte, seja eólica, solar, bioenergia ou energia geotérmica, a maioria das indústrias líderes de mercado são empresas alemãs, que dominam uma série de processo desde o design conceitual até o desenvolvimento de produtos comerciais, expandindo para o mercado global [17].

Em 1990, a Alemanha estabeleceu uma lei de subsídios fiscais para energia eólica (*Electricity Feed Act*). Em 2000, foi promulgada a primeira Lei de Energias Renováveis alemã (*Erneuerbare Energien Gesetz - EEG*). A necessidade da EEG 2000 surgiu principalmente do número crescente de turbinas eólicas, da obrigação do Protocolo de Kyoto de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 21% até 2010, e da modificação

das taxas de remuneração para energias renováveis aplicáveis através do *Electricity Feed Act* [18].

O EEG 2000 contém doze parágrafos. A seção 1 postula o objetivo de dobrar a participação das energias renováveis na geração de energia na Alemanha até 2010. Pela primeira vez, a prioridade da eletricidade renovável sobre a eletricidade gerada convencionalmente é estabelecida em lei. Nas seções 3 e 11 a EEG reformula as obrigações de compra, venda e pagamento, padronizando uma estrutura regulatória de cinco etapas de obrigações de conexão, compra, pagamento e expansão de rede. Nas seções 4 a 8 EEG contém os pagamentos mínimos legais para eletricidade de fonte de energia hidrelétrica, aterro, mina e gás de esgoto, de biomassa, energia geotérmica, energia eólica e energia de radiação solar. No caso da biomassa, energia eólica e fotovoltaica, verifica-se uma redução anual das taxas de remuneração. A seção 9 da EEG estipula o pagamento da remuneração mínima por um período de 20 anos [18].

O EEG exige que os operadores da rede conectem prioritariamente instalações geradoras que produzem energia a partir de fontes de energia renováveis e de gás de mina. O primeiro regime *Feed-in Tariff* não definiu a divisão de custos de conexão entre o gerador e o operador da rede. O EEG 2000 também definiu a conexão da unidade geradora no ponto de conexão da rede que fosse técnica e economicamente mais adequado. Essa abordagem ajuda a impedir que os operadores de rede usem sua posição para excluir pequenos geradores. A metodologia adotada para os custos de conexão foi que o novo gerador deve pagar pelos custos para conexão da nova unidade geradora (*shallow method*), considerando o ponto mais próximo ou técnica e economicamente mais viável, incluindo qualquer instalação de dispositivos de medição para registrar a quantidade de energia gerada e consumida. Qualquer trabalho adicional necessário (por exemplo, reforço da rede) deve ser suportado pelo operador do sistema de rede, desde que os custos relacionados sejam economicamente razoáveis. A Alemanha foi um dos primeiros países da Europa a implementar essa abordagem de cobrança de conexão. A introdução desta abordagem foi feita após a liberalização do mercado de eletricidade. Essa metodologia de conexão se aplica à maioria dos tipos de instalações de geração renovável (excluindo a energia eólica *offshore*). Em relação aos encargos do uso do sistema, os geradores renováveis não são obrigados a pagar esses encargos ao operador do sistema, pagando apenas os custos diretamente associados à ligação à rede. [16].

Os comportamentos dos produtores de energia, empresas de energia, usuário e o sistema de preços de energia foram baseados na lei de energias renováveis, que teve como função incentivar o desenvolvimento da geração distribuída. A lei foi modificada em 2004 e em 2009 e as modificações incentivaram ainda mais o mercado da energia renovável e demonstram que, após um período de adaptação dos impactos das leis e do progresso tecnológico, entre outros fatores, é possível diminuir os subsídios no preço da eletricidade para novos projetos de energia renovável ano a ano, para melhorar a competitividade do mercado de energia renovável. Em 1º de janeiro de 2012, a Alemanha modificou novamente a “Lei de Energias Renováveis”, projetando que até 2020, mais de 35% do consumo de energia viria de fontes de energia renováveis, até 2030 mais de 50% e até 2050 mais de 80%. Além das leis de subsídio e regulações incentivando a instalação de fontes renováveis, a Alemanha também publicou normas e padrões técnicos para regulamentar as conexões à rede. Em 2014 e 2017 a EEG foi modificada novamente e vem sendo atualizada constantemente [17] [18].

Em 2010, a capacidade instalada alocada à GD na Alemanha foi de 83 GW e representou 51,7% do total de energia do país. Além disso, cerca de 97% das fontes de energia renovável estavam conectadas à rede de distribuição. A energia eólica e a energia solar fotovoltaica são aquelas com maior participação na GD. Até o final de 2012, a energia eólica e solar representavam 83% da capacidade instalada renovável total. A maioria dos clientes que possui geração fotovoltaica, cerca de 65%, está conectada ao nível de baixa tensão (230/400V) e aproximadamente 35% ao nível de média tensão (11–60 kV). Poucas plantas estão conectadas ao nível de alta tensão (acima de 110kV). Com relação aos clientes que possuem GD com fonte eólica, 95% dos clientes estavam ligados à média tensão [16].

A energia fotovoltaica cobriu 9,2% do consumo de energia da Alemanha em 2020, sendo o total do consumo de 50,6 TWh. Somando todas as fontes renováveis, chegaram a cobrir 45% do consumo total de energia. Em dias ensolarados, a energia fotovoltaica pode cobrir temporariamente mais de dois terços do consumo atual de energia da Alemanha. No final de 2020, foram instalados 2 milhões de sistemas FV na Alemanha [19].

Em maio de 2021, o governo alemão aprovou metas climáticas para redução da pegada de carbono até 2045. Para atingir as metas, calcula-se que é necessária uma expansão da energia fotovoltaica para 500 GWp até 2045, em média uma adição anual de 18 GWp. Além de novas instalações, os sistemas antigos deverão ser substituídos [19].

A Lei Alemã de Fontes de Energia Renováveis (EEG2021) definiu uma meta provisória para que em 2030 a parcela de energia proveniente de fontes renováveis corresponda a 65% do consumo de energia. A EEG2021 também definiu a meta de expansão da energia fotovoltaica em 100 GWp, correspondendo a uma adição média de aproximadamente 5 GWp por ano [19].

A EEG2021 tenta promover e restringir a expansão fotovoltaica ao mesmo tempo. A Lei instituiu as seguintes disposições [19]:

- A potência máxima dos sistemas fotovoltaicos instalados no solo foi limitada a 20 MW;
- Deve ser prevista a possibilidade de redução da potência dos sistemas fotovoltaicos para 70% de sua capacidade nominal ou prever que o sistema possa ser regulado pelo operador da rede;
- A energia fotovoltaica para autoconsumo é tributada acima de uma determinada potência nominal (aproximadamente 30 kW de potência nominal do sistema) com 40% da atual sobretaxa da Lei, o que significa que os custos de geração de eletricidade fotovoltaica aumentam em aproximadamente 2,6 €/kWh;
- As centrais apenas recebem uma tarifa *feed-in* até uma potência nominal de 100 kW;

A partir de 2021, a tarifa *feed-in* foi-se encerrando de forma gradual para as unidades de geração mais antigas, à medida que atingia-se o prazo de 20 anos de subsídio. No entanto, essas usinas continuaram a fornecer energia a custos nivelados que superam os custos de energias de combustíveis fósseis e de outras fontes de energia renováveis, devido aos baixos custos operacionais e custos zero de combustível [19]. Até 2020, o subsídio destinado a energia fotovoltaica era proveniente de uma taxa cobrada de todos os consumidores. Em 2021, pela primeira vez, ocorreu um aporte proveniente do Fundo de Energia e Clima do Governo Federal [19].

O mercado de energia na Dinamarca foi aberto para competição em 2003. De forma similar a Alemanha, o mercado de energia da Dinamarca possui uma estrutura descentralizada com um grande número de agentes geradores públicos e privados. Existe apenas um único operador para o sistema de transmissão (*Energinet*, empresa estatal criada em 2005) e um único agente regulador do sistema (*Danish Energy Regulatory Agency*) [16].

Em 2009 a participação da GD no total de energia elétrica da Dinamarca foi cerca de 43%, dos quais 50% vieram da energia eólica. Em geral, a maioria das fontes de energia renovável, incluindo a eólica *onshore*, está conectada à rede de distribuição e apenas as maiores usinas eólicas offshore estão conectadas à rede de transmissão (132 ou 150 kV). De acordo com a *Energinet*, em 2013 a capacidade total instalada de GD era de cerca de 6,6 GW (incluindo cogeração de pequena escala). A geração de energia eólica é a que apresenta maior participação de GD (53%), seguida pelas instalações de cogeração (36%). A energia solar fotovoltaica representa apenas cerca de 8,1% da capacidade total conectada da GD, no entanto, um aumento impressionante na capacidade conectada da energia solar fotovoltaica foi observado nos últimos quatro anos. A capacidade instalada passou de 6 MW em 2009 para 563 MW em 2013. Por outro lado, as instalações de biomassa permaneceram sem alterações relevantes nos últimos quatro anos. Segundo a *Energinet*, o número de geradores GD no final de 2013 era de 97.952, dos quais os geradores solares fotovoltaicos têm a maior participação (93%) seguido pelos geradores eólicos (5,5%) [16].

A geração de energia eólica desempenha um papel importante na expansão da GD na Dinamarca. O compromisso de longo prazo do governo para enfrentar as mudanças climáticas e alcançar a independência energética têm sido o principal impulsionador para o desenvolvimento da energia eólica. São muitas as condições que contribuíram para essa expansão. O acesso prioritário à rede é dado à energia eólica juntamente com metas de longo prazo para o desenvolvimento eólico. Em 2012, havia cerca de 5.020 aerogeradores que correspondiam a 30% do fornecimento de eletricidade. Podemos observar que a capacidade instalada para o período 2003-2008 permaneceu praticamente a mesma. Entre as principais razões que podem explicar esse fato estão a retirada do regime *Feed-in Tariff* e a estruturação do setor de fornecimento de energia da Dinamarca. De um modo geral, a evolução da política energética foi considerada pouco ambiciosa entre 2001 e 2008. A situação melhorou após a introdução da declaração de política energética de 2008 [16].

De acordo com a Lei de Fornecimento de Eletricidade (*Electricity Supply Act* publicada em 1976), a eletricidade proveniente de fontes renováveis não possui conexão prioritária à rede, aplicando-se o princípio da não discriminação. Além disso, a lei estabelece que as instalações de geração que produzem eletricidade a partir de fontes renováveis ou utilizam resíduos como combustível e usinas de cogeração descentralizada têm despacho prioritário. Isso significa que, no caso de restrições de rede, elas têm prioridade sobre as fontes de energia convencionais. A geração de eletricidade priorizada



pode ser reduzida apenas se a redução de outras gerações não for suficiente para manter o equilíbrio no sistema. No que diz respeito à metodologia de cobrança de conexão, foi adotada a mesma metodologia da Alemanha (*shallow method*). Isso significa que aos geradores incorrem apenas o custo direto de conexão ao ponto mais próximo da rede de distribuição. Os custos de reforço são incorridos pelo operador da rede e são obrigados a receber uma permissão para prosseguir com os trabalhos de reforço. O regulador de energia deve aprovar o investimento planejado porque todos os clientes arcam com o custo por meio da Obrigação de Serviço Público. No caso de usinas eólicas acima de 1,5 MW, os custos de conexão são suportados pelo gerador eólico e pelo operador da rede. Segundo a *Energinet*, apenas geradores sustentáveis não são obrigados a pagar o uso de distribuição de encargos do sistema; no entanto, eles são obrigados a pagar uma taxa para a distribuidora de energia devido ao serviço do sistema de medição e administração. Além disso, todos os geradores devem pagar uma tarifa do uso da rede de transmissão [16].

A definição de GD na Suécia está relacionada à microgeração associada às usinas com disjuntor de entrada de 100A. Este tipo de instalação corresponde normalmente a uma central com capacidade máxima de 40 kW. No final de 2012, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica na Suécia era de cerca de 24,3 MW, onde a GD representava 65% deste total. Uma tendência crescente de conexões foi observada nos últimos anos, e esse aumento pode ser explicado pela implementação do esquema de apoio à energia solar fotovoltaica em julho de 2009 [16].

Na Suécia, de acordo com a Lei de Eletricidade, os operadores de rede são obrigados a conectar usinas de geração, independentemente da tecnologia, a menos que haja razões especiais. Assim, aplica-se o princípio da não discriminação. No entanto, os operadores de rede não são obrigados a incorrer nos custos de expansão da rede. Se for necessário reforço em uma área específica, o primeiro gerador a solicitar uma conexão arca com todo o custo do investimento (*deep method*). Este fato contribui para atrasos na expansão das fontes de energia renovável. Os operadores da rede tomam a decisão sobre o compartilhamento de custos. Com base no mesmo princípio de não discriminação, a energia produzida por fontes renováveis não tem preferência. A Lei da Eletricidade propõe um tratamento semelhante para o acesso à rede em todas as instalações de geração, independentemente da fonte de geração. Isso significa que a eletricidade produzida por fontes de energia renováveis não terá prioridade sobre a eletricidade produzida por fontes de energia convencionais. As usinas de geração serão remuneradas com base no valor de

mercado da energia elétrica. Os operadores de rede são obrigados a pagar os encargos de uso do sistema, no entanto, uma tarifa reduzida é aplicada às usinas de geração com capacidade instalada inferior a 1,5 MW [16].

A Tabela 1 apresenta um comparativo das políticas de energias renováveis dos três países europeus apresentados acima, Alemanha, Dinamarca e Suécia.

**Tabela 1 - Comparativo das políticas de fontes renováveis entre Alemanha, Dinamarca e Suécia [16].**

<b>País</b>	<b>Custo do reforço da rede</b>	<b>Tarifa de uso do sistema</b>	<b>Conexão prioritária na rede</b>	<b>Despacho prioritário</b>
Alemanha	Operador	Não	Sim	Sim
Dinamarca	Operador	Não	Não	Sim
Suécia	Primeiro gerador a solicitar conexão	Sim	Não	Não

Em resumo, na Alemanha e na Dinamarca, os operadores são obrigados a reforçar a rede e repassam esses custos para todos os clientes conectados. Isso se reflete na alta tarifa de eletricidade que os clientes desses países são obrigados a pagar. Uma iniciativa interessante é a implementação do EEG 2014 na Alemanha que tenta minimizar a divisão de custos pela imposição de venda direta ao mercado a partir de 1 de agosto de 2014. Na Dinamarca, o modelo de despesa proposto pela *Energinet* é bastante interessante, mas ainda se baseia na opção de reforço da rede, e não leva em consideração as conexões inteligentes que podem ajudar a adiar o investimento de expansão da rede e evitar cobrar dos clientes custos que talvez sejam desnecessários [16].

A capacidade instalada de GD para autoconsumo nos países nórdicos era de cerca de 2750 MW em 2017, representando um aumento face aos 1880 MW de 2005. Embora a GD eólica na Dinamarca e na Suécia represente cerca de três quartos da capacidade instalada, ela vem diminuindo há algum tempo como consequência do final da vida útil técnica destes equipamentos que se encontram em operação. Entre 2005 e 2017, houve um aumento principalmente nas instalações fotovoltaicas, enquanto a energia gerada a partir de pequenas hidrelétricas permaneceu constante [20].

A GD e o autoconsumo de eletricidade são fortemente incentivados em todos os países nórdicos. No que diz respeito especificamente a GD fotovoltaica para o setor doméstico, a Dinamarca historicamente teve o sistema de suporte mais generoso, mas

posteriormente diminuiu significativamente seu suporte devido à implantação muito rápida da GD fotovoltaica doméstica. Atualmente, a Suécia é avaliada como o país nórdico com os níveis de apoio mais altos para GD fotovoltaica doméstica, e talvez também o mais complexo, pois o apoio se dá por meio de várias isenções, incentivos fiscais e instrumentos políticos. Em comparação com a Suécia, a Noruega e a Finlândia parecem ter um sistema de apoio um pouco menos generoso, embora seja difícil comparar uma vez que os regulamentos e instrumentos diferem um pouco entre os países, e o nível de apoio pode depender do setor, se residencial ou comercial [20].

Os prossumidores dos países nórdicos têm o direito de ter suas instalações de produção conectadas à rede e de vender o excesso de energia gerada. Os preços da energia excedente dependem do respectivo contrato entre o prossumidor e o comprador, mas são na maioria dos casos equivalentes ou semelhantes ao preço spot relevante [20].

Existem poucas ou nenhuma barreiras para um desenvolvimento sólido da GD e do autoconsumo nos países nórdicos, e esses produtores tem os mesmos direitos e obrigações que os outros produtores. Nesse sentido, os quadros políticos apoiam a produção distribuída e o autoconsumo de eletricidade e não existem procedimentos discriminatórios ou desproporcionais [20].

A perspectiva mostra um espaço para o desenvolvimento da produção de GD potencialmente usada para autoconsumo nos países nórdicos, crescendo de 5 TWh em 2017 para 10-24 TWh em 2040, onde a maioria deste potencial será produzida pela geração fotovoltaica [20].

A Tabela 2 traz um resumo da regulamentação da GD nos países nórdicos.

**Tabela 2 - Visão geral da regulamentação da GD nos países nórdicos [20]**

<b>Regulação</b>	<b>Noruega</b>	<b>Suécia</b>	<b>Finlândia</b>	<b>Dinamarca</b>
<b>Acesso ao mercado de energia</b>	Os prossumidores podem vender energia a um fornecedor de energia.	Os prossumidores podem vender energia a um fornecedor de energia.	Os prossumidores podem vender energia a um fornecedor de energia.	Os prossumidores podem vender eletricidade a um fornecedor de eletricidade ou à distribuidora local.

<b>Preço da energia excedente</b>	Depende do contrato. Frequentemente, vendido ao preço horário.	Depende do contrato. Frequentemente vendido ao preço horário ou por um preço melhor.	Depende do contrato. Frequentemente, vendido ao preço horário.	Depende do contrato e do grupo do vendedor (residencial ou comercial). Frequentemente, vendido ao preço do PLD.
<b>Tarifa da energia produzida</b>	Os prosumidores não pagam ou pagam uma tarifa fixa muito baixa. A tarifa difere entre as distribuidoras (podendo ser negativa)	Prosumidores com capacidade instalada <43,5 kW e <63 A não pagam tarifa fixa. Produtores com capacidade instalada <1500 kW pagam uma tarifa fixa reduzida.	A tarifa difere entre as distribuidoras (podendo ser negativa)	Os encargos de disponibilidade para a rede são aplicáveis por lei a distribuidora onde os prosumidores estão conectados.
<b>Tarifa da energia consumida</b>	Os prosumidores economizam na componente tarifária durante as horas de consumo próprio.	Os prosumidores economizam na componente tarifária durante as horas de consumo próprio e o DSO paga uma tarifa de "benefício à rede" ao prosumidor.	Os prosumidores economizam na componente tarifária durante as horas de consumo próprio.	Os prosumidores economizam na componente tarifária durante as horas de consumo próprio. As tarifas dependem de cada distribuidora
<b>Impostos</b>	Economia no imposto da energia no horário em que há autoconsumo. Não há imposto no aluguel de plantas de potência <10MW.	Economia no imposto da energia no horário em que há autoconsumo.	Isenção de imposto de energia para produção <800MWh e durante as horas em que há autoconsumo.	Economia no imposto da energia no horário em que há autoconsumo. Os custos da instalação do sistema, podem ser deduzidos do imposto de renda.
<b>Incentivos</b>	Facilidade no licenciamento/autorização da instalação da GD	Redução no custo da instalação	Dedução fiscal para custos trabalhistas. Crédito de até 45% para o custo da mão de obra de instalação	Dedução fiscal para custos trabalhistas na mão de obra de instalação.

Outro ponto de destaque na Europa é o conceito de prossumidores ou autoconsumidores, ou seja, produtores de energia que também são consumidores. O conceito de autoconsumo e sua prática foram abordados pela Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, para promover o uso de energia de fontes renováveis e na reformulação da Diretiva do Mercado de Eletricidade. Em ambas as diretivas, os consumidores têm o direito de consumir, armazenar e vender a eletricidade que produziram no local. Ambas as diretivas fazem parte do pacote *Clean Energy for all Europeans*, abreviado para *Clean Energy Package* (CEP) [21].

Faz parte do CEP também o Regulamento sobre a Governança da União da Energia e Ação Climática, que introduz os Planos Nacionais Integrados de Energia e Clima (NECPs) como um instrumento para os estados membros da União Europeia (UE) indicarem suas energias renováveis e objetivos de eficiência energética para o próximo período de 10 anos e as medidas políticas a serem implementadas para alcançá-los. Mesmo que a Diretiva 2018/1999 incluía os conceitos de autoconsumidores renováveis e comunidades de energia renovável como metas nacionais a serem incluídas pelos países membros da UE em seus NECPs, a maioria dos países membros não apresentou metas claras e planos relativos ao autoconsumo e às comunidades energéticas nos seus NECPs [21].

A Espanha começou a regular a geração de energia a partir de fontes de energia renováveis em 1997, e desde então 57 diferentes políticas energéticas foram implementadas para apoiar o aumento das energias renováveis no país. A questão do autoconsumo de energia foi abordada pelo Decreto Real (DR) 900/2015 espanhol, também denominado “Imposto sobre o Sol”, que entrou em vigor em 2015, e regulamenta modalidades de fornecimento e geração de energia elétrica com autoconsumo [21].

Antes da entrada em vigor do DR 900/2015, não era possível autoconsumir a energia produzida, era possível apenas vendê-la para a rede elétrica nacional. Assim, o DR 900/2015 foi bem acolhido, pois possibilitou os prossumidores consumirem sua própria eletricidade gerada sem comprá-la da rede [21].

Infelizmente, o DR 900/2015 parece ter dificultado a difusão do autoconsumo em vez de apoiá-lo, introduzindo alguns procedimentos administrativos obrigatórios para a instalação da energia fotovoltaica e barreiras financeiras para o consumo de energia autoproduzida. Ou seja, os prossumidores residenciais não eram remunerados por qualquer eletricidade exportada para a rede (o excedente de eletricidade não autoconsumida) e os

prossumidores comerciais e industriais eram adicionalmente cobrados pela eletricidade autoconsumida [21].

Após várias críticas, o DR 900/2015 foi revogado no final do 2018 com o Real Decreto-Lei (RDL) 15/2018 (“de medidas urgentes para a transição energética e proteção do consumidor”), que introduz alterações relativas às tarifas de energia para o autoconsumo de energia e simplifica os procedimentos administrativos para a ligação à rede de tecnologias de produção de energia para autoconsumo, entre outros. O RDL 15/2018 também permite a incorporação na legislação da Espanha parte do conteúdo da Diretiva (UE) 2018/2001 sobre a promoção do uso de energia de fontes renováveis. Por fim, o DR 244/2019 substituiu definitivamente o DR 900/2015 e estabeleceu as condições administrativas, técnicas e econômicas para o autoconsumo de energia elétrica. Além disso, as mudanças introduzidas em termos de regulação do autoconsumo de energia abordam também a questão da pobreza energética, que tem ganhado cada vez mais atenção nos últimos anos, não apenas nos países em desenvolvimento [21].

Na França, o autoconsumo foi regulamentado pela Lei 2015–992 sobre Transição Energética para o Crescimento Verde e a Lei 2017–227 sobre Autoconsumo de Eletricidade que integra o Código de Energia Francês e regulam o autoconsumo individual e coletivo, afirmando que tanto os produtores como os consumidores de eletricidade têm direito a igualdade e acesso não discriminatório à rede [21].

A Itália, ao contrário, ainda não possui uma regulamentação específica de autoconsumo, mas a Resolução da Autoridade Reguladora de Energia de 2013 regulamenta também pequenos sistemas de autoconsumo. O autoconsumo coletivo foi então regulamentado primeiro pelo Decreto-Lei 162/2019, posteriormente convertido em Lei em agosto de 2020 [21].

Em Portugal, o autoconsumo foi definido legalmente em 2014 pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, regulamentando, no entanto, apenas o autoconsumo individual, uma vez que cada unidade de produção devia estar associada a um único medidor. O autoconsumo coletivo foi regulamentado em 2019, através do Decreto-Lei 162/2019 [21].

## **2.3 Estados Unidos**

A energia fotovoltaica tem sido uma tecnologia comercial nos Estados Unidos desde a década de 1950, embora apenas nos últimos dez anos tenha começado a

compreender uma parcela apreciável do crescimento anual da capacidade no setor de eletricidade dos EUA. Durante grande parte de sua história comercial, o custo associado às instalações fotovoltaicas foi muito alto para que a energia gerada fosse competitiva com as formas convencionais de produção de energia. Essa economia desfavorável foi a principal barreira para o crescimento da energia fotovoltaica no setor elétrico [22].

Nos anos 2000, os EUA foram afetados por grandes incidentes, em particular o ataque terrorista de 11 de setembro de 2001 e em 14 de agosto de 2003, apagões de energia generalizados no nordeste dos EUA e Sudeste do Canadá. Após esses incidentes, a segurança para o fornecimento de energia elétrica tornou-se uma questão de grande interesse no país. Outra característica relevante dos Estados Unidos é o contínuo crescimento populacional e econômico que conseqüentemente corresponde ao crescimento da necessidade de energia, bem como o aumento da qualidade da energia demandada [23]. Portanto, o cenário tornou-se propício para o crescimento da geração distribuída.

Nos EUA, o Departamento de Energia (DOE - *Department of Energy*) é responsável por questões energéticas. Suas decisões são apoiadas por um conjunto de agências independentes, incluindo a Comissão Federal Reguladora de Energia (FERC - *Federal Energy Regulatory Commission*), o Conselho de confiabilidade Elétrica da América do Norte (NERC - *North American Electric Reliability Council*), a Segurança da Infraestrutura e Restauração Energética (ISER - *Infrastructure Security and Energy Restoration*), a Associação Nacional de Comissionários Regulatórios de Utilidade (NARUC - *National Association of Regulatory Utility Commissioners*) e a Administração de Informação de Energia (EIA - *Energy Information Administration*). A DOE não possui atribuições obrigatórias, mas influencia as decisões e atividades do Legislativo. Vale ressaltar que grande parte das políticas energéticas nos Estados Unidos são reguladas a nível estadual [23].

De acordo com a EIA, em 2007 haviam 7.103 unidades comerciais e industriais de GD instaladas, com uma capacidade total de 12,7 GW. Na época não haviam estatísticas disponíveis para o setor residencial [13].

Em 2007, apesar de já existirem algumas leis sobre GD em estados como Nova York, Texas e Califórnia, de acordo com um relatório emitido pelo DOE ainda existiam barreiras técnicas, econômicas e regulatórias para a GD. Do ponto de vista técnico, o IEEE emitiu normas como a 1.547 referentes à interligação de recursos distribuídos à rede elétrica. Essas normas foram recebidas pelos operadores do sistema, e estes na maioria das

vezes exigiam dos geradores de GD recursos de segurança e requisitos técnicos desnecessários, forçando-os a comprar equipamentos caros fazendo com que os projetos de GD se tornassem inviáveis. Além das barreiras técnicas, existiam também as barreiras regulatórias, como por exemplo, tarifas não competitivas para GD, incluindo cobrança por demanda, taxas de recompra, cobrança dos custos da transmissão e exigência de licenças ambientais [13].

Em 2008, houve uma combinação de queda no preço do polissilício, rápido crescimento do setor fotovoltaico no mundo e o aumento da oferta de módulos fotovoltaicos no mercado, o que causou uma redução nos custos da tecnologia fotovoltaica [22].

A partir de 2009, o mercado de geração distribuída fotovoltaica (DGPV) nos Estados Unidos cresceu rapidamente, saltando de menos de 2 GW em 2009 para mais de 8 GW em 2014. O aumento de DGPV nos Estados Unidos foi impulsionado por vários fatores, incluindo mecanismos de apoio a políticas federais e estaduais; modelo de negócios e inovações de financiamento; e esforços de redução de risco. O rápido aumento da DGPV nos Estados Unidos, no entanto, introduziu um novo conjunto de desafios do setor de energia, incluindo impacto nas concessionárias de energia elétrica; reformulação de tarifas e impactos de custos associados impostos e taxas; preocupações com a estabilidade da rede; e desafios de interconexão [22].

Em 2015, os incentivos federais para a implantação de energia renovável nos Estados Unidos eram definidos por meio do código tributário dos EUA (*U.S. tax code*). Os dois incentivos fiscais aos quais a energia solar fotovoltaica tinha acesso são o crédito fiscal de investimento (ITC - *Investment Tax Credit*) e um cronograma de depreciação acelerada (conhecido como sistema de recuperação acelerada de custos modificado, ou MACRS - *Modified Accelerated Cost Recovery System*) para empresas. O ITC permite que os investidores recebam um crédito no valor de 30% dos custos do projeto solar no seu imposto de renda (o valor devido ao governo federal no final do ano fiscal). O MACRS permite que os investidores apliquem uma taxa de depreciação acelerada no projeto solar em 100% nos primeiros seis anos de operação. Esse cronograma de depreciação acelerada gera redução no valor de tributos devidos nos primeiros cinco anos do projeto. Juntos, o MACRS e o ITC podem representar mais de 50% dos custos de um projeto. A Tabela 3 apresenta o detalhamento de cada incentivo [22].



Apesar dos incentivos federais, o crescimento da DGPV não foi distribuído uniformemente por todos os cinquenta estados dos EUA. Em vez disso, concentrou-se em estados com características favoráveis, incluindo o preço local da eletricidade, a política e o regulação ambiental, e o recurso solar (ou seja, a incidência solar) [22].

**Tabela 3 - Detalhamento dos incentivos fiscais federais [22].**

	<b>ITC</b>	<b>MACRS</b>
<b>Valor</b>	Crédito fiscal de 10% ou 30% dos custos do projeto, dependendo da tecnologia.	Depreciação dos custos elegíveis (nem todos os custos do projeto se qualificam).
<b>Tipo de tecnologia</b>	Solar Células de combustível Pequena geração eólica Geotérmica	Vários tipos de negócios, incluindo energia renovável.
<b>Custo base</b>	Custos elegíveis do projeto. Crédito obtido no momento em que o projeto entra em operação. Pode ser combinado com depreciação acelerada.	Se utilizado junto com o ITC, a base é reduzida pela metade do valor do crédito (ou seja, 15%)
<b>Validade</b>	Para receber os 30% da Seção 48 ITC, o projeto deve ser colocado em serviço antes de 01/01/2017.	Sem data para fim.

Para que a economia do DGPV possa competir com as tarifas de energia das distribuidoras, muitos estados dos EUA empregaram um conjunto de políticas ou esquemas de incentivos como complemento aos benefícios fiscais federais. Algumas políticas que foram particularmente bem-sucedidas em impulsionar o crescimento da DGPV no nível estadual incluem [22]:

**Padrões de portfólio renovável (RPS - *Renewable Portfolio Standards*):** Esses mandatos exigem que uma certa quantidade de geração dos produtores de energia especificados sejam derivadas de recursos renováveis.

**Certificados de energia renovável e certificados de energia solar renovável (RECs - *Renewable Energy Certificates* e SRECs - *Solar Renewable Energy Certificates*):** Esses certificados são produzidos de acordo com as disposições do RPS e representam os “atributos ambientais” das instalações de geração renovável. Esses certificados são normalmente adquiridos por geradores, concessionárias e entidades que devem cumprir o RPS. Outras entidades, como empresas e até consumidores, podem

adquirir RECs e SRECs se tiverem metas para impulsionar a geração renovável ou compensar sua pegada de carbono.

**Incentivos baseados em produção e custo:** ambos são mecanismos pelos quais os proprietários de geração renovável podem receber pagamentos com base na quantidade de quilowatts-hora que um sistema gera (incentivo baseado na produção) ou no custo para instalar um sistema (incentivos baseados em custo). Esses pagamentos podem melhorar o preço resultante da energia produzida por um gerador renovável (tornando-o mais competitivo com as fontes tradicionais) acelerando o retorno do investimento (*payback*).

**Créditos tributários:** Alguns estados optaram por estender créditos tributários para instalações de geração renovável além daqueles oferecidos em nível federal.

**Medição bidirecional (*Net metering*):** A medição bidirecional é uma política estadual e, às vezes, procedimento das distribuidoras que permite que os geradores de GD registrem a quantidade de energia que foi injetada na rede. Em outras palavras, se a geração de energia exceder sua carga (energia gerada maior do que a energia consumida), o excedente de energia será enviado de volta à rede e o gerador receberá um crédito de energia não utilizada que é aplicado à energia que comprou da rede. Os geradores residenciais normalmente ficam longe de suas casas durante o dia, período em que o recurso solar é mais forte, e voltam para casa à noite, quando o recurso está diminuindo. A medição bidirecional permite que os períodos de alta geração e baixo uso de eletricidade compensem os períodos de baixa geração e alto uso de eletricidade. Quarenta e quatro estados e Washington, D.C. têm uma política de medição bidirecional em vigor, embora as estruturas políticas variem. A taxa na qual a eletricidade renovável é creditada é uma dessas variações, mas nos maiores mercados solares dos EUA, ela é comumente atrelada à tarifa total da distribuidora. Em outras palavras, se o proprietário no exemplo acima estivesse pagando \$ 0,15/kWh para comprar eletricidade da concessionária, então a eletricidade produzida pelo sistema fotovoltaico que é alimentada na rede (ou seja, não consumida pelo proprietário) seria creditada em os mesmos US\$ 0,15/kWh. Alguns estados oferecem créditos para geradores renováveis a uma taxa menor do que o valor da tarifa da distribuidora. Um valor de tarifa solar, que foi adotado na cidade de Austin, Texas, e no estado de Minnesota, pode realmente valorizar os créditos em um nível acima da tarifa da distribuidora.

A medição bidirecional tem sido um dos principais impulsionadores da implantação do DGPV. No entanto, foi criticado recentemente por criar um “subsídio cruzado”. Ou

seja, como os clientes que possuem energia solar estão pagando contas de energia menores, as concessionárias que possuem uma grande parcela de clientes com energia solar enfrentam uma base de clientes cada vez menor para recuperar seus custos fixos (por exemplo, os custos associados à manutenção da transmissão, distribuição e infraestrutura). As concessionárias argumentaram que os clientes com GD não pagam a parte da tarifa correspondente a manutenção da rede e os custos fixos estão sendo alocados de forma desigual aos clientes que não possuem GD [22].

Esse argumento ganhou força na Comissão Estadual de Utilidade Pública (PUC) e nos níveis legislativos, e até o final de 2014 havia mais de 20 processos em andamento que examinavam a medição bidirecional ou o projeto de tarifas para garantir que as concessionárias pudessem se proteger contra o custo adverso devido as altas penetrações de energia solar na rede. Algumas propostas foram [22]:

- Inclusão de encargos fixos nas contas dos clientes com GD. Califórnia e Arizona, os dois maiores mercados solares dos EUA, aprovaram cobranças fixas mínimas.
- Impor um valor mínimo para a fatura de energia, ou seja, os clientes da concessionária devem pagar um determinado valor todos os meses, mesmo que compensem todo o uso de eletricidade com um sistema solar.
- Transição para que as distribuidoras passem a funcionar como operadores da rede. Sob esse esquema, de acordo com a Reforma da Visão de Energia (*Reforming the Energy Vision*) do Estado de Nova York, as concessionárias seriam a interface entre o mercado de recursos distribuídos (geradores de GD) e o Operador Independente do Sistema, a entidade que garante a operação e a confiabilidade da rede.

Além dos incentivos fiscais, outro grande alavancador da GD foram os novos modelos de negócios e de financiamento. Essas inovações incluem desenvolvimentos como sistemas solares compartilhados, utilização de propriedade de terceiros, securitização e outros mecanismos de financiamento. Cada um deles é descrito a seguir [22]:

**Sistemas solares compartilhados:** são grandes sistemas de instalação fotovoltaica que podem ser compartilhados com um ou mais usuários, podendo estar em propriedade própria ou propriedade de terceiros.

**Propriedades de terceiros (*Third-Party Ownership*):** proprietários de locais que possuem GD alugam a usina geradora ou vendem os créditos de energia gerados para terceiros. No primeiro tipo de contrato, é feito um contrato de arrendamento e o locatário paga um preço fixo pelo aluguel da usina. No segundo contrato, o preço é variável, visto que depende da quantidade de energia gerada.

**Empréstimos solares com proteção (*Solar-Secured Loans*):** um credor concede crédito a um consumidor para financiar a compra de um ativo pelo consumidor (por exemplo, um sistema solar). O credor assume então uma garantia sobre esse ativo que lhe dá o poder de recuperar o ativo caso o consumidor não cumpra o contrato de empréstimo.

Com relação aos padrões e normas técnicas, são normalmente criados pelas PUCs com o objetivo de garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico à medida que novas fontes de energia são colocadas em operação. Antes de prosseguir com a instalação solar, é necessário obter uma licença de construção elétrica e predial, bem como aprovação da distribuidora para conexão à rede. Os requisitos para conexão à rede das distribuidoras e os requisitos para obtenção da licença de construção variam de estado para estado [22].

Para mitigar essas complicações e apoiar a implantação de recursos energéticos distribuídos em suas redes, diversas PUCs adotaram padrões que facilitam o processo de interconexão. Esses padrões incluem cronogramas definidos e procedimentos acelerados para geradores menores que provavelmente não causarão impactos negativos na rede, bem como contratos padronizados. Algumas PUCs estaduais também permitiram uma interconexão DGPV mais simplificada, identificando pontos de interconexão na rede de distribuição onde a energia fotovoltaica fornecerá benefícios. Abaixo destacamos alguns pontos geralmente em comum nos procedimentos das PUCs [22]:

- Cobertura de todas as tecnologias, em vez de apenas tecnologias renováveis;
- Procedimento simplificado para pequenos produtores solares (geralmente residenciais);
- Procedimento rápido para sistemas de até 2 MW que permite a interconexão sem custo adicional;
- Um processo de estudo em três partes (viabilidade, impacto e facilidades) para interconexão de sistemas mais complexos e maiores;

Discutir as normas e procedimentos técnicos é fundamental. Sem um conjunto de regras que facilite ou deixe claro o processo, os geradores podem não ser capazes de entrar em operação após a conclusão da construção. Esse tipo de atraso pode atrapalhar os investimentos, colocar em risco a economia do projeto e, em geral, atrapalhar o crescimento do mercado [22].

Recentemente, alguns estados norte-americanos iniciaram discussões a respeito da revisão dos incentivos e subsídios para a GD. Abaixo descreve-se as principais alterações de alguns estados que merecem destaque:

### **Carolina do Sul**

Em setembro de 2020 foi anunciada a proposta para substituição do *net metering*, denominada *Solar Choice Metering Tariff*. A proposta inclui o pagamento de uma taxa mínima e a implementação do sistema *time-of-use* [24].

### **Nova York**

Em julho de 2020, a Comissão de Serviços Públicos de Nova York aprovou a substituição do *net metering* para projetos residenciais e pequenos comerciantes que não possuem cobrança de demanda. A tarifa continua com o *net metering* com o valor da tarifa de varejo, mas inclui uma nova taxa chamada Contribuição de Benefício ao Cliente mensal variando de US\$ 0,69 a US\$ 1,09 por kW. A nova tarifa entrou em vigor para projetos conectados a partir de 1 de janeiro de 2022 [24].

### **Califórnia**

Em agosto de 2020, a Comissão de Serviços Públicos da Califórnia iniciou seus esforços para a aprovação da tarifa *Net Metering 3.0*, para substituir o *Net Metering 2.0* existente. Um rascunho do estudo examinou o custo do serviço para clientes com o *Net Metering 2.0*. O estudo constatou que os clientes residenciais participantes do *Net Metering 2.0* pagam faturas mais baixas do que o custo para atendê-los e que os clientes não residenciais pagam um pouco mais do que o custo para atendê-los [24].

### **Havaí**

Em janeiro de 2022, a Comissão de Serviços Públicos do Havaí emitiu um parecer com as modificações nas tarifas da GD. A nova tarifa denominada *Smart DER Tariff*, que aplica o conceito do *time-of-use*. A decisão estabeleceu um plano de transição para os clientes das atuais tarifas DER para a Tarifa DER inteligente [25].

## Flórida

No final de abril de 2022, o governador da Flórida, DeSantis, vetou um projeto de lei de reforma do net metering, que reduziria gradualmente a taxa de crédito para geração excedente e autorizaria taxas adicionais para clientes-geradores. O governador expôs sua objeção à capacidade das concessionárias de impor cobranças adicionais para recuperar as receitas perdidas associadas à energia solar residencial, incluindo como esse valor seria determinado e o impacto sobre todos os consumidores [26].

Em 15 de novembro de 2021, o presidente Biden assinou a Lei de Infraestrutura Bipartidária (BIL - *Bipartisan Infrastructure Law*). A BIL impulsionará a implantação de energia limpa financiando vários programas estaduais e municipais que estimularão projetos que aumentam o acesso à eficiência energética e ajudarão a alcançar as metas de energia limpa. A BIL fornece mais de US\$ 62 bilhões para 60 novos programas do Departamento de Energia dos EUA (DOE). A lei também expande os programas existentes de concessão e empréstimo de Climatização e Programa Intergovernamental (WIP - *Weatherization and Intergovernmental Program*) para ajudar os estados a climatizar casas, aumentar a eficiência energética e expandir a geração limpa [27].

## 2.4 China

A indústria de energia solar fotovoltaica da China está crescendo rapidamente. Em 2013, a China produziu mais de 60% da oferta total mundial de módulos fotovoltaicos, e 43% dos módulos foram para consumo doméstico. A capacidade total instalada cresceu de 240 MW em 2010 para 28,05 GW em 2014, que representou 0,45% de toda a geração de eletricidade do país. Desde 2013, a China estabeleceu uma série de políticas e diretrizes para fornecer suporte ao desenvolvimento de energia solar fotovoltaica, incluindo a tarifa *feed-in-tariff* (FiT). Apesar dessa impressionante taxa de crescimento para o mercado solar geral na China, a GD solar fotovoltaica em 2014 ainda ficou muito aquém da meta de 8 GW proposta pela Administração Nacional de Energia (NEA - *National Energy Administration*). Desafios no financiamento e gestão das distribuidoras na conexão da GD à rede têm restringido o potencial de crescimento da GD solar fotovoltaica [22].

O desafio de financiamento de geração distribuída fotovoltaica (DGPV) na China, em particular, decorre de várias questões importantes, incluindo, mas não se limitando a, tamanhos dos projetos, que limitam as opções de financiamento, questões de propriedade

de telhados e terras; economia de GD desafiadora resultante de altos custos de capital e baixos preços de eletricidade concorrentes; e altos custos de financiamento resultantes de riscos percebidos pelos agentes financiadores; entre outros. Primeiro, o tamanho dos projetos de GD é tal que não é pequeno o suficiente para ser facilmente autofinanciado, mas não é grande o suficiente para atrair o mercado de capitais ou o investimento de fundos. Em segundo lugar, as questões de propriedade de telhados e terras da China tornam a GD mais desafiadora: projetos residenciais geralmente não podem avançar até que um consenso seja alcançado entre todos os ocupantes de um prédio de apartamentos. Terceiro, os preços baixos da eletricidade podem reduzir a economia advinda do sistema DGPV. Sob a atual política da GD na China, os proprietários de DGPV usariam primeiro a eletricidade gerada em seu painel solar e depois venderiam o excesso de eletricidade de volta à rede pela taxa FiT. A baixa tarifa de eletricidade do setor residencial em particular (que é inferior à do FiT e, de fato, inferior à tarifa dos setores industrial e comercial na China) diminui a economia de um sistema DGPV residencial. Assim, apesar da taxa FiT relativamente alta, o mercado de DGPV no setor residencial não decolou. Quarto, o custo de financiamento da energia solar é alto (geralmente acima de 8%, às vezes chegando a 10%–12%) o que também contribui para a economia desafiadora. Preocupações com a qualidade dos painéis solares e o pagamento do consumidor de energia, que pode se mudar ou falir durante a vigência do empréstimo, tornam alto o custo de financiamento dos projetos de GD [22].

Em janeiro de 2013, o governo chinês publicou o “12º Plano Quinquenal de Desenvolvimento Energético”, no qual “promover a revolução do padrão de produção e utilização de energia” foi elencado como uma das principais tarefas em obras de energia, incluindo especificamente três campos: geração distribuída, redes inteligentes (*smart grids*) e instalações para fornecimento de energia de veículos elétricos. De acordo com o Plano Nacional de Administração de Energia, a China expandirá o desenvolvimento em cidades que possuem condições de recursos de diferentes padrões de energia distribuída, como geração de energia de resfriamento-aquecimento fornecida pelo gás natural, o abastecimento fotovoltaico de edifícios urbanos e a cogeração por turbina a gás para aquecimento para cidades de pequeno e médio porte. Ao mesmo tempo, a Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma emitiu as “Medidas provisórias para a gestão de geração distribuída”, que propõe isentar licenças comerciais para incentivar empresas (incluindo empresas estatais, empresas privadas e empresas de capital estrangeiro),

empresas de energia e todos os tipos de usuários de energia para investir, construir e operar projetos de geração distribuída. Essas políticas e medidas visam incentivar o aumento da geração de energia através da GD. [28].

A Tabela 4 apresenta algumas políticas de subsídios implementadas em algumas cidades na China com o objetivo de alavancar a GD no país.

**Tabela 4 - Políticas de subsídios implementadas na China [17].**

<b>Província</b>	<b>Política</b>	<b>Descrição</b>
Hebei	Subsídio fotovoltaico	A capacidade instalada deve ser superior a 1 MW sem os subsídios financeiros. Para projetos construídos antes do final de 2014, a tarifa FiT será de 1,3 yuan/kWh. Para projetos que entrarem em operação em 2015, a tarifa é de 1,2 yuan/kWh, e se manterá neste valor por três anos.
Shandong	Edital dos projetos de geração distribuída fotovoltaica de 2013 e esquema de implementação em 2014	Tarifa FiT será 0,2 yuan/kWh maior do que a tarifa Fit nacional
Shanghai	Fundos especiais de apoio a energia renovável e desenvolvimento de novas energias	Fornecer subsídio na tarifa FiT. Para a indústria e usuários comerciais, o subsídio é de 0,25 yuan/kWh. Para os usuários individuais, o subsídio é de 0,4 yuan/kWh. Duração do subsídio por 5 anos.
Henan Luoyang	Ideias para acelerar a GD fotovoltaica	Fornecer subsídio de 0,1 yuan/watt por capacidade instalada de GD fotovoltaica, durante 3 anos.
Jiangxi	Promover o programa de aplicação de geração de energia fotovoltaica em toda a província	Os projetos tem um padrão unificado de subsídios na tarifa FiT de 0,2 yuan/kWh por 20 anos.
Jiangsu	Aviso de continuidade no apoio a geração de energia fotovoltaica	Projeto apresentado para que os novos projetos fotovoltaicos da GD que não possuem subsídios financeiros estatais, a tarifa seja de 1,3 yuan/kWh em 2012, 1,25 yuan/kWh em 2013, 1,2 yuan/kWh em 2014 e 1,15 yuan/kWh em 2015 respectivamente.
Anhui Hefei	Ideias para acelerar a GD fotovoltaica	Proposta para que a partir de 2014, os subsídios financeiros da cidade de Hefei aumente para 3 yuans/watt, sendo que a potência com subsídio máximo para uma única família não deve ser superior a 5kW.



A China possui legislações, normas e subsídios de GD diferentes para cada fonte de energia (gás natural, fotovoltaica e eólica). No geral, a política de GD fotovoltaica é mais detalhada do que a GD de gás natural e GD eólica [17].

## Capítulo 3 - Histórico da legislação da GD no Brasil

Em 1883 foram construídas no Brasil as primeiras centrais geradoras de energia do país. Uma termelétrica (máquina à vapor) localizada em Campos dos Goytacazes, no estado do Rio de Janeiro, com capacidade de 52 kW capaz de alimentar 59 lâmpadas usadas como iluminação pública. A outra central, uma hidrelétrica localizada em Diamantina, no estado de Minas Gerais, era utilizada para atender serviços de mineração na cidade [29].

Somente em 1903, foi publicada a primeira lei sobre energia elétrica, que tratava do aproveitamento da energia hidráulica dos rios para fins públicos. No entanto, as primeiras regulamentações mais amplas chegaram com a implantação do Código de Águas, em 1934 [29].

Pouco depois, em 1939, seria criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que tratava desde questões tarifárias até o plano de conexão das usinas. Esse foi o principal órgão do governo para o setor até a criação do Ministério de Minas e Energia, em 1960, e da Eletrobrás, em 1962 [29].

A Eletrobrás foi criada com o objetivo de coordenar todas as empresas do setor elétrico brasileiro. Entre 1963 e 1979, a estatal promoveu um intenso processo de nacionalização e estatização por meio de grandes investimentos [29].

Já em 1995 foi promulgada a Lei Nº 8.987 chamada de lei de Concessões, um dos grandes marcos iniciais para o processo de reestruturação do sistema elétrico, que abriu espaço para a desnacionalização de vários setores de infraestrutura, inclusive o elétrico. As privatizações começaram pela Escelsa em 1995, prosseguindo com a venda da Light e da Cerj em 1996, mesmo ano em que foi criado um novo órgão regulador [29].

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi criada em 1996 para regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica. Entre suas atribuições estão incluídas desde o estabelecimento de tarifas até a mediação de conflitos [29].

A agência se tornou um símbolo desse novo modelo híbrido, no qual a geração e a transmissão eram majoritariamente de empresas estatais, enquanto a distribuição era principalmente privada [29]. Este novo modelo proporcionou mudanças de cunho

institucional e regulatório no setor elétrico, sendo importante para o desenvolvimento do ramo [11].

Em 1998, houve a criação do Ambiente de Contratação Livre (ACL). A principal inovação do chamado Mercado Livre de Energia foi permitir ao consumidor negociar diretamente com o gerador ou comercializador de energia elétrica [29].

Outras propostas de lei foram realizadas ao longo dos anos, como o Projeto de Lei N° 630 de 2003, que visava a criação de uma política de incentivos aos projetos de energia renovável no país. Para isso, seria constituído um fundo especial com o objetivo de financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica, considerando como fontes primárias a energia eólica e solar. Entretanto, esse importante projeto não prosseguiu para a implementação por indeferimento das autoridades competentes [11].

Em 2004, aprovou-se a Resolução Normativa N° 77 da ANEEL com o objetivo de reduzir as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição direcionadas aos empreendimentos com geração advinda de fonte solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada ou hidroelétrico em sistemas menores ou iguais a 30 MW, representando um avanço aos incentivos para uso de fonte renováveis [11].

Em 2005 foi publicada a Resolução Normativa N° 167 da ANEEL, que estabeleceu as condições para a contratação da energia elétrica proveniente de geração distribuída, por concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição que atue no Sistema Interligado Nacional – SIN [30]. Ou seja, as distribuidoras podem contratar energia do mini ou microgerador conectado à sua rede básica (a contratação se limita a 10% do valor total da carga da distribuidora).

Em 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa N° 482 da ANEEL, propiciando benefícios aos pequenos geradores. Inicialmente, apenas as gerações limitadas a 1 MW, que utilizavam de fontes hidrelétricas, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, estariam englobadas nesta resolução. Outro grande avanço foi a implantação do sistema de créditos para a energia excedente produzida, para futura compensação da energia elétrica gerada em relação ao consumo da unidade geradora, podendo os créditos serem utilizados em até 36 meses [11].

Por ter representado um elevado grau de aderência dos consumidores no país, outras atualizações e adequações foram ainda realizadas ao longo dos anos. Pode-se citar a Resolução Normativa N° 687 de 2015, que altera a Resolução Normativa N° 482 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, com contribuições como

ampliação do limite de potência instalada a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica e o aumento do prazo para utilização dos créditos de energia de 36 para 60 meses. Alguns outros critérios foram ainda modificados pela Resolução Normativa N° 786 de 2017, que enquadra também as fontes hídricas nos critérios de potência instalada menor ou igual a 5 MW para minigeração distribuída [11].

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica do histórico das principais leis e normas que tratam do tema de geração distribuída no Brasil. As alterações recentes ocorridas a partir de 2021 na legislação chegando até a lei mais recente sobre o tema, a Lei N°14.300 conhecida como marco legal da geração distribuída, publicada em janeiro de 2022, serão tratadas no Capítulo 4.

### **3.1 PRODIST**

Um marco importante ocorreu em 2008 e 2009 com a aprovação dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, cuja construção começou em 2005 quando a ANEEL contratou serviços de consultoria para sua elaboração. Estes procedimentos foram importantes para regulamentar as atividades dos agentes relacionados aos sistemas de distribuição e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Em sua primeira versão o PRODIST foi estruturado em 5 módulos de caráter técnico e 3 de caráter geral. Os módulos técnicos contemplam o planejamento da expansão, o acesso ao sistema, os sistemas de medição e a qualidade da energia elétrica [12].

O PRODIST foi revisado em 2021, através da publicação da Resolução Normativa da ANEEL N° 956 de 2021. A nova revisão entrou em vigor em 1° de janeiro de 2022 e revogou as resoluções anteriores [31].

O PRODIST é composto pelos seguintes módulos:

Módulo 1 - Glossário de Termos Técnicos do PRODIST

Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição

Módulo 3 - Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição

Módulo 5 - Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura

Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações

Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição

Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica

Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos

Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório

Módulo 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

Para a geração distribuída, um dos módulos mais importantes é o módulo 3, que estabelece os procedimentos de conexão à rede. O documento está estruturado em 5 seções, sendo elas:

Seção 3.1 – Requisitos para Conexão de Microgeração e Minigeração Distribuída: estabelece requisitos técnicos para conexão de microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição;

Seção 3.2 – Requisitos para Conexão de Central Geradora: estabelece requisitos técnicos para conexão de central geradora ao sistema de distribuição;

Seção 3.3 – Requisitos de Projeto das Instalações de Conexão: define os requisitos a serem observados para elaboração de projetos de instalações de conexão;

Seção 3.4 – Requisitos dos Sistemas de Proteção para demais Usuários: define requisitos gerais de proteção para usuários que não se enquadram nas Seções 3.1 e 3.2;

Seção 3.5 – Requisitos de Operação, Manutenção e Segurança da Conexão: estabelece diretrizes para a operação, manutenção e segurança das conexões;

Para a GD, destacamos as seções 3.1 e 3.4.

A seção 3.1 detalha as informações referentes aos requisitos para conexão da geração distribuída à rede de distribuição. Nos requisitos gerais são descritos os documentos que devem ser apresentados à distribuidora para solicitação da conexão. Nos anexos estão disponibilizados os modelos dos formulários como por exemplo o Anexo 3.A que contém o formulário de Solicitação de Acesso, Anexo 3.D que contém o modelo do contrato do Relacionamento Operacional para a micro GD e Anexo 3.E que contém o modelo do Acordo Operativo para a mini GD. Cabe ao acessante apresentar as informações necessárias através do anexo correspondente ao seu processo. Nos requisitos de projetos são apresentados os requisitos técnicos mínimos para cada conexão, em função da potência instalada da planta de geração.

A seção 3.4 determina os critérios técnicos das proteções das instalações, faixa de operação de frequência, tensão e fator de potência, correlacionando os estudos básicos de

responsabilidade do acessante necessários para viabilizar a conexão, podendo ser ainda solicitado pela distribuidora estudos complementares.

Na revisão anterior, revisão 7, o módulo 3 do estava estruturado em 7 seções, sendo:

Seção 3.1 – Procedimentos de acesso (aspectos gerais das etapas para viabilidade de acesso, consulta de acesso e informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso, documento para cadastramento em leilões de energia, critério mínimo de custo global, acesso a instalações de interesse restrito de centrais geradoras).

Seção 3.2 – Critérios técnicos e operacionais (conexão de unidades consumidoras ao sistema de distribuição de baixa tensão, conexão de unidades da categoria de consumo ao sistema de distribuição de média e alta tensão, conexão de unidades da categoria de produção ao sistema de distribuição).

Seção 3.3 – Requisitos de projetos (redes e linhas, subestações, sistemas de proteção e controle para conexões de centrais geradoras).

Seção 3.4 – Implantação de novas conexões (providências e responsabilidades, procedimentos de recepção do ponto de conexão).

Seção 3.5 – Requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão (operação e manutenção, segurança da conexão, desconexão e reconexão de instalações ao sistema de distribuição).

Seção 3.6 – Contratos (acesso as demais instalações de transmissão, contratos de conexão e uso, contratação do montante de uso do sistema de distribuição, reserva de capacidade do sistema de distribuição, encargos de conexão).

Seção 3.7 – Acesso de micro e minigeração distribuída (etapas para viabilidade de acesso, critérios técnicos e operacionais, requisitos de projetos, procedimentos de implantação e vistoria das instalações, requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão, sistema de medição, contratos, resumo das etapas de acesso).

As seções mais importantes para a GD eram as seções 3.1 – Procedimento de Acesso, 3.2 - Critérios técnicos e operacionais e 3.7 - Contratos e Acesso de micro e minigeração distribuída.

Ao longo da seção 3.1 estão detalhadas as etapas e prazos para os processos de consulta de acesso e solicitação de acesso, incluindo as informações que devem estar contidas nos mesmos, como as obras de melhorias ou reforços de rede necessários para a conexão da unidade geradora. Destaca-se ainda que nos estudos realizados pelas

distribuidoras deve ser considerado o critério de mínimo custo global para definir a alternativa de conexão da central geradora [11].

A seção 3.2 determina os critérios técnicos das proteções das instalações, faixa de operação de frequência, tensão e fator de potência, correlacionando os estudos básicos de responsabilidade do acessante necessários para viabilizar a conexão, podendo ser ainda solicitado pela distribuidora estudos complementares [11].

Para aqueles interessados na modalidade de micro e minigeração distribuída, a seção 3.7 detalha as etapas para a viabilização do acesso, incluindo as informações que devem ser enviadas pela distribuidora em resposta a esses pedidos, além dos critérios técnicos e operacionais, dos requisitos de projetos e para a operação, manutenção e segurança da conexão. Ademais, disponibiliza o Formulário de Solicitação de Acesso, dispostos nos anexos II, III e IV da seção 3.7. Cabe ao acessante apresentar as informações necessárias através do anexo correspondente ao seu processo [11].

Com a atualização do módulo 3, foram retirados pontos importantes que serão exemplificados a seguir.

- Retirada da tabela indicativa das etapas para viabilidade de acesso por tipo de acessante (representada na Figura 5).

A Figura 5 representava de forma resumida as etapas para viabilidade do acesso por tipo de acessante, informando de forma rápida e visual quais etapas são obrigatórias e/ou opcionais. Com a revisão do PRODIST foi retirada essa tabela, e a informação sobre a necessidade ou não de consulta de acesso e solicitação de acesso para a GD, e os prazos para emissão dos documentos, foram retiradas do módulo 3 do PRODIST. Agora essas informações constam na REN n° 1.000. Houve uma mudança de nomenclatura das etapas. A informação de acesso passou a ser chamada de orçamento estimado e o prazo para emissão passou de 60 dias para 30 dias (seção VIII da REN n° 1.000). O parecer de acesso passou a ser chamada de orçamento prévio (seção IX da REN n° 1.000) e o prazo para emissão do documento é de 15 dias para micro GD sem necessidade de obra (prazo mantido), 30 dias para micro GD com necessidade de obra (prazo mantido), e 45 dias para demais conexões (anteriormente o prazo era de 30 dias para mini GD sem obra e 60 dias para mini GD com obra). Houve uma falha nessa mudança de nomenclatura, pois na Lei 14.300 ainda consta a nomenclatura de “solicitação de acesso” (Capítulo II da Lei 14.300) e na REN n° 1.000 não encontramos a nomenclatura “solicitação de acesso”, encontramos apenas orçamento prévio e orçamento estimado.

Tabela 1 – Etapas para viabilização do acesso em caráter permanente por tipo de acessante

ACESSANTE		ETAPAS		
		CONSULTA DE ACESSO / INFORMAÇÃO DE ACESSO		SOLICITAÇÃO DE ACESSO / PARECER DE ACESSO
Unidade Consumidora		Procedimento definido nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica		
Central Geradora	Fora de Leilão	Registro	Opcionais	Obrigatórias
		Autorização	Obrigatórias	Obrigatórias
	Dentro de Leilão		Não aplicáveis (aplica-se o DAL)	Obrigatórias
	Concessão		Procedimento definido no edital de licitação	
	Alteração de Autorização		Obrigatórias	Obrigatórias
Distribuidora		Opcionais	Obrigatórias	
Agente Importador ou Exportador		Opcionais	Obrigatórias	

**Figura 5 - Etapas para viabilidade do acesso (Tabela 1 da revisão 7 do módulo 3 do PRODIST)**

- Retirada da tabela indicativa das etapas do processo desde a solicitação de acesso até a emissão do acordo operativo (representada na Figura 6)

A Figura 6 apresenta a tabela 2 da revisão 7 do módulo 3 do PRODIST, e contém a descrição de forma clara e resumida de todas as etapas desde a solicitação de acesso até a emissão dos contratos e do acordo operativo entre a distribuidora e o consumidor/gerador. Essa tabela foi retirada da versão atual do módulo 3 do PRODIST, e as informações sobre as etapas do processo de conexão também não estão presentes na nova revisão do documento.

Em suma, a revisão 7 do módulo 3 do PRODIST compilava todas as informações referente a todo o processo de conexão das unidades de micro e mini geração, e atualmente essas informações estão divididas no módulo 3 do PRODIST, na REN n° 1.000 e na Lei 14.300.



TABELA 2 – ETAPAS DO PROCESSO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
1 Solicitação de acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Acessante	-
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	-
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas na Seção 3.7.	Acessante	-
2 Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	i. Para central geradora classificada como microgeração distribuída quando não houver necessidade de melhoria ou reforço do sistema de distribuição, até 15 (quinze) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
			ii. Para central geradora classificada como minigerção distribuída, quando não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
			iii. Para central geradora classificada como microgeração distribuída, quando houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
			iv. Para central geradora classificada como minigerção distribuída, quando houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
3 Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria	Acessante	Até 120 (cento e vinte) dias após a ação 2(a)
	(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria se houver pendências.	Distribuidora	Até 5 (cinco) dias após a ação 3(b)
4 Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria.	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, adequação do sistema de medição e início do sistema de compensação de energia, liberando a microgeração ou minigerção distribuída para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 3(b), quando não forem encontradas pendências.
5 Contratos	(a) Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Acordo operativo até a ação 4 (b), Relacionamento operacional até a ação 2(a)

**Figura 6 - Etapas para solicitação de acesso e conexão da central geradora (Tabela 2 da revisão 7 do módulo 3 do PRODIST)**

### **3.2 REN 414/2010**

Essa é a resolução responsável por estabelecer as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, englobando os direitos e deveres dos consumidores e das empresas responsáveis pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica [11].

Essa norma estabelece importantes critérios e procedimentos para a solicitação de fornecimento, prazos de ligações, orçamentos de obras para fornecimento, remanejamento de carga, quais são as modalidades tarifárias, como são os contratos de conexão e de uso do sistema de distribuição, as medições e o faturamento, as formas de pagamentos, os esclarecimentos sobre a fatura, as responsabilidades da distribuidora e do consumidor, a suspensão do fornecimento, como deve ser o atendimento ao público e o ressarcimento de danos elétricos [32].

Considerando que a micro ou minigeração distribuída deve se conectar à rede de distribuição por meio de instalações de unidade consumidora (UC), as disposições descritas na Resolução 414 devem ser respeitadas, sendo essa complementar às resoluções que tratam de forma mais específica sobre a geração distribuída. Como pontos relevantes, pode-se comentar sobre as definições de prazos para a execução de obras, o cálculo de participação financeira do cliente, os tipos de modalidades tarifárias e os procedimentos de faturamento [11].

A resolução normativa 414 foi revogada e substituída pela resolução normativa N° 1.000 publicada em dezembro de 2021, que será tratada na sessão 4.1.

### **3.3 REN 482/2012**

Em 2010 foi aberta a Consulta Pública n° 15/2010 e em 2011 a Audiência Pública n° 42/2011 que resultaram na Resolução Normativa N° 482 de 2012. Esta Resolução representou um marco na história da geração distribuída no Brasil. A partir da publicação desta resolução, em 17 de Abril de 2012, houve um aumento significativo no número de conexões de geração distribuída no Brasil. Conforme pode ser observado na Tabela 5, de 2012 para 2013 houve um aumento de mais de 900% no número de conexões de GD no Brasil.

**Tabela 5 – Quantidade anual de conexões, unidades consumidoras e de potência de geração distribuída [11].**

<b>Ano</b>	<b>Quantidade Conexões</b>	<b>Unidades Consumidoras</b>	<b>Potência (kW)</b>
2022	604.630	792.089	5.867.770,94
2021	458.539	585.595	4.613.260,40
2020	227.555	292.312	2.914.906,41
2019	124.779	165.442	1.604.115,23
2018	36.045	47.417	433.922,14
2017	13.757	29.459	157.456,91
2016	6.618	7.608	63.912,66
2015	1.368	3.018	16.583,66
2014	287	314	2.742,58
2013	51	64	1.412,98
2012	5	6	449,8
2011	7	11	101
2010	7	9	46,02
2009	2	2	23,2
2008	1	2	25
<b>Total</b>	<b>1.473.651</b>	<b>1.923.348</b>	<b>15.676.729</b>

Esta Resolução descreve as condições para o acesso de micro e minigeração distribuída de centrais geradoras de energia elétrica que utilizam cogeração qualificada ou fontes renováveis aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e estabeleceu, pela primeira vez no Brasil, os conceitos de micro e minigeração, e os limites de geração para enquadramento em cada categoria, sendo [33]:

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 100 kW;
- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

Outro conceito inovador do documento se refere ao sistema de compensação de energia elétrica, em que a energia ativa excedente, ou seja, a energia produzida que não é consumida pela UC com GD é injetada e cedida à distribuidora, através de um sistema de empréstimo. A UC recebe créditos de energia por essa energia produzida excedente, e esses créditos podem ser utilizados posteriormente de acordo com o consumo de energia elétrica ativa da UC nos meses posteriores. Apenas os consumidores cativos podem fazer adesão desse benefício. O sistema de compensação de energia foi criado a partir da REN nº 482, e os créditos de energia possuíam validade de 36 meses [11].

A Resolução descreve como deve ser calculado o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, sendo a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, ou seja, os créditos de energia gerados em horário de ponta têm valor maior do que créditos de energia gerados fora do horário de ponta. A resolução também estabeleceu a cobrança mínima do valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A. Ou seja, não é possível o consumidor com GD receber uma fatura com valor a pagar de R\$ 0 [33].

Outro marco importante se refere aos montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria UC, que poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras UCs desde que: (i) as unidades tenham sido previamente cadastradas para este fim; (ii) as UCs pertençam ao mesmo titular e (iii) as UCs devem estar dentro da mesma área de concessão [33].

A Resolução também indica que o saldo de créditos de energia, em KWh, separados por posto tarifário, que não foram utilizados e que estarão disponíveis para o próximo ciclo de faturamento, deve estar indicado nas faturas de energia do consumidor [33].

A Resolução estabeleceu que a diferença de custo do sistema de medição comumente implantado pela distribuidora e o sistema de medição necessário para implantar o sistema de compensação, deveria ser de responsabilidade do interessado, ou seja, do consumidor com GD. Porém mesmo arcando com esse custo, o sistema de medição não pertence ao consumidor, pois deveria ser cedido à concessionária. Portanto, após a adequação do sistema de medição, a distribuidora é responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação [33].

A Resolução estabeleceu que as distribuidoras deveriam adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso da micro e mini GD em um prazo de 240 dias contados a partir da publicação da resolução. Após este prazo, as distribuidoras deveriam atender plenamente todas as disposições de acesso da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST [33].

O texto da Resolução estabeleceu que a mesma seria revisada após 5 anos da publicação. A REN N° 482 teve novas contribuições ainda em 2012 com a publicação da REN N° 517, em 2015, com a publicação da REN N° 687, em 2017 com a publicação da REN N° 786, e em 2021 com a publicação da REN N° 1.000.

A Resolução Normativa N° 482 foi revogada e substituída pela resolução normativa N° 1.000 publicada em dezembro de 2021, que será tratada na sessão 4.1.

### **3.4 REN 493/2012**

A Resolução Normativa da ANEE N° 493 foi publicada em 5 de junho de 2012 e estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI. Em resumo, esta REN prevê a utilização de sistemas isolados para a universalização do fornecimento da energia elétrica. Destaca-se abaixo algumas importantes disposições desta resolução [34]:

- MIGDI ou SIGFI deve ser instalado pela distribuidora, observando as disposições da Lei N° 12.111/2009.
- A instalação de um medidor é facultativa. Atualmente a maioria das UCs atendidas nesta modalidade não possuem medidor instalado [35].
- O Art. 16 estabelece que para estas UCs não se aplica o custo de disponibilidade definida no art. 98 da Resolução Normativa no 414.
- As unidades consumidoras atendidas por meio de MIGDI ou SIGFI não devem compor os conjuntos de unidades consumidoras das distribuidoras, no que tange, inclusive, à apuração dos indicadores DEC e FEC.

Atualmente existem 6 distribuidoras que possuem atendimento nos modelos MIGDI e/ou SIGFI. São estas: COELBA, ENEL CE, ENEL GO, ENEL RJ, EQUATORIAL MA e EQUATORIAL PA. Existem mais de 24 mil unidades consumidoras atendidas nestas modalidades, todas conectadas em baixa tensão e com fonte primária sendo fotovoltaica. A primeira UC conectada nesta modalidade foi conectada em 30 de novembro de 2006, na área de concessão da COELBA [35].

Em 2015 o Ministério de Minas e Energia publicou o Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, que faz parte do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (parte integrante do Programa Luz para Todos). Este Manual estabelece os procedimentos, critérios técnicos e financeiros que devem ser observados, bem como as atribuições das partes envolvidas, para os atendimentos com o serviço público de energia elétrica em Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, por meio de Microsistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia

Elétrica (MIGDI) ou Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI) [36].

Em 2017 o manual foi atualizado passando a se chamar “Especificações Técnicas dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa Luz para Todos”. Nesta nova edição foi incluída a abordagem de demais questões com relação à seleção dos equipamentos, sua implicação no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e as considerações referentes à cada alternativa [37].

A resolução normativa 493 foi revogada e substituída pela resolução normativa N° 1.000 publicada em dezembro de 2021, que será tratada na sessão 4.1.

### **3.5 REN 517/2012**

A Resolução Normativa da ANEEL N° 517 foi publicada em dezembro de 2012, apenas 8 meses após a publicação da REN N° 482.

Esta Resolução fez as seguintes inserções e/ou alterações na REN N° 482 [38]:

- Modificou a descrição do conceito do sistema de compensação de energia elétrica, descrevendo como um sistema de empréstimo gratuito de energia ativa à distribuidora local, e recebendo em troca créditos de energia.
- Inseriu limite para a potência instalada da micro e minigeração. Para unidades consumidoras do grupo B, o limite da potência a ser instalada equivale a carga instalada. Para consumidores do grupo A, o limite equivale a demanda contratada. Para instalar uma geração com potência maior do que estes limites estabelecidos, o consumidor do grupo B deve solicitar aumento de carga instalada e o consumidor do grupo A deve solicitar aumento da demanda contratada.
- Caso seja necessário ampliação ou reforço da rede de distribuição para possibilitar a instalação da GD, a REN 482 estabelecia o disposto no módulo 3 do PRODIST vigente. A REN 517 estabelece que esses custos devem ser arcados integralmente pela distribuidora.
- Determinou que a adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.
- Determinou que eventuais créditos de energia ativa existentes na UC no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão

revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação.

A resolução normativa 517 foi revogada e substituída pela resolução normativa N° 1.000 publicada em dezembro de 2021, que será tratada na sessão 4.1.

### **3.6 REN 687/2015**

No ano de 2015, a REN N° 482 foi novamente atualizada pela Resolução Normativa N° 687. A primeira alteração foi a mudança nos limites de potência para micro e minigeração, passando a se subdividir da seguinte forma [39]:

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 75 kW (limite anterior era de 100 kW);
- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5MW para cogeração qualificada e demais fontes (limite anterior era de 1 MW para todas as fontes).

Outra alteração relevante foi o tempo de validade dos créditos de energia. A partir de 2015, os créditos de energia passaram a ser válidos por 60 meses.

Abaixo, destacam-se outras inserções e/ou alterações implementadas a partir da REN N° 687 [39]:

- Implementou os conceitos de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto.
- Foi vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica.
- Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração

compartilhada. Já para minigeração, os custos devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor.

- Não podem participar do sistema de compensação de energia os clientes que alugarem ou arrendarem os terrenos e/ou propriedades com GD e que o valor do aluguel ou arrendamento seja variável, de acordo com a geração de energia.
- A distribuidora deve disponibilizar, a partir de 1º de janeiro de 2017, sistema eletrônico que permita ao consumidor o envio da solicitação de acesso, de todos os documentos elencados nos anexos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, e o acompanhamento de cada etapa do processo.

A resolução normativa 687 foi revogada e substituída pela resolução normativa N° 1.000 publicada em dezembro de 2021, que será tratada na sessão 4.1.

### **3.7 REN 786/2017**

No ano de 2017, a REN N° 482 foi novamente atualizada pela Resolução Normativa N° 786, e o limite para minigeração distribuída foi novamente atualizado, passando a ser [40]:

- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW independente da fonte (limite anterior de 3 MW para fontes hídricas).

A segunda alteração implementada pela REN N° 786 foi a proibição do enquadramento como GD das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, ou tenham entrado em operação comercial ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica [40].

A resolução normativa 786 foi revogada e substituída pela resolução normativa N° 1.000 publicada em dezembro de 2021, que será tratada na sessão 4.1.



### 3.8 MP 998/2020 e a Lei 14.120/2021

A Medida Provisória (MP) Nº 998, publicada em 2 de setembro de 2020, dispõe sobre alterações em normas legais, compreendendo uma medida temporária emergencial destinada a mitigar os efeitos econômicos da Pandemia de Covid-19 sobre as tarifas de energia elétrica, de modo complementar ao disposto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020. Adicionalmente, introduz alterações na organização institucional do setor elétrico que tendem a favorecer a desestatização ou privatização do setor, além de medidas de natureza estratégica que abarcam a transferência, para a União, das ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social das Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (NUCLEP), passando essas organizações à condição de empresas públicas da União [41].

Abaixo, destaca-se de forma resumida, os artigos da MP que são importantes para esta dissertação [41]:

- Art. 1º, altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, ampliando o escopo de aplicação dos recursos de investimento em pesquisa e desenvolvimento, e em eficiência energética, pelas empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica. Uma nova redação do § 2º no art. 5º e do art. 5º-B dessa Lei permite que recursos de investimento sejam canalizados para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e que essa seja utilizada como fonte de receitas em favor da modicidade tarifária.
- Art. 2º da MPV inclui os incisos VII e VIII no §4º do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, de modo a destinar recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para a CDE e para o pagamento do valor não depreciado de ativos de distribuição de energia elétrica no processo de valoração da base de remuneração regulatória decorrente da licitação para desestatização. O art. 2º da MPV inclui também, no mesmo art. 4º, os §§ 11 e 12, permitindo, respectivamente, que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) seja autorizada a promover determinadas adequações contábeis, visando à modicidade tarifária, e que seja extinta a obrigação de pagamento de certos empréstimos realizados por empresas controladas direta ou indiretamente pela União.

- Art. 4º da MPV, altera o art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, disciplinando a aplicação de percentuais de redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) que incidem na produção e no consumo da energia, no caso de determinados empreendimentos e sob certas condições. Dispõe também sobre prazos de redução de tarifas, diretrizes para a implementação de incentivos à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa e à garantia da segurança do suprimento e da competitividade, bem como diretrizes quanto à possibilidade de integração desses mecanismos a outros setores.
- Art. 5º da MPV, altera o art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, reorganizando as fontes de recursos da CDE, dentre as quais: quotas anuais pagas pelos agentes que comercializem energia com consumidor final; pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público; multas aplicadas pela Aneel; e determinados créditos da União. Dispõe, ainda, que o custo do encargo tarifário das quotas anuais da CDE, pagas por agentes que comercializem energia com consumidor final, deverá ser igual para os agentes localizados nos Estados de uma mesma região geográfica, a partir de 1º de janeiro de 2021.
- Art. 6º da MPV altera os §§ 20 e 21 do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, para permitir a introdução de mecanismo competitivo de descontração ou redução da energia contratada, e veda o acesso dos participantes desse mecanismo de descontração à redução nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUST e TUSD). Ainda com relação a essa Lei, a MPV altera o art. 2º-A, § 1º, II, que trata de licitação para a contratação de reserva de capacidade de geração, inclusive da energia de reserva. Esse mesmo assunto é mais detalhado no art. 3º da Lei, que trata da homologação de quantidades de energia contratadas e da relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão o processo licitatório. No art. 3º-A, fica estabelecido que os custos de contratação de reserva de capacidade de geração, inclusive energia de reserva, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica. O art. 4º desse diploma trata da alteração do rol de agentes que integrarão a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e os modos e consequências

de desligamento da CCEE por seus integrantes. Quanto ao art. 4º-A da Lei, a alteração dispõe que a comercialização no ambiente de contratação livre poderá ser realizada mediante a comercialização varejista, e disciplina razões que ensejam o encerramento da representação de consumidores. Também dispõe sobre a suspensão do fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras modeladas sob um varejista, e sobre vedação de se impor ao gerador varejista, ou comercializador varejista, ônus ou obrigações não previstos nos contratos ou regulamento da Aneel.

- Art. 7º da MPV altera o art. 3º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, para introduzir nova forma de valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do Sistema Integrado Nacional (SIN): até 2030, será acrescentado, gradativa e anualmente, parte dos custos de transmissão e dos encargos setoriais.
- Art. 8º da MPV modifica o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, para alterar prazos para licitação e transferência de controle de empresas do setor. No art. 8º-A desse diploma, considera-se que, no caso de insucesso da licitação supra, e visando a continuidade da prestação do serviço, a Aneel autorizará, preferencialmente por meio de processo competitivo simplificado, a prestação do serviço de distribuição, em caráter emergencial e precário.

A exposição de motivos interministerial (EMI nº 00038/2020 MME ME MCTI) que acompanha a MP nº 998/2020, defende que essa procurou, como objetivos, “aliviar o descasamento de receitas enfrentado pelas distribuidoras de energia elétrica em decorrência da queda de mercado e do aumento de inadimplência causados pela Pandemia, preservando, dessa forma, o fluxo de pagamentos do setor elétrico e o consumidor de pressões tarifárias, em 2020”. Para tal, possibilitou a estruturação de operações de crédito financeiro via CONTA COVID, que usa a CDE para destinar e arrecadar recursos. Tendo sido identificados recursos ociosos, ainda não aplicados em projetos de pesquisa, desenvolvimento e eficiência energética, propôs-se direcioná-los à CDE [41].

Adicionalmente, a EMI defende outras medidas trazidas pela MPV: conter aumento de despesas da CDE via racionalização de subsídios por ela suportados; preservar o consumidor em concessões recentemente privatizadas, cuja a sustentabilidade demandará

altos níveis tarifários; preservar a continuidade da prestação do serviço de distribuição em concessões; alocar adequadamente o custo da confiabilidade e segurança do sistema elétrico sobre todo o mercado de energia; e reduzir o risco jurídico da suspensão do fornecimento de energia elétrica em função de inadimplência de consumidores no Ambiente de Contratação Livre – ACL [41].

A EMI considera que algumas das medidas estão aderentes a dispositivos de Projetos de Lei em tramitação no Congresso Nacional, cujo escopo mais amplo demandará maior tempo de debate, não compatível com a urgência necessária para publicação desta MP. Destaca-se ainda a importância de benefícios ambientais ligados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa no setor elétrico e a necessidade de racionalização dos subsídios na CDE, o que justifica alterações nos descontos na Tarifa de Uso da Rede de Transmissão ou de Distribuição (TUST e TUSD), que estarão limitados a novos empreendimentos que atendam a determinadas condições, como prazos de implantação de empreendimentos, mas não afetarão outorgas já emitidas [41].

A EMI também evidencia medida que limita o crescimento de despesas da CDE, mediante mecanismos infralegais de ajuste do nível de contratação das distribuidoras, considerando a sobrecontratação durante a Pandemia. Ressalta que, para atenuar as pressões tarifárias oriundas de distribuidoras recém privatizadas, propõem-se medidas para redistribuição de recursos da CDE: aumentar o limite de reembolso do custo total de geração dos Sistemas Isolados das distribuidoras, mediante a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; retirar a obrigatoriedade de inclusão, em tarifas de distribuidoras privatizadas, da devolução de empréstimos de recursos da RGR; destinar recursos da RGR para o pagamento do valor não depreciado de ativos das distribuidoras da Região Norte que foram privatizadas; e estabelecer o critério geográfico para recolhimento do encargo tarifário da CDE, diferenciando o tratamento para alguns Estados [41].

A MP N° 998 foi transformada na Lei N° 14.120, publicada em 1 de março de 2021. Inicialmente foi publicada com 2 vetos, e em 1 de junho de 2021 apenas 1 veto, referente ao Art. 8º-D da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, foi mantido pela Câmara dos Deputados. Desta forma, destaca-se que não houve alteração substancial da MP N° 998 para a Lei N° 14.120.

Sem dúvida, um dos pontos mais relevantes desta Lei, refere-se a alteração das regras de desconto da Tarifa do Fio (TUSD/TUST) para os empreendimentos de geração. Atualmente, as Usinas de fonte renovável e cogeração qualificada possuem jus ao desconto

na TUSD/TUST. Ocorre que, com as mudanças promovidas pela Lei nº 14.120/2021, os percentuais de redução da Tarifa de Fio serão aplicados somente nos casos a seguir [42]:

- Aos empreendimentos que solicitarem a outorga, no prazo de até 12 meses, contado de 02 de março de 2021 e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 meses da data da outorga;
- Alteração da outorga que resulte no aumento da capacidade instalada desde que no prazo de até 12 meses contados de 02 de março de 2021, e a operação de todas as unidades geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 meses da data de publicação do ato que altera a outorga.

Para os novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30 MW, os descontos serão mantidos em 50% por 5 anos adicionais e em 25% por outros 5 anos desde que (a) permaneçam em operação; e (b) não sejam transferidos para terceiros. Ademais, o desconto na TUSD/TUST não será aplicado aos empreendimentos após o fim do prazo das suas outorgas ou na hipótese de prorrogação [42].

Outro destaque relevante da Lei N° 14.120/2021, é o Artigo n° 1, inciso VI que permite que as concessionárias e as permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão aplicar recursos de eficiência energética para instalar sistemas de geração de energia renovável em edificações utilizadas pela administração pública, quando tecnicamente viável e previamente autorizado pelo ente proprietário do prédio. Outra alteração promovida pela Lei nº 14.120/2021 foi a inclusão do § 3º no art. 1º da Lei nº 9.991/2000, que estabelece que a energia gerada pelo sistema renovável a que se refere o inciso VI deve ser destinada ao atendimento das necessidades do órgão da administração pública instalado na edificação e que eventual excedente de energia elétrica gerado deve ser utilizado para fim de abastecimento, sem ônus, de UC da subclasse residencial baixa renda [43].

### **3.9 Outras leis e resoluções normativas relevantes para a GD**

Esta sessão traz de forma resumida mais algumas leis e normas importantes para o setor de geração distribuída no Brasil.

A Lei N° 10.848 publicada em 15 de março de 2004 dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Nesta lei foram incorporadas as disposições referentes a compra e venda de energia proveniente da geração distribuída. Esta Lei será regulada pela REN N° 1.009/2022 que estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre. Nesta resolução foram estabelecidas as condições para a comercialização de energia elétrica proveniente de geração distribuída.

A portaria MME 65/GM, de 27 de fevereiro de 2018, instituiu os Valores Anuais de Referência Específicos – VRES, regulamentando a previsão do art. 2º-B da Lei 10.848/2004 c/c o art. 15 do Decreto 5.163/2004, que permite que os agentes distribuidores de energia contratem até 10% de sua carga de empreendimentos de geração distribuída, desde que precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição [43].

O Projeto de Lei N° 414/2021 de 10 de fevereiro de 2021 propõe medidas para aprimorar o comércio de energia elétrica, dentre elas busca permitir todos os consumidores tenham acesso ao mercado livre independentemente do nível de tensão, ou seja, consumidores de baixa tensão poderão escolher de quem comprar sua energia, e autoprodutores de baixa tensão poderão vender energia no mercado livre [44].

A REN N° 1.003/2022 atualizou o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET. Este documento consolida a regulamentação dos processos tarifários das distribuidoras de energia elétrica. Este documento trata das revisões tarifárias das distribuidoras, o que impacta diretamente no valor das tarifas de energia, trata das componentes da tarifa de energia, trata dos encargos setoriais, bandeiras tarifárias, cálculo da TUSD, entre outros.

Em 30 de setembro de 2022 o Ministério de Minas e Energia publicou a CP N° 137/2022, que recebeu contribuições para a minuta de portaria prevendo a redução dos limites de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre por parte dos consumidores conectados em baixa tensão. A consulta recebeu contribuições entre 03 de outubro e 03 de novembro de 2022 [45]. A abertura do mercado livre para consumidores de baixa tensão pode influenciar nas condições do mercado de GD. De acordo com a Nota Técnica N° 29/2022/ASSEC do MME, o acesso de todos os consumidores ao mercado livre é imprescindível para a modernização do setor elétrico brasileiro [46]. É importante acompanhar o movimento de abertura do mercado para clientes de baixa tensão para entender os possíveis impactos no mercado da geração distribuída.

### 3.10 Leis e normas sobre tributos

Antes de entender os tributos incidentes no valor pago de energia, é importante entender a composição da tarifa de energia elétrica.

A tarifa é dividida em 2 grupos, a TUSD e a TE.

**TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição:** custos e encargos referentes ao uso do sistema de distribuição de energia elétrica (infraestrutura de transmissão e distribuição).

**TE – Tarifa de Energia:** valor da energia elétrica efetivamente consumida pela UC (custos com a geração de energia).

Cada uma dessas duas parcelas possui subdivisões.

A TUSD contém os custos do transporte da energia, e é composta pelo fio A (custos vinculados à operação e manutenção da rede de transmissão), fio B (custos da utilização da rede de distribuição), perdas (técnicas, não técnicas, receitas irre recuperáveis), encargos.

A TE contém a energia consumida, transporte (ITAIPU), perdas, encargos.

Os encargos setoriais estão definidos no módulo 5 do PRORET e são eles:

Submódulo 5.1 – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC: subsídio para a geração térmica dos sistemas isolados, principalmente da região norte [47].

Submódulo 5.2 – Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas, prover a universalização do serviço de energia e subsidiar a tarifa dos consumidores residenciais de baixa renda [47].

Submódulo 5.3 – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA: Subsidiar as fontes alternativas de energia, em geral mais caras que as fontes convencionais [47].

Submódulo 5.4 – Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER: Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN [47].

Submódulo 5.5 – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE: Prover recursos para o funcionamento da ANEEL [47].

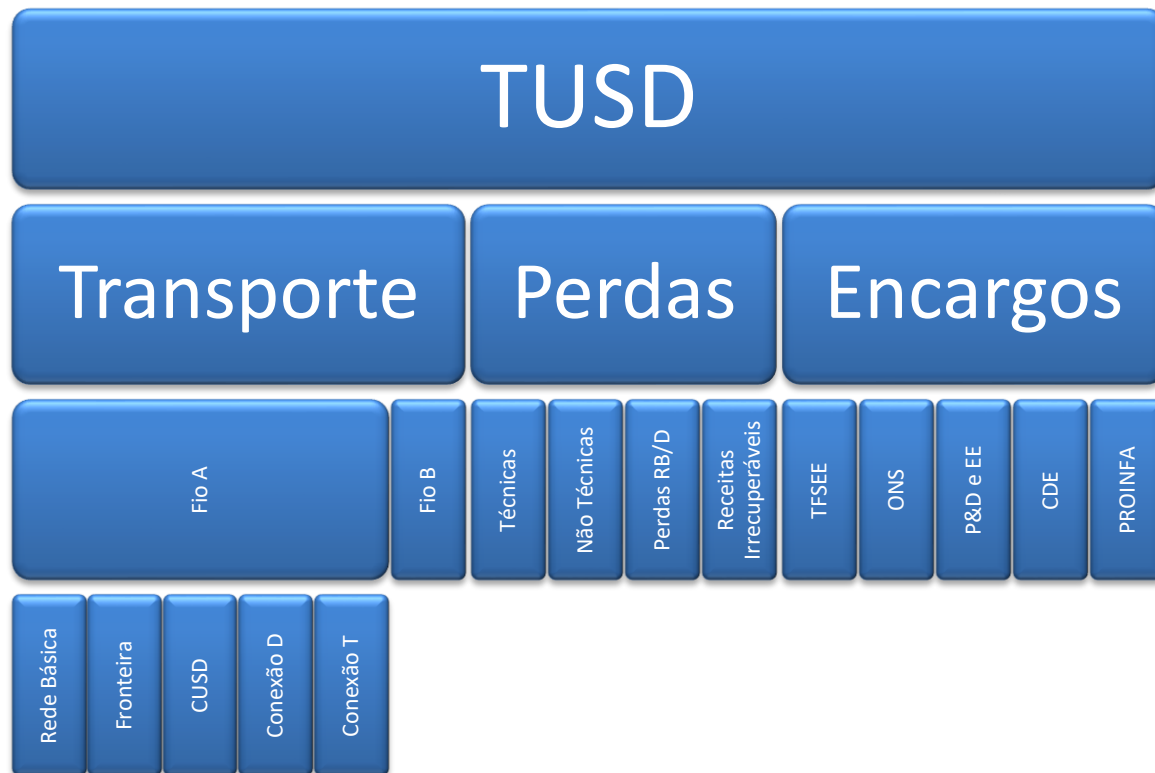
Submódulo 5.6 – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE: Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais [47].

Submódulo 5.7 – Reserva Global de Reversão – RGR: Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do Setor Elétrico [47].

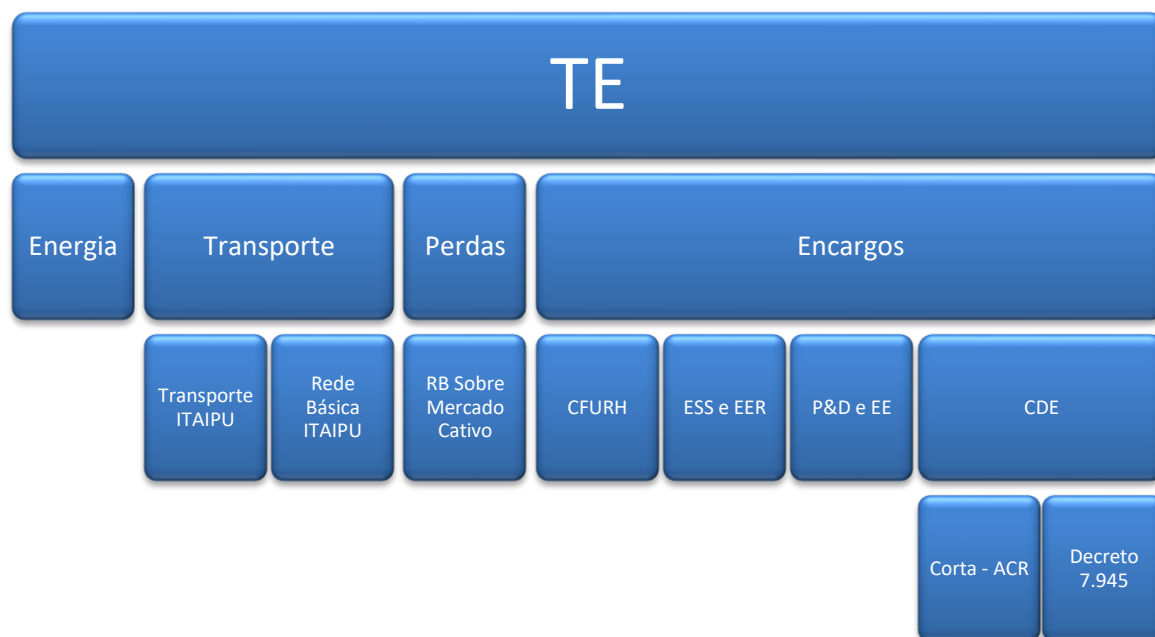
Submódulo 5.8 – Contribuição dos Associados – ONS: Prover recursos para o Operador Nacional do Sistema [47].

Submódulo 5.9 – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH: Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica [47].

A Figura 7 apresenta de forma visual as componentes da tarifa de energia.







**Figura 7 - Componentes da Tarifa de Energia**

Com relação aos impostos, as principais cobranças são relativas ao ICMS e ao Programa de Integração Social (PIS) / Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) [11].

Segundo o Caderno Temático ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída com o foco em Sistema de Compensação de Energia Elétrica, publicado em 2014, os impostos e tributos federais e estaduais arrecadados nas tarifas de energia são competências exclusivamente da Receita Federal do Brasil e da Secretaria de Fazenda Estaduais [11].

Por meio do convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2015, o Conselho Nacional de Políticas Fazendárias (CONFAZ) autorizou que os Estados brasileiros concedessem a isenção do ICMS sobre a energia elétrica fornecida nos termos do sistema de compensação da Resolução Normativa Nº 482/2012. Anteriormente, com o Convênio ICMS nº 6 de 2013, a alíquota do ICMS deveria incidir sobre a energia consumida mensalmente, desconsiderando a compensação de energia elétrica produzida pelo micro ou minigerador [11]. Atualmente, todas as Unidades da Federação aderiram ao Convênio ICMS nº 16/2015, do Confaz. Isso significa que, em teoria, todos os Estados estariam aptos a aplicar a cobrança de ICMS somente sobre a diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada pela micro ou minigeração. Contudo, sabe-se que, em algumas localidades, houve um entendimento de que a cobrança de ICMS sobre a parte relativa à componente TUSD da tarifa de fornecimento se daria sobre todo o montante absorvido

pela UC da rede de distribuição. Tendo em vista que esse entendimento seria restrito somente a uma parcela dos Estados, a ANEEL, na análise da AIR n° 004/2018 optou por considerar que a cobrança do Imposto Estadual se daria sobre a diferença entre consumo e injeção. Caso os agentes tenham informações que permitam evidenciar quais localidades estejam, de fato, aplicando a cobrança de ICMS de maneira diferente, espera-se que essas informações sejam devidamente apresentadas nesta Audiência. No que tange ao caso da minigeração remota, entende-se que, da redação atualmente vigente no Convênio n° 16/2015, a aplicação dos impostos deve obedecer às mesmas premissas do caso local. Sabe-se, todavia, que as minigerações com potência superior a 1 MW e aquelas enquadradas como condomínios ou como geração compartilhada não estariam abarcadas pelo convênio. Para considerar esses efeitos, a AIR n° 004/2018 deveria ser dividida em outras duas modalidades, aumentando consideravelmente sua complexidade. Além disso, mesmo que a análise fosse diferenciada, correr-se-ia o risco de se estabelecer regras diferentes para essas modalidades com o intuito de diminuir distorções criadas pelo modelo tributário. Nesse caso, entende-se que a ação da ANEEL, com o objetivo de não prejudicar o desenvolvimento da geração compartilhada ou dos condomínios, deverá ser no sentido de articular com os órgãos de Fazenda dos Estados de maneira a permitir que o mercado se desenvolva em equilíbrio [48].

Alguns estados possuem legislação específica sobre o ICMS. Nesta dissertação serão citados três estados e suas respectivas legislações.

O estado de Minas Gerais, em 30 de junho de 2017, publicou a Lei N° 22.549 que através do Art. n° 8-C confere isenção de ICMS para a energia fornecida pela distribuidora à UC, para a quantidade correspondente à energia elétrica injetada na rede [49].

O estado do Rio de Janeiro, em 30 de junho de 2020, publicou a Lei N° 8.922, que estabelece a isenção de ICMS seguindo a mesma disposição da Lei mineira N° 22.549. Uma particularidade da lei carioca que a difere da lei mineira está contida no Art. n° 4 que diz que a isenção não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora [50].

O estado do Espírito Santo, em 8 de abril de 2021, publicou a Lei N° 11.253, que criou o Programa de Geração de Energias Renováveis do Espírito Santo – GERAR. A lei estabeleceu a isenção do ICMS, para a energia fornecida pela concessionária no mesmo

montante da energia gerada pela UC, até 31 de dezembro de 2022 [51]. Esta lei também foi inspirada na lei de Minas.

A aplicação da cobrança de PIS/COFINS no Sistema de Compensação obedece ao art. 8º da Lei nº 13.169/2015, de 6 de outubro de 2015. Com isso, ficam reduzidas a zero as alíquotas da contribuição para o PIS e COFINS que incidem sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora, sendo essa correspondente ao que a UC injeta na rede de distribuição mais os créditos de energia ativa originados pela mesma [11]. Por se tratarem de tributos de natureza Federal, sua aplicação é isonômica em todos os Estados [48].

O Artigo nº 28 da Lei nº 14.300 (que será apresentado na sessão 4.2) confere a GD o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI, que é um incentivo fiscal que confere à pessoa jurídica a isenção dos impostos PIS e COFINS na aquisição e importação de bens e serviços para projetos de implantação de obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação [52].

Entretanto, o Ofício Circular nº 0010/2017-SRD/ANEEL, que traz esclarecimentos sobre a REN N° 482, deixa claro que a ANEEL não entendia ser aplicável o enquadramento do REIDI para a GD [52].

Ainda não está definido se a aplicação da isenção trazida pelo REIDI se dará apenas na aquisição dos materiais e serviços para implantação dos projetos de GD ou se será aplicado também nas faturas de energia. A NT N° 0041/2022 não diz nada a respeito do REIDI. Logo, este é um ponto novo e importante trazido pela Lei que ainda será objeto de discussão pelos agentes do setor e principalmente pela ANEEL, pois o entendimento do órgão regulador é de que a GD não se enquadra no REIDI.

Além das isenções de alguns tributos nas faturas de energia, foram concedidos outros benefícios para a GD. A Tabela 6 traz um resumo de alguns benefícios concedidos para os projetos de GD no Brasil.

**Tabela 6 - Incentivos para a GD no Brasil [53].**

<b>Incentivo</b>	<b>Descrição</b>
ProGD	<p>O Ministério de Minas e Energia (MME) lançou em 15 de dezembro de 2015 o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). O Programa tem como objetivo ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia - em especial a solar fotovoltaica. Em 2019 o MME publicou o relatório final do grupo de trabalho do programa ProGD. O relatório está disponível em: <a href="http://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08">http://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08</a></p>
Isenção de IPI	<p>O Decreto N° 7.212 de 15 de junho de 2010 confere isenção de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) para energia elétrica, derivados de petróleo, combustíveis e minerais do País. Além disso, a lei não considera industrialização usinas hidrelétricas e usinas e redes de distribuição de energia elétrica e semelhantes.</p>
Isenção de ICMS	<p>O Convênio ICMS n° 101/97 publicado em 18 de dezembro de 1997, foi renovado pelo convênio n° 156/17 até 31 de dezembro de 2028, e concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica.</p>
Desconto na TUSD/TUST	<p>A Resolução Normativa da ANEEL N° 481/2012 concedeu desconto de 80% na tarifa TUSD/TUST de empreendimentos hidráulicos com potência menor que 1MW e solares com potência menor que 30 MW, que entrassem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 (desconto válido para os primeiros 10 anos de operação da usina). E concedeu desconto de 50% para empreendimentos com entrada em operação comercial após 31 de dezembro de 2017.</p> <p>A REN N° 745/2016 atualizou esta redação para um desconto de 50% na TUSD para empreendimentos hidrelétricos menores que 30 MW e solares menores que 30 MW ou solares menores que 300 MW que sejam vencedores de leilão de energia nova realizados a partir de 1 de janeiro de 2016. O art. 3 desta REN confere isenção de 100% para alguns casos estabelecidos neste artigo.</p>

---

Redução de taxas de importação	<p>A resolução normativa da Câmara de Comercio Exterior CAMAX, N° 64 de 22 de julho de 2015, altera de 15% para 2%, válido até 31 de dezembro de 2016, as alíquotas de imposto de importação incidentes sobre bens de capital destinados a produção de energia solar.</p> <p>Em 19 de novembro de 2021 a CAMEX reduziu: de 12% para 6% a alíquota do imposto de importação de painéis solares, e de 14% para 7% as alíquotas para conversores de corrente contínua de baixa tensão.</p>
Financiamento do BNDES	<p>O art. 5° da Lei N° 13.203 de 8 de dezembro de 2015, permite que o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, conceda financiamentos a taxas diferenciadas para a instalação de sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e para eficiência energética em hospitais e escolas públicos.</p>
PADIS	<p>O Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – PADIS confere um conjunto de benefícios fiscais federais à pessoa jurídica para ampliação de investimento nas áreas de semicondutores e displays, o que inclui células e módulos/painéis fotovoltaicos. As legislações que tratam do PADIS são a Lei n° 11.484/07, o Decreto n° 6.233/07 e a Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil n° 1.976/20, de 18 de setembro de 2020.</p>

---

## Capítulo 4 - Legislação vigente da GD no Brasil

Nos últimos quatro anos ocorreram importantes discussões a respeito do tema da GD no Brasil que trouxeram revisões expressivas tanto na legislação quanto nas resoluções normativas da ANEEL. Este Capítulo apresenta uma análise crítica inédita a respeito das últimas resoluções e principalmente da primeira Lei do Brasil que trata especificamente do tema de GD, utilizando como base apenas as próprias resoluções, a Lei, e os relatórios emitidos pelos órgãos competentes. Até o momento da publicação desta dissertação, não foi encontrada na literatura nenhuma análise deste tipo, sendo esta o primeiro registro acadêmico a respeito da atual revisão da regulamentação da geração distribuída no Brasil e das discussões em torno deste tema.

Desde a publicação da REN N° 482, já era previsto que os incentivos e benefícios concedidos à GD seriam por um tempo determinado, e que posteriormente seriam revisados.

Na época da publicação da REN n° 687/2015 (que revisou a REN n° 482/2012), foi discutida a forma de compensação da energia excedente, ou seja, se a energia gerada na unidade consumidora remota compensaria todas as componentes da tarifa (Tarifa de Energia – TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD), ou se seriam adotadas formas alternativas de compensação (sobre apenas a TE, por exemplo). Na ocasião, a decisão da Diretoria Colegiada da ANEEL foi por manter o modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica na forma originalmente concebida [54].

De acordo com a ANEEL, manter o Sistema de Compensação de Energia conforme instituído na REN n° 482 tem um elevado potencial de impacto. Conforme simulações realizadas pela ANEEL, em 15 anos (até 2035), os demais consumidores que não possuem GD arcarão com cerca de R\$ 55 bilhões (valor acumulado entre 2020 e 2035) referente aos custos das tarifas de geração, transmissão, distribuição e manutenção da rede [54].

Dada a abrangência da REN n° 482/2012 e os impactos que qualquer alteração causaria nos agentes envolvidos (distribuidoras, empresas integradoras, consumidores, fabricantes de equipamentos, pesquisadores, etc.), o processo de revisão da norma previu quatro momentos distintos de amplo debate e participação de todos os interessados: uma Consulta Pública, um Seminário, uma Audiência Pública para discutir o Relatório de AIR

e, já considerando a nova nomenclatura dos processos de participação pública, a realização de uma Consulta Pública para discutir o texto da nova norma [54].

Desta forma, em 2018, a partir da abertura da Consulta Pública nº 10/2018, a ANEEL iniciou as discussões para a revisão do sistema de compensação de energia no Brasil.

A Consulta Pública – CP nº 010/2018 recebeu 1.511 contribuições de 136 interessados, sendo 914 contribuições encaminhadas por 78 agentes pelo endereço eletrônico disponibilizado na CP e 597 sugestões recebidas de 58 interessados pelo formulário eletrônico [54].

Já a Audiência Pública – AP nº 01/2019 recebeu 364 contribuições de 272 interessados, encaminhadas por meio de endereço eletrônico. A AP nº 01/2019 contou com três sessões presenciais em Brasília, São Paulo e Fortaleza, além da realização de um Webinar [54].

Dentre os participantes, tanto da CP nº 010/2018 quanto da AP nº 01/2019, constata-se uma efetiva atuação das associações do setor, além de empresas de integração de GD, universidades, grupos de pesquisa, conselhos de consumidores e consumidores individualmente, fabricantes de equipamentos e distribuidoras de energia elétrica [54].

No entanto, com o acaloramento do debate ao redor do tema, a discussão prevista na agenda regulatória da ANEEL foi interrompida e a definição das regras para a GD no País deixou de ser discutida no âmbito regulatório e foi transferida para o âmbito legislativo [55].

Diante desse cenário, no final de 2020, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) apresentou diretrizes para a formulação e implementação de políticas públicas voltadas à Micro e Minigeração Distribuída no Brasil. As principais diretrizes indicam o acesso não discriminatório à rede das distribuidoras, segurança jurídica e regulatória aos consumidores, prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores com GD e um processo gradual de transição entre as regras atuais e as novas regras a serem implementadas [55].

A partir das diretrizes do CNPE, em agosto de 2021 foi aprovado na Câmara dos Deputados por quase unanimidade o Projeto de Lei (PL) Nº 5829/2019 que criou o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída. Após passar pelo Senado e sanção presidencial, o PL tornou-se a Lei Nº 14.300, publicada em 06 de janeiro de 2022, mantendo praticamente a mesma redação do PL aprovado anteriormente na Câmara [55].

## 4.1 Resoluções normativas 950, 956 e 1.000 de 2021

Em 2021 foram publicadas três resoluções normativas da ANEEL que impactam de forma relevante as empresas de energia e os consumidores. Foram estas a REN N° 950, N° 956 e N° 1.000.

A REN N° 950 foi publicada em 23 de novembro de 2021 e estabelece regras para o acompanhamento e a fiscalização dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica. Abaixo, destaca-se pontos relevantes dessa resolução [56]:

- Art. 3 determina os critérios para definir os consumidores que tem direito ao acesso gratuito ao serviço público de distribuição de energia elétrica.
- Art. 4 determina os consumidores que tem direito a instalação gratuita do padrão de entrada, do ramal de conexão e das instalações internas da UC.
- Estabelece as regiões consideradas universalizadas.
- Trata do Programa Mais Luz para Amazônia, estabelecido pelo Decreto N° 10.221/2020.
- Penalidades para as distribuidoras que não cumprirem as metas de universalização.

A REN N° 956 foi publicada em 7 de dezembro de 2021 e foi responsável pela atualização dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, e revoga as Resoluções Normativas N° 395, de 15 de dezembro de 2009, N° 424, de 17 de dezembro de 2010 e N° 432, de 5 de abril de 2011 [57].

O PRODIST foi reduzido de 74 páginas para 37 páginas. Essa redução não ocorreu porque houve uma redução dos procedimentos de conexão, mas sim porque grande parte desses procedimentos foram transferidos para a REN N° 1.000, que será tratada no próximo parágrafo [58].

A Resolução Normativa ANEEL n° 1.000/2021, publicada em 7 de dezembro de 2021 [59], estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Entrou em vigor em 3 de janeiro de 2022 e revogou a Resolução Normativa n° 414/2010 e outras 60 resoluções anteriores que tratavam sobre o tema. A REN N° 1.000 é complementada pelo PRODIST [31].

A Resolução N° 1.000 estabelece os direitos e deveres do consumidor e demais usuários do serviço, tratando de temas como conexão, contratos, tarifa social, medição, faturamento, suspensão, serviço de atendimento ao consumidor (SAC), fornecimento para



iluminação pública, ressarcimento de danos, procedimentos irregulares e veículos elétricos [31].

A REN N° 1.000 já está em vigor, porém possui alguns pontos que só entrarão em vigor em 2023 e em 2024, como por exemplo o aumento do valor da compensação financeira a ser feita pelas distribuidoras ao consumidor em caso de descumprimento de prazos, que passa a vigorar em 2023. Outro exemplo é a simplificação dos prazos para a conexão à rede que vale a partir de abril/2022 para o Rio de Janeiro e São Paulo, em 2023 para outras capitais e 2024 para demais municípios [58] [60].

Abaixo, destacam-se alterações importantes trazidas pela REN N° 1.000:

- A concessionária não poderá cobrar antigos débitos de um imóvel do novo ocupante, o débito fica vinculado ao CPF/CNPJ e não ao imóvel [58].
- Estabelecimento de um prazo para troca de titularidade de 3 dias úteis para região urbana e 5 dias úteis para área rural [58].
- Redução do prazo para emissão da informação de acesso, de 60 para 30 dias [58].
- Unificação da etapa de vistoria e instalação do sistema de medição [58].
- Prazo de 5 anos para o consumidor solicitar ressarcimento de danos a equipamentos. Caso o pedido seja realizado dentro de 90 dias, o procedimento para o ressarcimento será simplificado [60].
- Devolução em dobro para cobranças feitas de forma indevida pela distribuidora [60].
- Redução de juros na quitação antecipada de débitos [60].
- Vedação de corte de energia nos finais de semana e feriados [60].
- A distribuidora deve avisar ao consumidor o dia que será realizado o corte de energia [60].
- Aumento do valor da compensação financeira que a distribuidora deverá pagar ao consumidor caso não cumpra os prazos estabelecidos [60].
- Novas possibilidades de atendimento, incluindo videochamada nos postos presenciais, internet, chat, e-mail e reclamação na plataforma Consumidor.gov do Ministério da Justiça. cuja adesão será obrigatória para todas as distribuidoras. A geração de protocolo será obrigatória em todos os canais de atendimento. Em caso de autoatendimento, todos os serviços

oferecidos serão gratuitos. Na ligação telefônica, a distribuidora não pode finalizar a chamada antes de concluir o atendimento. [60].

Uma outra novidade trazida pela REN N° 1.000 foi a revisão e alteração de alguns termos relacionados a GD. A alteração mais relevante foi a terminologia “Informação de Acesso” que foi substituída por “Orçamento Estimado”, o “Parecer de Acesso” por “Orçamento de Conexão”. Já os termos como “solicitação de acesso” ou “solicitação de conexão”, dispostos na Lei, foram padronizados como “solicitação de orçamento de conexão”. Tudo isso com fundamento na terminologia presente no Código de Defesa do Consumidor - CDC (art. 39, VI e art. 40), na Lei n° 14.133/2021 (Lei de Licitações e Contratos Administrativos) e no Decreto n° 7.983/2013 (que trata de orçamentos para obras e serviços de engenharia). Assim, as etapas de "consulta/informação de acesso" e "solicitação/parecer de acesso " continuam existentes na regulação vigente, mas com uma nova terminologia, resultado da escolha de termos de utilização mais comuns no Brasil, conforme exigência do art. 11 da Lei Complementar n° 95/1998 e do art. 14, II, do Decreto n° 9.191/2017 [61].

## **4.2 Lei n° 14.300/2022**

A compensação integral de créditos de energia, conforme instituída pela REN N° 482 e revisada pela REN N° 687, foi fundamental para o sucesso da micro e minigeração distribuída no Brasil. O formato original do sistema de compensação de energia estabeleceu que a energia injetada seria utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias). Ocorre que as distribuidoras e alguns consumidores alegam que o Sistema de Compensação de Energia Elétrica conforme instituído pela REN n° 482 não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, transferindo custos aos demais usuários que não optaram por instalar geração própria. De outro lado, instaladores e consumidores interessados em geração própria ressaltam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, de modo a permitir a consolidação do mercado [48].

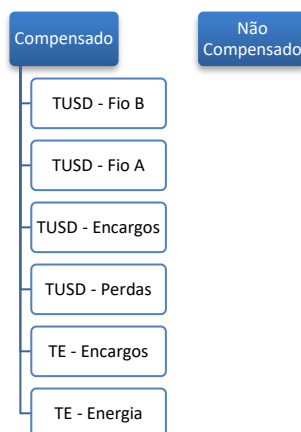
Diante disto, a ANEEL se propôs a revisar a REN N° 482 de forma a rever o sistema de compensação de energia. Desta forma, em 30 de maio de 2018, a ANEEL abriu a consulta pública N° 010/2018 a fim de obter subsídios ao aprimoramento das regras

aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012. [48].

A partir da consulta, a ANEEL emitiu a Análise de Impacto Regulatório (AIR) N° n° 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL [48] que aponta soluções para o crescimento sustentável da GD no país.

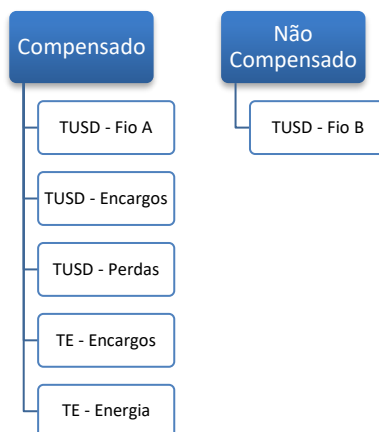
A AIR pesquisou diferentes alternativas para a mudança no sistema de compensação de energia elétrica. Elas se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, considerando diferentes componentes da tarifa de fornecimento. As alternativas são [62]:

- Alternativa 0: O sistema continua conforme instituído na REN N° 482. Ou seja, o consumidor injeta energia excedente na rede e posteriormente pode utilizar o mesmo quantitativo (limitado a 60 meses), conforme ilustrado na Figura 8. Ou seja, a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE [48]. Para melhor compreensão das componentes da tarifa, consultar a sessão 3.10.



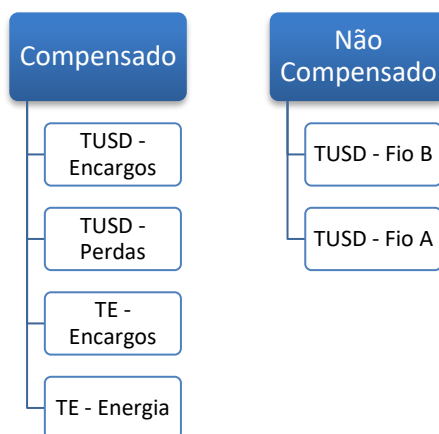
**Figura 8 - Valoração dos créditos de energia proposto pela alternativa 0.**

- Alternativa 1: O prossumidor paga pelo valor correspondente ao transporte na distribuição da energia que foi consumida, conforme ilustrado na Figura 9. Considerando uma média nas tarifas de energia do Brasil atualmente, isto representa cerca de 28% do valor do quilowatt-hora utilizado [62]. Ou seja, a componente “Transporte Fio B” incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede [48].



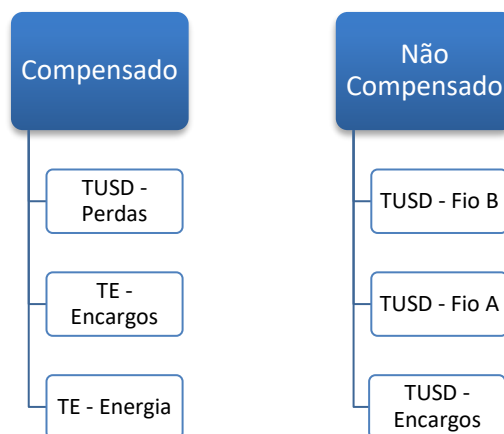
**Figura 9 - Valoração dos créditos de energia proposto pela alternativa 1.**

- Alternativa 2: o prossumidor passa a pagar por todo o transporte, na distribuição e na transmissão, pelo valor que for consumido, conforme ilustrado na Figura 10. Isto equivale, em média, a 34% do valor do quilowatt-hora utilizado [62]. Ou seja, as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede [48].



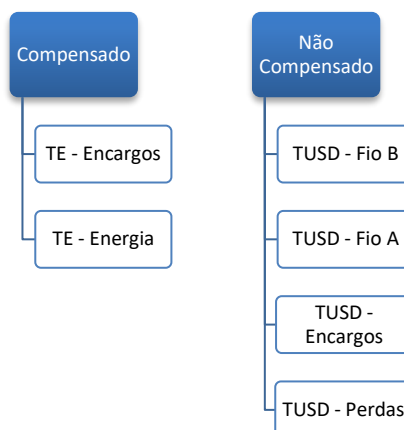
**Figura 10 - Valoração dos créditos de energia proposto pela alternativa 2.**

- Alternativa 3: O prossumidor paga a parcela do transporte e dos encargos, conforme ilustrado na Figura 11. Isto corresponde na média a um total de 41% do valor do quilowatt-hora utilizado [62].



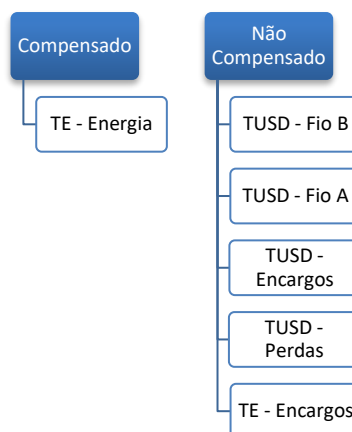
**Figura 11 - Valoração dos créditos de energia proposto pela alternativa 3.**

- Alternativa 4: Além de pagar o previsto na alternativa 3, o prossumidor também paga pelas perdas que acontecem no transporte da energia, conforme ilustrado na Figura 12. Isso representa cerca de 49% do quilowatt-hora utilizado [62].



**Figura 12 - Valoração dos créditos de energia proposto pela alternativa 4.**

- Alternativa 5: O prossumidor paga por todas as componentes tarifárias, com exceção da parcela correspondente à compra de energia, que é paga apenas pelo valor líquido da energia que é consumida ao final do mês, conforme ilustrado na Figura 13. Isso equivale ao pagamento de aproximadamente 63% do valor do quilowatt-hora consumido [62].



**Figura 13 - Valoração dos créditos de energia proposto pela alternativa 5.**

A AIR emitida pela ANEEL levou em consideração o impacto de cada uma dessas alternativas no retorno do investimento de quem adere à micro e mini GD. Também foi levado em consideração que a atratividade do investimento na GD depende de outros fatores como a incidência de impostos e a coincidência entre o consumo e a geração de energia [62].

A AIR também levou em conta outros fatores como a redução do mercado da distribuidora, o que diminui a remuneração da concessionária e pode se traduzir como um custo para os demais consumidores. Também considerou que a GD traz benefícios como geração descentralizada, diminuição de perdas de distribuição e de transmissão, maior disponibilidade de energia para ser entregue aos demais consumidores. Além disso, existem benefícios potenciais, ou seja, benefícios que não se pode valorar, como por exemplo a geração de empregos e a redução de gás carbônico [62].

Os resultados da AIR mostram que, para o caso da micro e minigeração local (compensação integral dos créditos no mesmo endereço onde a energia é gerada), a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos elevados para os consumidores que optarem por não instalar geração própria. Contudo, os cálculos apontam que seria possível manter a Alternativa 0 até que o mercado de micro e minigeração distribuída (GD) local se consolide, com a instalação de 3,365 GW em todo país para, em seguida, alterar o Sistema de Compensação de modo a que a TUSD Fio B deixe de ser compensada (Alternativa 1). No cenário proposto pela AIR, estima-se que seria atingida a marca de 17 GW de micro e minigeração local em 2035, implicando na redução de quase 60 milhões de toneladas de  $CO_2$  e na geração de cerca de 433 mil empregos [48].

Já no que tange à geração instalada em unidades consumidoras para compensação remota, os cálculos da AIR mostram que a manutenção das regras atualmente vigentes por um longo prazo pode levar a custos de mais de 68 bilhões de reais para os usuários. Esses custos seriam reduzidos em 98% com a adoção da Alternativa 3 a partir de 2020. Contudo, para evitar que houvesse uma interrupção no desenvolvimento do mercado, foi analisado um cenário de transição que permitiria a manutenção das regras atualmente vigentes por mais alguns anos, alterando a forma de compensação para a Alternativa 1 quando o mercado estivesse mais consolidado (na marca da 1,25 GW de potência no país) e, em um segundo momento (quando a GD remota representasse 2,13 GW), passaria a ser aplicada a Alternativa 3. Esse cenário, em que pese sua maior complexidade operacional, permitiria a evolução gradual do mercado de geração distribuída, com impactos reduzidos para os demais consumidores [48].

Em resumo, a estratégia apresentada pela AIR permitiria que o mercado de geração distribuída se desenvolvesse (chegando a 1,25 GW de sistemas remotos e a 3,365 GW de sistemas de compensação local antes de qualquer mudança das regras atualmente vigentes), alcançando quase 22 GW em 2035, o que representa mais que a potência instalada das usinas hidrelétricas de Itaipu Binacional, Santo Antônio e Jirau juntas. Isso equivale a mais de 13% da capacidade de geração total instalada no país atualmente, com redução de emissão de  $CO_2$  da ordem de 74 milhões de toneladas e com uma geração estimada de quase 550 mil empregos no período analisado [48].

Portanto, observa-se que a proposta da ANEEL prevê um período de transição, não ocorrendo uma alteração abrupta entre o modelo atual e o novo modelo de compensação. A AIR mostra detalhes da pesquisa e das contribuições dos agentes e da sociedade. Descreve os problemas regulatórios, traz um comparativo com o cenário internacional e um descritivo detalhado de cada uma das alternativas e seus impactos do ponto de vista das distribuidoras e também do ponto de vista dos consumidores com e sem GD. Para o entendimento completo do tema indica-se a leitura na íntegra da AIR conforme referência [48].

Para coletar opiniões sobre os pontos apresentados pela AIR, a ANEEL abriu a audiência pública (AP) N° 001/2019. A primeira fase da consulta pública vigorou de 23 de janeiro de 2019 a 9 de maio de 2019.

Após a AP N° 001/2019 a ANEEL emitiu uma nova AIR N° 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, atualizando a AIR N° 004/2018 [54].

Os resultados da AIR N° 003/2019 mostram que, para o caso da micro e minigeração local (compensação integral dos créditos no mesmo endereço onde a energia é gerada), a manutenção das regras atuais indefinidamente pode levar a custos elevados para os consumidores que não instalem geração própria (custos da ordem de R\$ 23 bilhões, acumulados no período entre 2020 e 2035, referentes aos sistemas instalados nesse período). Contudo, os cálculos apontam que a aplicação da Alternativa 2 quando iniciada a vigência da nova norma, e a posterior aplicação da Alternativa 5 quando atingida a potência instalada de aproximadamente 5,9 GW em todo o país, resultariam em 11,7 GW instalados até 2035, com uma redistribuição de custos aos demais agentes da ordem de R\$ 1 bilhão no período de análise (sendo que cerca de 90-95% desse valor é arcado pelos demais usuários da rede e o percentual restante pela distribuidora). Por outro lado, no cenário proposto, há indícios otimistas de que o setor elétrico tenha um Valor Presente Líquido – VPL positivo, diante dos potenciais benefícios da GD [54].

No que tange à geração instalada em unidades consumidoras para compensação remota, os cálculos da AIR mostram que a manutenção da regra atualmente vigente para o Sistema de Compensação de Energia, associada à nova proposta de contratação do uso da rede levada para Consulta Pública que será instaurada, pode levar a custos de mais de R\$ 32 bilhões para os demais usuários (valores acumulados no período entre 2020 e 2035, referentes aos sistemas instalados nesse período). A postergação da aplicação da Alternativa 5 não se mostrou viável nos cenários simulados, indicando a necessidade de sua aplicação já no início da vigência da revisão da norma [54].

Em resumo, a estratégia apresentada nesta AIR permitiria que o mercado de geração distribuída se desenvolvesse de forma sustentável, alcançando quase 12 GW em 2035, reduzindo de R\$ 55 bilhões para R\$ 1 bilhão os custos a serem redistribuídos aos demais usuários no período entre 2020 e 2035, com altas chances de que os benefícios potenciais da micro e minigeração sejam revertidos para sociedade (VPL positivo para o setor) [54].

A Tabela 7 apresenta de forma resumida as diferenças nas considerações da AIR N° 004/2018 fruto da consulta pública N° 010/2018 e da AIR N° 003/2019 fruto da audiência pública N° 001/2019.



Tabela 7 - Tabela comparativa entre as AIRs.

	AIR N° 004/2018	AIR N° 003/2019
<b>Caso da micro e minigeração local</b>	Manter a Alternativa 0 até que o mercado de GD local se consolide, com a instalação de 3,365 GW em todo o país. Após esta marca, alterar o Sistema de Compensação para a Alternativa 1 de modo a que a TUSD Fio B deixe de ser compensada.	Aplicação da Alternativa 2 quando iniciada a vigência da nova norma, e a posterior aplicação da Alternativa 5 quando atingida a potência instalada de aproximadamente 5,9 GW em todo o país.
<b>Caso da micro e minigeração para compensação remota</b>	Manter as regras atualmente vigentes até que a GD remota atingisse 1,25 GW de potência no país. Após isso, aplicar a Alternativa 1 até que a GD remota representasse 2,13 GW. Na sequência, aplicar a Alternativa 3.	Aplicação da Alternativa 5 no início da vigência da revisão da norma.
<b>Resumo</b>	Em resumo, a estratégia apresentada nesta AIR permitiria que o mercado de geração distribuída se desenvolvesse (chegando a 1,25 GW de sistemas remotos e a 3,365 GW de sistemas de compensação local antes de qualquer mudança das regras atualmente vigentes), alcançando quase 22 GW em 2035.	Em resumo, a estratégia apresentada nesta AIR permitiria que o mercado de geração distribuída se desenvolvesse de forma sustentável, alcançando quase 12 GW em 2035, reduzindo de R\$ 55 bilhões para R\$ 1 bilhão os custos a serem redistribuídos aos demais usuários no período entre 2020 e 2035, com altas chances de que os benefícios potenciais da micro e minigeração sejam revertidos para sociedade.

A consulta pública N° 025/2019 instaurou a segunda fase de contribuições que ocorreu entre 17 de outubro de 2019 a 30 de dezembro de 2019. Em 07 de novembro de 2019, foi realizada a reunião presencial da audiência pública n° 40/2019, em Brasília. Em 30 de março de 2021, foi emitida a Nota Técnica da ANEEL N° 0030/2021, que apresentou a análise das contribuições da CP n° 25/2019, com proposta de revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

Em paralelo às consultas públicas da ANEEL, alguns eventos importantes ocorreram no âmbito legislativo e que tiveram impacto direto para a revisão das normativas referentes à GD.

Em março de 2019 o Tribunal de Contas da União publicou um relatório de auditoria, com a avaliação das políticas públicas de inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira (relatório N° TC 008.692/2018-1). Neste relatório, o TCU afirma que inexistem diretrizes explícitas para guiar políticas públicas acerca dos rumos desejáveis para a GD no Brasil [43].

O TCU deixou claro que não é de sua competência apontar as diretrizes a serem adotadas pelo governo como referências para guiar diferentes políticas públicas, mas indicou que a definição de tais diretrizes é imprescindível e que, de acordo com o inciso IV do art. 2° da Lei 9.478/1997, é de competência do CNPE a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas e portanto, entende-se que o referido Conselho é o órgão adequado para definir as diretrizes políticas para a mini e micro geração distribuída [43].

O TCU propôs determinar ao CNPE que, em um prazo de 90 (noventa) dias, apresentasse um plano de ação visando estabelecer diretrizes nacionais para a GD, sugerindo que nesse instrumento fossem consideradas as conclusões da AP n° 001/2019 da ANEEL [43].

Além disso, destacou a oportunidade de se definirem essas diretrizes políticas com celeridade, pois a ANEEL pretendia revisar a regulamentação concernente à GD até o fim de 2019 e as referidas diretrizes poderiam, portanto, auxiliar a Agência quanto ao tratamento tarifário a ser dado à energia oriunda dessa modalidade de geração, especialmente no que tange ao sistema de compensação de energia, visto que, a depender da sistemática adotada, pode-se incentivar muito ou pouco o desenvolvimento da GD, ou mesmo inibi-lo [43].

Em 9 de dezembro de 2020, foi publicada a Resolução N° 15 do CNPE, que estabeleceu diretrizes para políticas públicas voltadas à micro e mini GD. Destacam-se as seguintes diretrizes [63]:

- Acesso não discriminatório do consumidor às redes das distribuidoras para fins de conexão de GD;
- Segurança jurídica e regulatória, com prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem GD;

- Alocação dos custos de uso da rede e dos encargos previstos na legislação do Setor Elétrico, considerando os benefícios da micro e mini GD;
- Transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública, com definição de agenda e prazos de revisão das regras para a GD;
- Gradualidade na transição das regras, com estabelecimento de estágios intermediários para o aprimoramento das regras para micro e mini GD.

No âmbito legislativo, em novembro de 2019, foi apresentado o Projeto de Lei N° 5829/19, de autoria do Deputado Silas Câmara do partido Republicanos, do estado do Amazonas, propondo a criação do marco legal da micro e mini GD.

Em 10 de dezembro de 2020, foi designado o relator do Projeto de Lei N° 5829/19, o deputado Lafayette de Andrada, do partido Republicanos, do estado de Minas Gerais. Ao todo, o texto tramitou por dois anos no Congresso e sofreu diversas alterações, até se estabelecer um consenso entre os diferentes agentes do setor elétrico. A proposta final foi aprovada no Senado e na Câmara dos Deputados em dezembro de 2021 e sancionada pelo presidente da República em janeiro de 2022, convertendo o PL N° 5829/19 na Lei N° 14.300 [64].

Inicialmente a Lei n° 14.300 foi sancionada com dois vetos do presidente. Em votação no dia 14 de Julho de 2022, o Congresso Nacional derrubou o Veto N° 9/2022, do presidente. Com a derrubada do veto, será possível a inclusão dos projetos de mini e microgeração de energia distribuída no Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). Também foi derrubado o veto à permissão de classificar como mini ou microgeradores as unidades flutuantes de geração fotovoltaica instaladas sobre lâminas d'água [65].

A Lei N° 14.300 representou um importante avanço para o setor de geração distribuída no Brasil. Esta é a primeira lei que regula a GD no Brasil, conferindo uma segurança jurídica para os agentes deste setor e para os consumidores com GD. Antes desta Lei, apenas existiam resoluções normativas do órgão regulador. Apesar do cumprimento das disposições das resoluções normativas serem de caráter obrigatório, a força da lei é maior do que a força das resoluções normativas. Portanto, de fato a Lei N° 14.300 representa um marco na história da geração distribuída no Brasil.

Denominada de marco legal da geração distribuída, essa lei abrange praticamente todos os temas referentes a GD, instituindo desde os processos e documentos necessários para solicitar a conexão da GD junto às concessionárias, até o processo de valoração dos créditos de energia, prazos, etc. Algumas disposições já existiam nas resoluções normativas, outras foram alteradas e novas disposições foram instituídas também.

Um fato importante que vale destacar sobre a Lei N° 14.300 é que várias disposições da lei entrarão em vigor de forma escalonada. Um dos exemplos, é a nova tarifação da GD, tema este que vem causando grande polêmica entre os agentes do setor. Para esta e algumas outras disposições, ainda permanecem as regras atualmente vigentes para as centrais geradoras existentes na data de publicação da Lei e para aquelas que protocolarem a solicitação de orçamento de conexão à distribuidora em até 12 meses após a sua publicação. As novas disposições passam a valer em datas especificadas em cada um dos artigos e parágrafos específicos, e ela passa a valer de forma integral para todas as unidades consumidoras (UCs) a partir de 31 de dezembro de 2045.

Outro fator de destaque está contido no artigo 30 da Lei, que estabeleceu um prazo de 180 dias, contados da sua publicação, para a ANEEL adequar seus regulamentos. Desta forma, em 14 de junho de 2022 a ANEEL publicou a nota técnica (NT) N° 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL sugerindo refazer uma proposta normativa, agora considerando a atualização legislativa, conforme o prazo da Lei. Ainda que as discussões relacionadas ao tema já tenham sido objeto de diversos processos de participação pública, e ainda que a Lei seja bem detalhada, o órgão regulador sugere a realização de mais uma etapa de participação pública, contemplando tanto o mérito quanto o texto do regulamento em discussão. Para isso, a ANEEL abriu em 27 de outubro de 2022 a Consulta Pública N° 50/2022 para coletar propostas para regulamentar os aspectos econômicos da Lei N° 14.300. Ou seja, o escopo do processo se limita às normas referentes ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e aos microgeradores e minigeradores distribuídos, portanto não se refere regulamentar todo o conteúdo da Lei n° 14.300/2022. Os outros temas trazidos pela Lei serão oportunamente tratados pela ANEEL [61].

A seguir, será feita uma análise da Lei N° 14.300, destacando as principais alterações e novas disposições da Lei, tendo como base a própria lei e também a nota técnica da ANEEL N° 0041/2022, que contém as propostas para a regulamentação dos temas tarifários da Lei. Até o momento da publicação desta dissertação, não foram

encontradas outras referências na literatura que tratem dessa questão, portanto este é o primeiro registro no âmbito acadêmico que contém uma análise detalhada desta Lei, trazendo como contribuição uma análise crítica da Lei, do ponto de vista da engenharia.

A primeira novidade trazida pela Lei foi atrelar o conceito de fontes despacháveis à GD. Uma central geradora é considerada despachável quando seu combustível, originário de fontes primárias (energia hidráulica, solar, eólica, biomassa etc.) ou secundárias (eletricidade, biogás etc.), pode ser armazenado para a produção de energia em determinados momentos, seja por solicitação do operador da rede (ONS ou distribuidora), ou por razões comerciais. Para fins de aplicação do SCEE, as fontes despacháveis estão restritas às fontes hídrica, biomassa, biogás, solar fotovoltaica e centrais com cogeração qualificada. Para o caso da fonte solar fotovoltaica, que tem a natureza intermitente, deve-se associá-la a um sistema de baterias com capacidade mínima de armazenamento igual a 20% da capacidade de geração mensal da central geradora. Assim, seguindo o conceito trazido pela Lei, será possível incluir a fonte solar no rol de fontes despacháveis. No item III.8 da NT n° 041/2022 está descrita a proposta de cálculo da capacidade dos sistemas de armazenamento para fins de enquadramento como micro e minigeração distribuída como fonte despachável [61].

Com relação aos limites de potência instalada para o enquadramento como minigeração distribuída, a Lei instituiu que o limite está diretamente relacionado se a fonte é despachável ou não. As centrais geradoras despacháveis podem ter até 5 MW, exceto a fonte solar com baterias, cujo limite foi fixado em 3 MW, que é o mesmo limite para fontes não despacháveis, que são as fontes não citadas no inciso IX do art. 1° da Lei. O novo limite para geração com fonte solar ficou menor do que o limite previsto na REN N° 687/2015 que estabeleceu um limite máximo de 5 MW para esta fonte. Vale ressaltar que os novos limites de potência instalada não afetam as centrais geradoras existentes na data de publicação da Lei e aquelas que protocolarem a solicitação de orçamento de conexão à distribuidora em até 12 meses após a publicação da Lei. Assim, para esses casos, permanece o limite de 5 MW até 31 de dezembro de 2045 [61].

Outro conceito evidenciado de forma mais clara a partir da Lei, foi a definição da modalidade de geração compartilhada. A Lei estabeleceu as formas de associações permitidas, possibilitando, além dos consórcios e cooperativas, o condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil, desde que instituída

para esse fim. Nesse contexto, a Lei ampliou o escopo das formas de associações que podem participar da modalidade de geração compartilhada [61].

O caput do art. 2º da Lei trouxe inovações ao permitir que sistemas com armazenamento de energia e sistemas híbridos (com mais de uma fonte de energia) possam solicitar o orçamento de conexão junto à distribuidora, desde que sejam observadas a regulação da ANEEL. Vale ressaltar que a modalidade híbrida não abre espaço para utilização de fontes não renováveis (exceto cogeração qualificada). Os cálculos propostos para o dimensionamento do sistema de armazenamento estão detalhados nos tópicos III.8 e III.9 da NT N° 041/2022 [61].

O Artigo 2º, parágrafo § 2º, determina que para realização de solicitações de acesso de uma unidade consumidora nova com GD, as distribuidoras deverão efetuar concomitantemente a solicitação de conexão de uma nova UC e a solicitação de parecer de acesso [9]. Esta nova determinação concede celeridade ao processo visto que anteriormente eram processos separados, sendo necessário primeiramente o processo de instalação de UC e somente após a UC instalada, a entrada da solicitação de parecer de acesso para a GD.

O Artigo 2º, parágrafo § 3º, determina que a ANEEL deve estabelecer um formulário padrão para solicitação de acesso para GD, juntamente com os documentos pertinentes, não cabendo a distribuidora solicitar documentos adicionais além dos indicados no formulário padrão. Além disso, a distribuidora deverá disponibilizar ao acessante todas as informações necessárias para elaboração dos projetos que compõem a solicitação de acesso [9]. Esta disposição é muito importante e representa um avanço rumo a padronização do processo nas distribuidoras, pois até o momento cada concessionária estabelecia seu próprio formulário e exigia documentos distintos para o processo.

O Artigo 4º instituiu uma novidade no setor, que é a obrigatoriedade da apresentação da garantia de fiel cumprimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW. Ficam dispensadas da apresentação da garantia as centrais menores do que 500 kW de potência instalada e as centrais enquadradas na modalidade de geração compartilhada. A garantia deve permanecer em vigor até 30 dias após a conexão do empreendimento e só será executada pela distribuidora nos casos em que o solicitante desistir do processo após 90 dias da emissão do parecer. Os valores referentes à execução da garantia de fiel cumprimento devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária. A Lei determinou que as condições para execução da garantia bem como o funcionamento da restituição dos valores da garantia serão definidos pela ANEEL [9].

O valor que a garantia de fiel cumprimento deve considerar como base não está definido de forma clara na Lei. Desta forma, a NT N° 0041/2022 diz que foram consideradas três opções para discussão de qual valor será utilizado como base para o cálculo da garantia: (i) definição de um valor regulatório; (ii) utilização do valor declarado pelo interessado; ou (iii) mesclar as duas alternativas anteriores, estabelecendo o valor regulatório como um piso. A opção escolhida foi a utilização de um valor regulatório como estimativa do investimento realizado, correspondente à potência instalada da usina multiplicada por um preço de referência. A ANEEL propôs utilizar os valores de CAPEX referência do Plano Decenal de Expansão publicado anualmente pela EPE [61].

A instituição do pagamento da garantia de fiel cumprimento é uma das medidas que visa diminuir a grande quantidade de consultas de acesso e pareceres de acesso que sobrecarregam as equipes da distribuidora.

A NT n° 041/2022 prevê que o valor da garantia que não for executada deverá ser restituído ao interessado, tendo seu valor corrigido pelo IPCA [61]. Esta correção monetária irá prejudicar as distribuidoras que não possuem um processo consolidado de gestão financeira, pois terão que devolver um valor maior do que o valor recebido como garantia.

Outra medida que visa limitar a quantidade de solicitações de parecer é trazida pelo artigo 6° que deixa expressamente proibida a venda do parecer de acesso. A comercialização das condições do parecer de acesso (orçamento de conexão) tem sido recorrente e se intensificado nos últimos anos [61].

Notadamente nas regiões mais saturadas com geração distribuída, a exemplo do estado de Minas Gerais, houve atuação de agentes que solicitaram inúmeros pareceres de acesso sem concretizar a conexão posteriormente. Muitos desses agentes não estavam interessados, legitimamente, na busca por melhores pontos de conexão para implantar seus empreendimentos, mas sim em identificar esses pontos para vender o direito de conexão a terceiros. Ocorre que a identificação desses pontos se materializa por meio de inúmeros pleitos de conexão, várias vezes atingindo centenas de pedidos, sem que haja real intenção do solicitante em se conectar. O resultado é a sobrecarga de trabalho as equipes da distribuidora para dar vazão a esses pleitos. Adicionalmente, a ação relatada acaba por prejudicar os investidores e consumidores que, efetivamente, queiram se conectar. Como as solicitações ficam em uma “fila”, e é necessário aguardar o prazo de caducidade dos pareceres de acesso já emitidos para dar a vez a interessados que efetivamente queiram se

conectar [61]. Portanto, tanto a exigência da garantia de fiel cumprimento quanto a proibição de venda de parecer de acesso são medidas que visam mitigar os efeitos negativos descritos anteriormente.

O Artigo nº 8 determina que deve ser calculada a participação financeira da concessionária e do consumidor gerador nos custos das obras de adequação da rede para conexão da GD. Porém o parágrafo § 6º desse mesmo artigo determina que para a conexão da micro GD os custos serão integralmente arcados pela distribuidora [9].

O Artigo nº 10 da Lei Nº 14.300 explicita a proibição da venda de energia em formato de arrendamento ou aluguel de terrenos, lote e propriedades quando o valor do aluguel for variável, calculado a partir da quantidade de energia gerada. A venda de energia é proibida por se tratar de uma concessão, sendo regulada pela Lei Nº 10.848/2004.

O Artigo nº 11 parágrafo § 2º fala sobre a proibição da divisão de central geradora em unidades menores para fins de enquadramento em micro ou mini GD. Apesar desta determinação já existir na regra anterior, o procedimento e os critérios utilizados pelas distribuidoras na identificação dos casos não é claro. Cada distribuidora tem seu próprio procedimento e seus próprios critérios, não havendo padrão na análise.

No Relatório de Análise das Contribuições anexo à Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL15, de 30 de março de 2021, manifestou-se entendimento de que a regra atual não apresenta um procedimento objetivo para caracterizar os casos de divisão vedados. Desta forma, no processo de consulta pública aberto atualmente incentivam-se contribuições no sentido de se definirem critérios mais objetivos na caracterização da divisão, ainda que não sejam os únicos critérios a serem considerados pela distribuidora em sua avaliação [61].

O Artigo nº 11 parágrafo § 3º inicialmente havia sido vetado pelo presidente. O veto foi derrubado em 14 de julho de 2022 e o texto permite a instalação de unidades flutuantes de geração fotovoltaica sobre a superfície de lâmina d'água de reservatórios hídricos, represas e lagos, naturais e artificiais [9].

O Artigo nº 12 trata da apuração do montante de energia elétrica ativa injetada e consumida. Os parágrafos § 1º e § 3º deixam claro que o posto tarifário deve ser aplicado aos créditos de energia dependendo do horário em que os créditos foram gerados. O parágrafo § 1º também deixa claro as regras para alocação e consumo dos créditos para os casos que a central geradora possui mais de uma UC. Também fica facultado ao



prossumidor determinar os percentuais de alocação de crédito de cada UC, conforme Artigo n° 14. Na ausência de manifestação do cliente serão aplicadas as regras determinadas no Artigo n° 12. O parágrafo § 4° deste artigo determina o prazo máximo de trinta dias para que a distribuidora efetue a alteração dos percentuais de alocação de créditos às UCs. Esta determinação é importante pois anteriormente cada distribuidora possuía seu próprio prazo, que em alguns casos chegava a 3 meses após o pedido de alteração.

Ainda sobre os créditos de energia, o Artigo n° 13 determina que para abatimento do consumo, devem ser utilizados sempre os créditos mais antigos da UC participante do SCEE. Atualmente, a informação de quando o crédito foi gerado e da validade dos créditos não é informada nas faturas de energia da maioria das distribuidoras. Algumas distribuidoras disponibilizam, quando solicitado, um relatório com o histórico de créditos gerados.

Os parágrafos § 3° e § 4° do art. N° 13 trazem o tratamento a ser dado a créditos existentes no encerramento da relação contratual. Os créditos pertencentes ao consumidor serão mantidos em nome do titular por até 60 meses após sua geração, para que possam ser utilizados caso o titular celebre novo contrato com a distribuidora. Uma segunda opção trazida na Lei é a transferência desses créditos para uma outra UC do mesmo titular, desde que ele faça a solicitação em até 30 (trinta) dias após o encerramento contratual. Acrescenta-se a informação de que essa UC receptora deve necessariamente constar do cadastro da distribuidora no momento do encerramento contratual da unidade consumidora geradora, não podendo ser criada posteriormente para fins de recebimento dos créditos [61].

O Artigo n° 15 permite que os excedentes de energia provenientes de geração distribuída em unidades geradoras atendidas por permissionárias de energia elétrica podem ser alocados nas concessionárias de distribuição de energia elétrica onde a permissionária de distribuição de energia elétrica se encontra localizada [9]. Para isso deve ser celebrado um contrato CUSD em que a permissionária acesse a concessionária. Portanto, a regulamentação deve estabelecer que a unidade com geração atendida por permissionária pode enviar excedentes de energia para unidades consumidoras atendidas por qualquer concessionária com a qual a permissionária tenha um CUSD celebrado na condição de acessante [61]. Isto traz uma grande inovação pois anteriormente só era possível alocar

créditos em outra UC que fosse atendida pela mesma concessionária, na mesma área de concessão da UC geradora.

O Artigo nº 16 determina o pagamento do valor mínimo faturável da energia, o custo de disponibilidade conforme estabelecido no art. 291 da REN nº 1.000. Este artigo é importante, pois anteriormente a cobrança do valor mínimo não era regulamentada, ocorrendo a dupla cobrança em algumas distribuidoras, pois o valor mínimo era cobrado na fatura de energia além de ser descontado do crédito de energia gerado. O parágrafo § 2º traz uma novidade, estabelecendo que o valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1.200 W deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes [9].

O Artigo nº 17 trata do tema causador das maiores discussões nesta revisão da regulamentação. Trata-se das novas regras de tarifação dos créditos de energia. As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída. Será de responsabilidade da ANEEL regular esta nova tarifação. E será de responsabilidade do CNPE estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída. O CNPE possui 6 meses contados da publicação da Lei para estabelecer as diretrizes, enquanto a ANEEL possui 18 meses para estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios [9].

O Artigo nº 17 prevê um período de transição para aplicação das novas regras, que está detalhado nos Artigos nº 26 e 27. Este período de transição é importante para não interromper de forma abrupta os benefícios dos clientes que já possuem GD, e que realizaram o investimento contabilizando em seu *payback* os benefícios da valoração de créditos previstos na resolução antiga. O período de transição estabelece uma passagem amena para as novas regras, com prazo suficiente para que todos os agentes envolvidos se adequem às novas disposições.

O Artigo nº 18 estabelece diretrizes para cobrança do custo de transporte. Diante da previsão de que os custos de transporte devem ser ressarcidos e de que a tarifa aplicável ao micro ou minigerador deve considerar o uso da rede (se para injetar ou consumir energia), a ANEEL propôs aplicar, tanto para os consumidores faturados no Grupo B, quando para

os consumidores do Grupo A, o conceito de dupla contratação já utilizado em geradores que utilizam o mesmo ponto de conexão para importar e injetar energia na rede. A dupla contratação havia sido proposta pela ANEEL na CP n° 25/2019, para a minigeração distribuída. Nesses casos, a contratação e o faturamento de demanda devem observar as regras estabelecidas no §2° do art. 127, no §3° do art. 149 e no inciso II do §1° do art. 294 da REN n° 1.000/2021, e sua aplicação é direta para consumidores do Grupo A com micro ou minigeração. No caso da microgeração conectada em uma UC do Grupo B, ou da minigeração conectada em uma UC do Grupo A faturada no Grupo B, a regra de dupla contratação deve ser adaptada, dado que: i) a cobrança dos custos de transporte da parcela de consumo é feita via tarifas volumétricas (R\$/MWh), seguindo-se as disposições do art. 17 e as disposições transitórias dos arts. 26 e 27 da Lei N° 14.300/2022 para a cobrança relativa à parcela do consumo compensado; ii) a cobrança dos custos de transporte da parcela de geração é feita em R\$/kW, considerando as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição de geradores da baixa tensão (TUSDg); e iii) os medidores de faturamento de unidades consumidoras do Grupo B não possuem requisito de medição de demanda. É importante destacar que a dupla contratação parte da premissa de que a cobrança dos custos de transporte do gerador só é realizada para a parcela de injeção que excede a parcela de consumo. É esse conceito que se pretende aplicar para consumidores do Grupo B que exportam energia para a rede. Assim, considera-se que os custos de transporte referentes à injeção de energia na rede estão cobertos pelo pagamento da parcela de consumo, desde que a quantidade de energia injetada seja menor ou igual à de energia consumida. Mas nos casos em que o consumidor exporta mais energia do que consome, os custos de transporte da parcela de injeção não são mais remunerados integralmente pelo pagamento do transporte da energia consumida. Os custos referentes a esse “excesso” de injeção de energia devem então ser remunerados via aplicação de uma tarifa condizente com o uso feito da rede, ou seja, via tarifa de gerador (TUSDg) [61]. A partir da abertura da abertura da CP n° 051/2022, o arquivo proposto para a minuta da nova resolução estabelece o cálculo do faturamento para unidades que utilizam a rede para injeção, levando em consideração a TUSDg. O cálculo do faturamento para UCs faturadas no grupo B que utilizam a rede para injeção está representado na Fórmula 1 para UCs menores que 30 kW ou que não possuem medição de demanda e na Fórmula 2 para UCs maiores que 30 kW que possuem medição de demanda [66].

**Fórmula 1 - Cálculo do faturamento para uso da rede para fins de injeção (para UCs faturadas no grupo B com potência instalada de até 30 kW ou acima de 30 kW que não possui medição de demanda)**

$$\text{Faturamento Uso Injeção} = \left[ \frac{\text{Injeção} - \text{Consumo}}{\text{n}^\circ \text{ de dias do ciclo} \times 24\text{h}} \right] \times \left[ \frac{1}{\text{FC}} \right] \times \text{TUSD}_g$$

Onde:

Injeção = valor da energia ativa injetada na rede apurada pelo medidor no ciclo de faturamento (kWh)

Consumo = o maior valor entre a energia ativa consumida da rede apurada pelo medidor no ciclo de faturamento e os valores estabelecidos no art. 291 da REN n° 1.000, limitado ao valor da injeção (kWh)

FC = fator de capacidade da fonte, definido em ato da ANEEL

**Fórmula 2 - Cálculo do faturamento para uso da rede para fins de injeção (para UCs faturadas no grupo B com potência instalada acima de 30 kW que possui medição de demanda)**

$$\text{Faturamento Uso Injeção} = (\text{Injeção} - \text{Consumo}) \times \text{TUSD}_g$$

Onde:

Injeção = maior valor entre a demanda contratada da central geradora e a demanda medida de injeção (kWh)

Consumo = demanda medida requerida no sistema, limitado ao valor da injeção (kWh)

TUSD<sub>g</sub> = tarifa do uso do sistema de distribuição aplicável a centrais geradoras

Os Artigos n° 22 e 25 determinam que a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (encargo setorial estabelecido pela Lei N° 10.438/2002), após 12 meses contados da publicação da Lei, custeará as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE, conforme regras estabelecidas nesta Lei [9]. Estes dois artigos reconhecem que o SCEE atualmente em vigor permite que custos de componentes tarifárias não associadas ao custo da energia não sejam pagos diretamente pelo consumidor participante, criando verdadeiro subsídio (política pública de incentivo) entre o “consumidor-gerador” e os demais usuários do sistema, inclusive aqueles que não participam do SCEE. Nesse sentido, a Lei

expressamente determina as condições de custeio dessa Política Pública pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Será necessário regular a utilização do encargo tarifário da CDE, para fins de pagamentos e recebimentos em virtude do custeio dos componentes tarifários não remunerados pelo consumidor-gerador [61].

Os Artigos nº 23 e 24 permitem que as distribuidoras contratem energia proveniente de micro e mini GD. As disposições para tais contratações estão reguladas na Lei Nº 10.848/2004 e também terão regulação específica a ser emitida pela ANEEL. Esta nova possibilidade apresenta uma das possíveis soluções para a alta demanda energética, porém as distribuidoras ainda não se manifestaram a respeito da utilização deste benefício.

O Artigo nº 26 estabelece as regras de transição para a aplicação da nova tarifação dos créditos de energia para as centrais de micro e minigeração existentes, que são aquelas já conectadas e as que tenham pedido de conexão protocolado em até 12 meses após a publicação da Lei, ou seja, até 7 de janeiro de 2023. Além do prazo estabelecido para solicitação de conexão, o Artigo 26 também especifica os prazos para início de injeção de energia na rede. Para estas unidades a regra de faturamento da energia é, essencialmente, a que se encontra em vigor atualmente, na qual a energia injetada, os excedentes de energia e os créditos de energia acumulados em meses anteriores compensam na integralidade as componentes tarifárias da energia consumida (ressalvadas as eventuais diferenças de postos tarifários), de forma que a tarifa de fornecimento, em R\$/MWh, incide somente sobre o consumo líquido verificado no mês. As unidades que solicitarem aumento de potência instalada ou aplicação de sistema de armazenamento após dia 7 de janeiro de 2023, para a parte ampliada não é garantida a permanência das regras atuais, sugerindo-se até que seja aplicada uma medição separada para a parte ampliada afim de garantir a correta faturação [61].

O Artigo nº 27 estabelece a regra de compensação para as unidades “novas” que, em suma, incluem as demais unidades consumidoras que não estão na regra de transição do art. 26. No caput do art. 27 há comando para que o faturamento considere a incidência de percentuais crescentes de três componentes tarifárias sobre a energia elétrica ativa compensada. Essas três componentes (remuneração dos ativos do serviço de distribuição, quota de reintegração regulatória dos ativos de distribuição e custo de operação e manutenção do serviço de distribuição) compõem a componente denominada TUSD Fio B, conforme descrito no Submódulo 7.1 do PRORET. Mas não há menção às demais componentes como a TUSD Fio A e TUSD Encargos etc. Ou seja, o caput do art. 27 é

claro ao definir que a TUSD Fio B deve ser faturada conforme os percentuais especificados sobre a energia compensada, mas não há a mesma clareza na definição do faturamento das demais componentes. Circunstância similar é verificada na regra presente no §1º do art. 27, para o caso de centrais de maior porte. Como o art. 27 não define de forma clara o tratamento a ser dado às demais componentes tarifárias cujo percentual de incidência sobre a energia compensada não foi apresentado, a proposta da ANEEL em discussão mantém essa indefinição. Contudo, espera-se que as contribuições recebidas no processo de participação pública ajudem a elucidar a melhor interpretação ao art. 27 da Lei, de modo a garantir que o subsídio seja concedido somente quando houver previsão no texto legal [61].

O Artigo nº 27 se subdivide pelo porte ou característica da central geradora. A Figura 14 a seguir resume as regras definidas em Lei para esses subgrupos [61].

Sistemas de até 500kW (qualquer tipo), ou sistemas acima de 500kW de fontes despacháveis ou enquadrados como geração na própria carga, geração compartilhada ou em condomínio	Sistemas acima de 500 kW em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto
A partir de 2023: pagamento de 15% dos custos de distribuição	Até 2028: pagamento de 100% dos custos de distribuição, 40% dos custos de transmissão, e 100% dos encargos P&D, EE, e TFSEE.
A partir de 2024: pagamento de 30% dos custos de distribuição	
A partir de 2025: pagamento de 45% dos custos de distribuição	
A partir de 2026: pagamento de 60% dos custos de distribuição	
A partir de 2027: A partir de 2027: pagamento de 75% dos custos de distribuição	
A partir de 2028: pagamento de 90% dos custos de distribuição	
A partir de 2029: Regra Final (pagamento de todos os custos não associados à energia, abatidos os benefícios da GD)	A partir de 2029: Regra Final (pagamento de todos os custos não associados à energia, abatidos os benefícios da GD)

**Figura 14 - Regras de transição da tarifação para novas UC [61]**

O Artigo nº 28 determina que os projetos de minigeração distribuída serão considerados projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica, para o enquadramento no § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 29 de maio de 2007, no art. 2º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, observado que, nesse último caso, serão considerados projetos prioritários e que proporcionam benefícios ambientais e sociais relevantes [9]. Desta forma, o benefício REIDI que confere a isenção de PIS e COFINS pode ser aplicado aos projetos de GD. Este foi o segundo texto inicialmente vetado pelo presidente da república na publicação da Lei,

porém incorporado com a derrubada do veto em 14 de julho de 2022. Para maiores detalhes sobre os impostos de PIS e COFINS e o benefício REIDI, consultar a sessão 3.10.

O Artigo n° 30 define que as distribuidoras possuem um prazo máximo de 180 dias a partir da publicação da Lei para adequar seus regulamentos, suas normas, seus procedimentos e seus processos e o Artigo n° 31 define que qualquer alteração de norma ou de procedimento das distribuidoras relacionadas a GD devem ser publicadas com no mínimo 90 dias de antecedência a data de entrada em vigor [9].

O Artigo n° 35 permite enquadrar projetos de GD como investimento em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), respeitando as disposições da Lei N° 9.991 [9].

O Artigo n° 36 institui o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda [9].

Conforme estipulado no art. N° 17, os órgãos competentes possuem prazos para se manifestar sobre os temas que exigem regulamentação dos mesmos. Desta forma, ao longo do ano de 2022 os órgãos competentes realizaram consultas públicas, emitiram estudos, relatórios e notas técnicas sobre os temas que aguardam parecer. A seguir, serão elencados alguns desses relatórios, notas e consultas, e indicado na bibliografia o caminho de acesso aos documentos citados.

Em 14 de fevereiro de 2022 a EPE emitiu o relatório EPE-DEE-DEA n° 01/2022 com as considerações para a valoração de custos e benefícios da micro e minigeração distribuída, apresentando alguns estudos de referência relacionados com o assunto, as projeções de inserção da GD em diferentes cenários e considerações para a definição das diretrizes para valoração de custos e benefícios dessa modalidade de geração [67].

Em 23 de junho de 2022 o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública n° 129/2022 para ouvir à sociedade, associações e entidades representativas, empresas e agentes do Setor Elétrico, sobre Proposta Conceitual das Diretrizes para Valoração dos Custos e Benefícios da Microgeração e da Minigeração Distribuída – MMSGD, conforme disposto no §2° do art. 17 da Lei n° 14.300, de 6 de janeiro de 2022 [68].

A Nota Técnica n° 11/2022 do MME sugere as seguintes diretrizes a serem adotadas pela ANEEL para valoração dos custos e benefícios da MMSGD [69]:

- Considerar os efeitos relativos à necessidade de expansão da distribuição, da transmissão e da geração centralizada nos aspectos de energia e potência;

- Considerar os efeitos relativos a necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações de transmissão;
- Considerar os efeitos relativos às perdas nas redes elétricas de transmissão e distribuição;
- Considerar os efeitos relativos ao valor locacional no que diz respeito ao ponto de conexão à rede de transmissão e distribuição;
- Considerar os efeitos relativos ao valor decorrente da sazonalidade e da variabilidade de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia;
- Contemplar as diferenças de efeito de exposição contratual involuntária decorrente de eventual sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de MMGD;
- Considerar os efeitos nos Encargos Setoriais e nas tarifas atribuídas aos demais consumidores;
- Primar pela eficiência, baixa complexidade, economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias.
- Garantir transparência, publicidade e divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos da MMGD, incluindo informações relativas aos efeitos nos Encargos Setoriais e às tarifas atribuídas aos demais consumidores.

Em 04 de novembro de 2022 a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 051/2022 afim de obter subsídios para o aprimoramento das minutas de Resoluções Normativas para a adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída, em função das disposições estabelecidas na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, e no art. 1º da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. O período de recebimento de contribuições será de 04 de novembro a 19 de dezembro de 2022 [70].

Em 11 de novembro de 2022 foi apresentado o Projeto de Lei Nº 2703/2022 com o objetivo de acrescentar doze meses ao prazo em que pode ser protocolada solicitação de acesso na distribuidora sem que sejam aplicadas novas regras tarifárias menos vantajosas às unidades de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica [71]. De acordo com as empresas que atuam no setor de geração distribuída, é necessário estender este



prazo devido à demora do órgão regulador em se posicionar sobre as disposições da Lei N° 14.300.

A Lei do marco legal e a REN n° 1.000 trouxeram benefícios importantes para os clientes com GD, dentre os quais destacam-se:

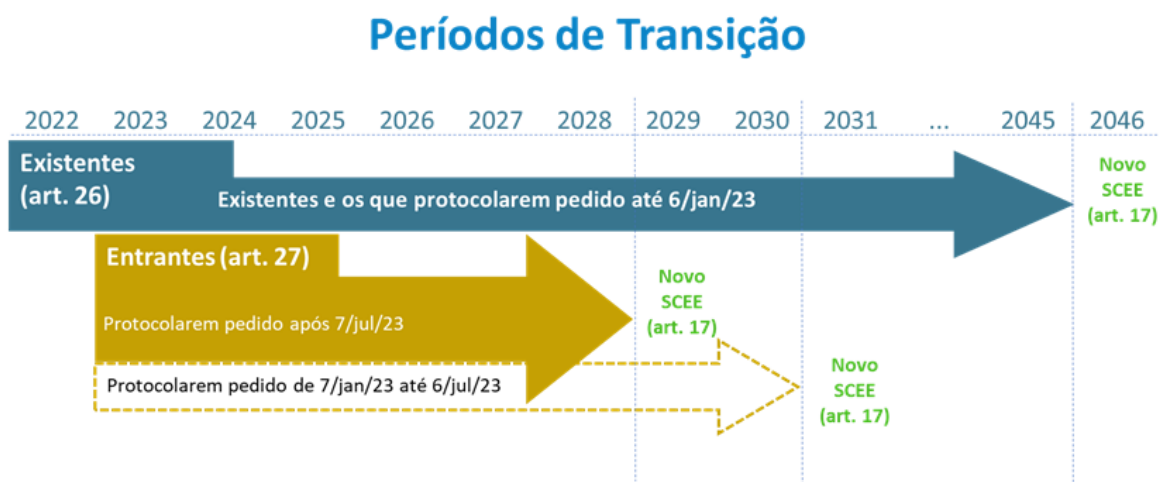
- a redução de prazos de alguns processos como o recebimento do parecer de acesso
- estabelecimento do prazo para entrar em vigor o rateio de energia das UCs
- implementação da TUSDg
- implantação de um formulário padrão contendo a lista de documentos a serem entregues à distribuidora
- instituição de novas formas de associação civil como o consórcio e cooperativa para o caso de geração compartilhada
- possibilidade de utilização do armazenamento de energia em baterias
- definição clara do funcionamento da cobrança do custo de disponibilidade (taxa mínima)
- possibilidade da venda dos créditos de energia excedentes para a distribuidora
- possibilidade dos créditos de energia gerados na área de concessão de uma permissionária serem compensados na concessionária onde a permissionária está localizada

Dois pontos negativos que merecem destaque são a implementação da necessidade de apresentação de garantia de fiel cumprimento que representa um custo a mais a ser considerado no projeto, e a redução da potência máxima de 5 MW para 3 MW de projetos de fontes não despacháveis, incluindo os projetos fotovoltaicos.

Com relação a garantia de fiel cumprimento, as distribuidoras devem se atentar para a devolução que será feita com o valor corrigido pelo IPCA. Isto representa um ponto de atenção pois caso as distribuidoras não tenham uma correta gestão financeira irão ter prejuízo ao devolver um valor maior do que o recebido.

Sobre o tema da revisão do sistema de compensação de energia, não se pode destacar como ponto negativo, tão pouco considerar que a mudança foi repentina, visto que a revisão já estava prevista desde 2015, tendo as discussões sido iniciadas em 2018 com a abertura da consulta pública n° 10/2018.

Para os clientes com GD, foi extremamente vantajoso a revisão do sistema de compensação de energia ter ocorrido no âmbito legislativo. A Lei previu um período total de transição de 23 anos até que todas as componentes da tarifa estejam sendo pagas por todos os usuários. Portanto a revisão do subsídio na tarifa foi feita de forma escalonada e bem mais amena do que a proposta prevista pelo órgão regulador. O período de transição definido na Lei 14.300 está representado na Figura 15. Na proposta da ANEEL prevista no relatório AIR n° 003/2019 sugeriu-se para a GD local a manutenção dos benefícios vigentes até 2030, e para novos conectantes aplicar a alternativa 2 a partir da revisão da regulação e posteriormente a aplicação da alternativa 5. Já para os casos de compensação remota, sugeriu-se a manutenção dos benefícios vigentes até 2030, e para novos conectantes a aplicação da alternativa 5 a partir da revisão da regulação.



**Figura 15 - Período de transição para a compensação tarifária [72]**

As discussões com relação a Lei ainda estão ocorrendo. Encontra-se aberta a consulta pública CP n° 51/2022 para coletar contribuições para a regulamentação dos aspectos econômicos da Lei. Em paralelo está tramitando o projeto de N° 2703/2022 que solicita a postergação dos prazos da Lei 14.300 devido a demora no pronunciamento do órgão regulador.

O órgão regulador ainda precisa regular as questões que dependem do seu parecer como a valoração dos créditos de energia, a definição dos mecanismos para apuração dos casos de subdivisão da central geradora, definir os critérios e os mecanismos para a apresentação da garantia de fiel cumprimento, estabelecer parâmetros técnicos para a conexão de sistemas com armazenamento em baterias.

Outra discussão que deve ser acompanhada e que pode ter grande impacto no mercado de GD é referente a abertura do mercado livre para clientes de baixa tensão, tema da CP N° 137/2022 publicada em 30 de setembro de 2022 pelo MME que recebeu contribuições até 3 de novembro de 2022.

## **Capítulo 5 - A influência e os efeitos de leis, normas e procedimentos no mercado de energia**

Este capítulo visa discutir a importância das leis e normas e como estas afetam o setor de geração distribuída. Para esta análise, foram realizadas entrevistas com profissionais, principalmente engenheiros e advogados, que atuam em diferentes áreas do setor de geração distribuída no Brasil. As entrevistas foram realizadas através da ferramenta Google Meet, uma plataforma de videoconferência online que possibilita a gravação. Portanto, as entrevistas foram realizadas no formato remoto, de forma online e foram gravadas com a permissão dos entrevistados. As entrevistas estão armazenadas na plataforma Youtube, no formato de visualização privado, ou seja, apenas a pessoa que possui o link do vídeo tem acesso ao material. Foi esclarecido aos entrevistados que os vídeos seriam utilizados estritamente para fins acadêmicos desta dissertação e apesar da entrevista ser gravada, os vídeos não seriam divulgados, apenas a pesquisadora e seu orientador teriam acesso aos vídeos.

As entrevistas não possuíam um roteiro pré-definido, ou seja, não possuíam um formulário padrão de perguntas. As perguntas foram realizadas de acordo com a experiência e com a área de atuação do entrevistado. Entretanto todas as perguntas tinham como base principal entender como a mudança na legislação e nas normas da ANEEL impactaram o setor de geração distribuída no Brasil.

É válido ressaltar que foram feitas diversas tentativas de realizar um maior número de entrevistas. Entretanto, poucas pessoas se disponibilizaram a participar. Também foi dada a opção de preenchimento de formulário, porém no formato de formulário não foi obtido nenhum retorno.

A Tabela 8 identifica cada uma das entrevistas realizadas através da numeração de cada entrevista, o primeiro nome dos entrevistados, a profissão dos entrevistados e a data em que foi realizada a entrevista. Apesar de todos os entrevistados terem concedido permissão para gravação da entrevista, bem como a utilização de seus dados nesta dissertação como citação de seus nomes e das empresas em que trabalham, o sobrenome dos entrevistados e o nome das empresas onde trabalham foram omitidos, para preservar a privacidade dos mesmos. Os entrevistados serão citados utilizando apenas o primeiro nome

bem como as entrevistas serão citadas utilizando a numeração indicada na primeira coluna da Tabela 8.

**Tabela 8 - Tabela de identificação das entrevistas**

<b>Nº</b>	<b>Nome</b>	<b>Profissão</b>	<b>Data da entrevista</b>
1	Marina	Advogada	08/08/2022
2	Janele	Engenheira	08/08/2022
3	Sérgio	Técnico	08/08/2022
4	Guilherme	Engenheiro	11/08/2022
5	Beatriz	Engenheira	11/08/2022
6	Olney	Engenheiro	12/08/2022
7	Lucas	Engenheiro	15/08/2022
8	André	Engenheiro	14/11/2022
9	Francisco	Engenheiro	14/11/2022

A entrevista nº 1 foi realizada em 8 de agosto de 2022, com a entrevistada Marina, advogada que atualmente atua com geração distribuída, como diretora jurídica do Instituto Nacional de Energia Limpa – INEL e como professora no curso de pós graduação da PUC MG, e também já trabalhou como superintendente de políticas energéticas em Minas Gerais desenvolvendo políticas públicas voltadas para a área de energia. Também atuou nos decretos de utilidade pública da CEMIG, distribuidora que atende 774 municípios de Minas Gerais. Em 2013 atuou na elaboração da legislação do incentivo do benefício do ICMS que influenciou na criação da Lei Nº 22.549/2017 que traz o benefício do ICMS para GD no estado de Minas [73].

O estado de Minas foi pioneiro tanto no benefício fiscal quanto na instalação dos projetos de geração compartilhada. Atualmente todos os estados do Brasil seguem a resolução do CONFAZ Nº 16/2015, portanto em todos os estados há a isenção do ICMS para projetos de potência de até 1 MW, exceto para geração compartilhada. Os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo têm legislação estadual específica sobre este tema. Minas foi pioneiro com a Lei Nº 22.549/2017 e tanto o Rio quanto o Espírito Santo copiaram a lei de Minas. O Rio fez o certificado de depósito de registro no CONFAZ e publicou a Lei Nº 8.922/2022 e o Espírito Santo publicou a Lei Nº 11.253/2021 que criou o projeto GERAR. Marina ainda cita um caso no estado do Mato Grosso em que foi concedido o benefício da isenção do ICMS para uma geração compartilhada de 5 MW, através de ação judicial [73].

Com relação à Lei N° 14.300, Marina destaca que a lei traz um período de transição de 12 meses para que seja possível adequar os projetos e manter o direito adquirido dos consumidores que entrarem com a solicitação de acesso neste período de 12 meses. Ainda destaca que a lei já está em vigor, e que apenas algumas disposições começam a valer a partir de 8 de janeiro de 2023, como é o caso da cobrança do uso do Fio [73].

Sobre a publicação da Lei, Marina considera que a lei foi excelente pois traz um período de transição equilibrada, além de manter o direito adquirido de consumidores conectados antes da publicação da Lei. Também destaca que esta Lei foi fruto de muita negociação, tanto na fase do PL 5829, como antes disso também com as discussões da ANEEL, que inicialmente iria publicar uma nova resolução normativa para revisão da REN n° 482 [73].

Com relação ao cumprimento da Lei por parte das distribuidoras, Marina observa que ainda não está ocorrendo de forma satisfatória. A maioria das distribuidoras ainda não está cumprindo as disposições da Lei, e além disso, a própria Lei traz questões que ainda precisam ser complementadas por uma resolução normativa do órgão regulador, como por exemplo como será depositada a garantia de fiel cumprimento, como funcionará os serviços ancilares e como será a chamada pública que fala da venda do excedente da energia. O prazo de 180 dias que a ANEEL tinha para emitir a resolução para regular a nova lei venceu em 6 de julho de 2022, e o prazo não foi cumprido. Com esta falta de informação por parte do órgão regulador, as distribuidoras não sabem como aplicar as disposições da nova Lei [73].

A posição da própria ANEEL é que os pontos omissos da lei estariam cobertos pela Resolução N° 1000. Entretanto as distribuidoras ainda estão se adaptando a REN N° 1.000 e um exemplo disso é o prazo até o final de 2022 que as distribuidoras possuem para criar um canal de comunicação claro, cordial e objetivo, com o consumidor. Portanto, Marina não vê como utilizar as disposições da REN 1.000 para regular a Lei 14.300 e enfatiza que é necessário sim uma manifestação e a regulamentação do órgão regulador para alguns pontos da Lei. Seria interessante, na falta da publicação da regulamentação, uma orientação da ANEEL, trazendo uma diretriz de padronização para as distribuidoras, pois cada uma alega ter um procedimento interno específico, o que causa confusão para os acessantes. Na opinião de Marina, a falta de padronização das distribuidoras fere o princípio da igualdade, da isonomia e do mesmo direito para todos acessantes possuírem as mesmas condições. Um exemplo comum ocorre no processo de solicitação da conexão da

geração distribuída, em que é dada a entrada do pedido de geração e a distribuidora deve entender que este é um pedido de geração e consumo conjunto. Apesar de já existir um ofício da ANEEL sobre este tema, algumas distribuidoras solicitam que o acessante de GD primeiramente faça um pedido de solicitação de carga, para posteriormente entrar com o pedido de GD. Ou seja, falta hoje uma padronização de todas as distribuidoras, e esta orientação deve vir da ANEEL ou até mesmo em conjunto da ANEEL com o CNPE, trazendo diretrizes de padronização, de forma igualitária e uniforme para todos os acessantes. Também é importante a participação de algum órgão do consumidor para fazer valer os direitos dos consumidores [73].

Em resumo, de modo geral, considerando os termos da legislação, do período de transição, de cobrança e os benefícios trazidos, a Lei 14.300 veio de forma positiva, principalmente devido ao período de transição equilibrada e também por trazer uma segurança jurídica para o setor [73].

Comparando o Brasil com outros países, no futuro podemos aprimorar a venda da energia excedente (que já se iniciou com a possibilidade trazida pela Lei 14.300 de abertura de chamada pública das distribuidoras), pois já vemos isso ocorrendo em outros países [73].

Quando questionada sobre algum ponto que faltou ser contemplado pela Lei, Marina diz que faltou estar escrito de maneira mais clara e transparente como será a incidência, a partir de 2023, da tarifa da TUSD G e quais outros encargos estarão inclusos dentro dessa nova cobrança [73].

Também foi questionado se as distribuidoras apresentariam interesse em abrir a chamada pública para a compra da energia excedente da GD. Marina acredita que haverá interesse das distribuidoras sobre este tema, pois na maioria das distribuidoras existe a necessidade de um aumento da demanda de infraestrutura de energia. Caso tenhamos um crescimento de demanda, existe a possibilidade de falta energia, pois as distribuidoras estão sem os ativos necessários para o aumento da demanda. Portanto haverá um grande interesse das distribuidoras em comprar esses excedentes provenientes da GD [73].

Outro questionamento foi se as distribuidoras já estão solicitando a garantia de fiel cumprimento. Marina informa que algumas distribuidoras já estão exigindo a garantia porém apesar disso, as distribuidoras não sabem como operacionalizar o recebimento, em que conta deve ser depositada, etc. De acordo com Marina, as distribuidoras que prestam

serviço no Rio de Janeiro não estavam exigindo as garantias (até a data da realização da entrevista) [73].

A última pergunta foi sobre a viabilidade econômica da GD ao final do período de transição, em que estará sendo cobrada 100% da tarifa para os clientes com GD. Marina diz que a Lei possui 2 prazos, o primeiro de 31 de dezembro de 2045, que representa o fim do benefício de compensação de energia. O segundo prazo é referente ao escalonamento dos percentuais cobrados na tarifa que se inicia a partir de 2023. Marina afirma que quando chegar o momento em que irá ocorrer 100% da cobrança da tarifa, estaremos em um outro nível de mercado, onde talvez, neste ponto, o mercado livre terá absorvido o mercado de GD. Porém, neste momento em que ocorrer o pagamento de 100% da tarifa, o projeto de GD ficará economicamente inviável, precisando revisar o modelo regulatório implementado pelo marco legal, implementar um outro modelo regulatório ou o mercado livre absorver o mercado de GD. Marina acredita que essa absorção da GD pelo mercado livre será um processo natural [73].

A entrevista n° 2 foi realizada em 8 de agosto de 2022, com a entrevistada Janele, engenheira formada há aproximadamente 5 anos, atualmente cursando pós graduação em energias renováveis, que atua com regulação de energia [74].

Janele traz a reflexão da diferença de benefícios entre os estados, citando como exemplo a existência do incentivo da isenção do ICMS até 5 MW no estado de Minas e comparando com o Rio Grande do Sul que segue a resolução do CONFAZ de isenção apenas até 1MW. Ou seja, apesar do projeto ser viável no Rio Grande do Sul, o retorno do projeto seria melhor se fosse em um outro estado como Minas Gerais. Janele informa que recentemente pesquisou sobre o incentivo do ICMS nos estados do sul, e os três estados, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, seguem a resolução do CONFAZ com isenção do ICMS para potência de até 1MW. No Paraná existe um movimento de abaixo assinado para solicitar a isenção do ICMS para todos os projetos de GD. Para Janele, a nova Lei representa um avanço, porém ainda falta equalizar questões como o benefício do ICMS em todos os estados [74].

A entrevista n° 3 foi realizada em 8 de agosto de 2022, com o entrevistado Sérgio, técnico em eletrotécnica, que possui experiência com GD desde 2019 atuando como supervisor de instalação de kits de energia solar e desde 2020 como projetista [75].



De acordo com Sergio, um dos principais gargalos para a GD não seria com a legislação em si, mas sim com impostos altos presentes no preço dos kits de instalação [75].

Outra reflexão trazida por Sergio foi sobre o cumprimento dos prazos por parte das distribuidoras. Sergio cita que durante a pandemia do covid-19, a distribuidora do estado da Paraíba extrapolava os prazos estabelecidos em sua própria norma técnica. Sergio deu o exemplo do prazo de 15 dias para emissão do parecer de acesso, que durante a pandemia passou para até 45 dias. Sergio diz que atualmente o prazo está normalizado e que a distribuidora voltou a cumprir os prazos estabelecidos em sua norma. Outro ponto trazido por Sergio, foi sobre o início da compensação dos créditos de energia. Ele informou que a compensação não ocorre de forma imediata após a conexão, demorando em torno de 2 a 3 meses para ter início a compensação nas faturas. Isto traz um desconforto tanto para empresa que realizou o serviço de instalação como também para o cliente. Já com relação à porcentagem de créditos destinados para cada UC, Sergio diz que a alteração das porcentagens pode ser feita de modo simples e rápido, pelo próprio cliente, através do número de Whatsapp da distribuidora e geralmente a nova divisão já entra em vigor no próximo mês. Com relação a valoração dos créditos de energia, Sergio informou que os créditos valem de 1 para 1, ou seja, a energia gerada tem o mesmo valor que a energia consumida. A diferença consiste no imposto, pois na energia consumida existe incidência de ICMS e na energia gerada não possui este imposto [75].

A Energisa Paraíba possui uma norma técnica com os procedimentos para conexão da GD na rede de distribuição. A norma está disponível em [76] e qualquer pessoa pode acessá-la através da internet. Assim como a Energisa, várias outras distribuidoras possuem suas normas técnicas para conexão da GD à rede de distribuição.

Outra experiência que Sergio citou, foi sobre o prazo de emissão do parecer na distribuidora COSERN, com área de concessão no Rio Grande do Norte. Sergio diz que ela emite o parecer de forma rápida, que apesar do prazo de emissão ser de 15 dias, ele já teve experiência com este documento sendo emitido em 4 dias [75].

No início de sua experiência com GD, em 2019, Sergio observava que a distribuidora era um pouco resistente com relação aos processos de conexão da GD. Atualmente, Sergio não observa mais essa resistência. Inclusive, no mesmo dia da entrevista, Sergio recebeu um e-mail da distribuidora (disponível no Anexo A) informando que na vistoria técnica realizada pela distribuidora, apenas o cliente precisa estar presente.

Antes, era necessário a presença da empresa instaladora e do responsável técnico pelo projeto. Isso mostra um avanço da própria distribuidora com relação aos processos de GD [75].

Foi perguntado ao Sergio se as novas disposições da Lei 14.300 já estão sendo aplicadas na distribuidora da Paraíba, como por exemplo a exigência da garantia de fiel cumprimento, e de acordo com o ele, a distribuidora ainda não está exigindo a garantia. De modo geral, Sergio acredita que a Lei 14.300 consolidou e trouxe notoriedade para a GD, levando mais pessoas a pesquisar sobre este tema [75].

A entrevista n° 4 foi realizada em 11 de agosto de 2022, com o entrevistado Guilherme, engenheiro eletricista, que atua com o controle e gestão das faturas dos clientes com GD [77].

O primeiro ponto trazido por Guilherme foi a dificuldade para a troca das porcentagens do rateio de energia entre as unidades consumidoras. Em teoria, o prazo atual para que o novo rateio passe a vigorar é de 60 dias, e com a nova lei será de 30 dias. Na prática, o operacional das distribuidoras nem sempre atende o prazo. Isso dificulta a gestão dos créditos de cada unidade, pois muitas vezes quando o rateio finalmente entra em vigor, não representa mais a realidade das unidades e, inclusive, as vezes já é necessário revisá-lo. Guilherme diz que o novo prazo de 30 dias irá ajudar nessa gestão de divisão dos créditos de energia. Outra novidade da Lei que irá auxiliar na gestão dos créditos é a possibilidade de realizar uma lista de prioridades entre as UCs, para que os créditos sejam alocados de forma prioritária respeitando a lista fornecida [77].

Guilherme tem acesso a faturas de energia de todo o Brasil. Foi perguntado, na visão dele, quais seriam as concessionárias com os melhores e com os piores processos para gestão de faturas com GD. Guilherme citou que a CEB, Companhia Energética de Brasília, não possui um sistema de GD, emitindo as faturas dos clientes conforme fatura padrão (sem GD) e posteriormente efetua manualmente a alocação dos créditos de energia. Guilherme destacou que a CEMIG, distribuidora que atua em Minas, possui uma ótima gestão com clientes com GD, sendo acessível e inclusive disponível para marcar reunião quando necessário [77].

Outro problema destacado por Guilherme é a gestão das faturas para geração compartilhada. Nesta modalidade, cada fatura é cadastrada com um CPF diferente, sendo necessário um login e uma senha específica para acessar cada uma das faturas. Guilherme destaca como ponto positivo, a CEMIG ter disponibilizado uma conta com login e senha

único para acesso a todas as faturas das UCs de geração compartilhada conectadas a mesma UC geradora. Já a distribuidora Equatorial, para este mesmo caso de geração compartilhada, permitiu a criação de um e-mail que recebesse todas as faturas. Entretanto, caso o cliente não tivesse uma fatura digital previamente, ele perderia a via física ficando disponível apenas a via digital. Ou seja, ele teria que optar entre a via digital ou a via física. A CELPE envia ao Guilherme um demonstrativo com os créditos de energia alocados em todas as unidades conectadas à unidade de geração, ou seja, não é necessário ter acesso a cada uma das faturas, apenas o demonstrativo é suficiente para realizar a gestão. Guilherme destacou que se todas as distribuidoras fornecessem o demonstrativo por unidade geradora/usina isso já facilitaria o trabalho das empresas que trabalham com gestão pois seria necessário um único documento, sem ter acesso a cada fatura de cada cliente. Guilherme comentou que após a publicação da Lei de Proteção de Dados (Lei N° 13.709 conhecida como LGPD), as distribuidoras estão inseguras em passar dados e faturas para as empresas que realizam esse trabalho de gestão. O envio do demonstrativo resolveria esse problema, pois não seria necessário ter acesso aos dados e faturas de cada cliente, apenas receber o demonstrativo de créditos gerados pela usina ou unidade de geração [77].

Guilherme também observa que existe diferença no cálculo e na cobrança dos impostos incidentes na tarifa em algumas distribuidoras. Segundo Guilherme, a partir de fevereiro de 2022 a Enel Rio passou a cobrar ICMS sobre a TUSD (informação também disponível no Anexo B). Já a distribuidora CEB não cobra ICMS sobre a TUSD. O modo como as informações são apresentadas nas faturas também são diferentes. Guilherme contou que essa diferença de cobrar ICMS na TUSD de consumo e não cobrar na TUSD da energia injetada não é de fácil entendimento para os clientes, e muitos reclamam dizendo que a energia gerada é mais barata que a energia consumida [77].

A Figura 16 representa uma fatura do mês de julho de 2022 de um cliente da distribuidora Enel Rio. Nesta figura é possível observar como as informações são apresentadas na fatura desta distribuidora. É possível verificar, por exemplo, a incidência do ICMS na energia ativa consumida, na energia ativa injetada na rede e na TUSD consumida. Na parcela da TUSD da energia gerada não há incidência de ICMS.

MENSAGENS IMPORTANTES														
Períodos: Band. Tarif.: Verde - 22/06 - 21/07 Em atendimento a lei n.º 194, de 23/06/2022, informamos a redução da cobrança da alíquota de ICMS para o limite de 18%. A tarifa da Enel Rio foi reajustada, em média -4,22%, por meio da REH ANEEL n.º3.064/2022, com vigência de 13/07/22 a 14/03/23. Mês de julho/22bandeira verde. Energia Injetada HFP no mês: 0 kWh. Saldo utilizado no mês: 3.088,79 kWh. Saldo atualizado: 0 kWh. Créditos a Expirar no próximo mês: 0 kWh.														
DESCRIÇÃO DO FATURAMENTO							TRIBUTOS	BASE CALC (R\$)	ALÍQUOTA (%)	VALOR (R\$)	CONSUMO / kWh			
Itens de Fatura	Unid.	Quant.	Preço unit (R\$)	Valor (R\$)	PIS/COFINS	Base Calc ICMS (R\$)	Alíquota ICMS	ICMS	Tarifa unit (R\$)		MÊS/ANO	CONSUMO FATURADO (kWh)	DIAS	TIPOS DE FATURAMENTO
Energia Ativa Fomecida TE	kWh	5.681	0,38322	2.177,08	0,00	2.177,08	18,00%	391,87	0,31424		JUL22	5681,00	30	LID
Energia Ativa Fomecida TUSD	kWh	5.681	0,62544	3.553,10	0,00	3.553,10	18,00%	639,55	0,51286		JUN22	9638,00	32	LID
Energia Atv Inj TE oUC 06/2022 mPT	kWh	3.088	0,38322	1.183,69	0,00	1.183,69	18,00%	213,06	0,31424		MAI22	7621,00	30	LID
Energia Atv Inj TUSD oUC 06/2022 mPT	kWh	3.088	0,51286	1.584,12	0,00	0,00	0,00%	0,00	0,51286		ABR22	8087,00	30	LID
CIP - ILLUM PUB PREF MUNICIPAL				110,23	0,00	0,00	0,00%	0,00			MAR22	12230,00	32	LID
											FEV22	11062,00	32	LID
											JAN22	7834,00	29	
											DEZ21	8616,00	30	
											NOV21	4556,00	29	
											OUT21	5605,00	33	
											SET21	5342,00	30	
											AGO21	3900,00	29	
											JUL21	4209,00	31	
<b>Subtotal Faturamento</b>				2.962,37										
<b>Subtotal Outros</b>				110,23										
<b>TOTAL</b>				3.072,60	0,00	4.546,49			818,36					
<b>EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E CONSUMO NO PERÍODO</b>														
Nº Medidor	P.Horário/Segmento	Data Leitura	Leitura	Data Leitura	Leitura	Fator Multiplicador	Consumo kWh	Nº Dias						
3542881-ELT-948	HFP	22.JUN	7055,0	21.JUL	12746,0	1,0	5681,0	30						

**Figura 16 - Fatura Enel RJ**

Guilherme também informou que atualmente na fatura da Enel Rio está sendo possível observar o mês em que foi gerado o crédito de energia consumido. Essa informação é importante, pois de acordo com o art. nº 13 da Lei 14.300 a distribuidora deve compensar primeiro o crédito mais antigo. Porém nem todas as distribuidoras disponibilizam esta informação na fatura de energia [77].

Guilherme também destacou que há uma falta de transparência no cálculo das perdas da geração, pois no caso da modalidade de autoconsumo remoto, ele observa diferença entre o crédito gerado e o crédito injetado nas unidades consumidoras [77].

Algumas distribuidoras mostram os créditos gerados na ponta e na fora ponta e outras não mostram essa informação [77].

Para Guilherme, o mais importante seria ter uma padronização das informações apresentadas nas faturas de energia das distribuidoras. Também seria importante padronizar as nomenclaturas, algumas chamam de créditos compensados, créditos injetados, entre outros. Uma sugestão dada por ele, foi a criação de um código para cada item da fatura, pois desta forma, independente da nomenclatura utilizada, a partir do código seria de fácil identificação a que se refere a informação apresentada na fatura [77].

A partir da entrevista nº 4 foi possível observar muitos exemplos claros de como cada distribuidora possui seu próprio processo, suas particularidades e seu próprio modo de trabalho, não existindo padronização dos processos.

A entrevista nº 5 foi realizada em 11 de agosto de 2022, com a entrevistada Beatriz, engenheira eletricista, que atua há aproximadamente 3 anos no mercado de GD, atualmente atua como analista de projetos acompanhando a elaboração dos projetos e a homologação

junto as distribuidoras, em uma empresa de projetos e construção de usinas solares para grandes clientes, com foco de atuação no Rio de Janeiro [78].

Beatriz destaca que a publicação da Lei 14.300 trouxe uma segurança maior para os clientes com GD, deixando claro os seus direitos e deveres [78].

O maior problema identificado por Beatriz é em relação ao prazo para homologação dos sistemas, pois as concessionárias do Rio não estão cumprindo os prazos estabelecidos pela lei. Além da demora, também falta retorno da concessionária. Atualmente o processo de homologação pode ser realizado de forma presencial, entregando os documentos impressos na concessionária ou por envio através de e-mail. Entretanto, o prazo só começa a contar a partir da emissão do protocolo, e como a concessionária demora para responder o e-mail, o prazo acaba sendo estendido. Beatriz identifica que as concessionárias estão com uma demanda muito grande de processos de conexão, além da alta demanda, e ela identifica que de certa forma as distribuidoras estão querendo que o ano acabe para que os novos clientes sejam inclusos nas novas condições da lei [78].

Beatriz também destaca que algumas questões trazidas pela lei estão gerando dúvidas para os clientes e para as empresas que atuam no setor. Um exemplo citado foi a questão do aumento do sistema já instalado, e se para esses casos todo o projeto passará a vigorar com as condições da nova lei ou se apenas a parte do aumento do projeto irá ser compensado com as condições trazidas pela lei. Caso seja implementada a segunda opção, onde apenas o aumento do projeto se enquadra nas novas disposições tarifárias, ainda não se sabe como que as distribuidoras irão identificar os créditos provenientes do aumento do projeto e os créditos provenientes da parte antiga do projeto [78].

Beatriz atua em duas distribuidoras do estado do Rio de Janeiro, e ela identifica que os processos são distintos em cada uma delas. Na Enel Rio, o formulário para o processo de conexão possui um campo específico para descrever o rateio de energia entre as UCs (para os casos de consumo remoto ou geração compartilhada). Já na Light, o formulário não possui um campo específico para esta informação. Outro exemplo dado foi a diferença entre os sistemas para o processo de conexão. No sistema da Enel existe um campo específico para cada documento, o que facilita até mesmo identificar se algum documento está faltando. Já no sistema da Light existem apenas dois campos, um destinado a documentos técnicos e outro para documentos gerais (onde são anexadas procurações, certidões, etc). Portanto, ela identifica falta de padronização dos documentos exigidos e dos processos das distribuidoras [78].

Com relação às faturas, Beatriz informa que o processo de início de compensação de créditos não é claro. Os clientes esperam que na fatura imediatamente após a instalação do sistema de GD, já ocorra a compensação de energia, o que muitas vezes não ocorre. Claro que isso está relacionado com o ciclo de leitura do medidor do cliente, como exemplo: se a leitura do medidor ocorre no dia 10 e o sistema de GD foi iniciado no dia 15, os créditos de energia não serão compensados na fatura imediatamente posterior à instalação, entrando apenas no próximo ciclo de faturamento. Além do ciclo de faturamento, outro processo que não é muito conhecido, mas que também influencia no início da compensação dos créditos, é o processo de informar a ANEEL a ocorrência da troca do medidor. Após a instalação do novo medidor bidirecional, a concessionária precisa informar a troca para a ANEEL e esse processo não é instantâneo [78].

Ainda com relação às faturas, Beatriz diz que frequentemente ocorrem erros nas informações e alocação dos créditos de energia nas faturas, ocasionando transtorno para os clientes, e sendo necessário entrar em contato com as ouvidorias tanto das distribuidoras quanto da própria ANEEL para reclamar e obter retorno e correção dos erros [78].

Com relação a valoração dos créditos de energia, Beatriz informa que a Enel e a Light não estão diferenciando os créditos gerados no horário de ponta e no horário fora de ponta [78].

Na visão da Beatriz, ainda falta uma conscientização, tanto da população quanto das próprias distribuidoras, da importância da energia renovável na matriz elétrica do país. Ainda há muito espaço para aproveitamento da energia solar no Brasil. Ainda falta sensibilidade das distribuidoras de enxergar a importância da utilização da energia solar [78].

A entrevista nº 6 foi realizada em 12 de agosto de 2022, com o entrevistado Olney, engenheiro eletricista, que atualmente trabalha em uma distribuidora de energia como especialista em regulação [79].

O primeiro tópico abordado na entrevista nº 6 foi sobre a REN nº 1.000. De acordo com Olney, esta resolução veio para unificar e simplificar várias resoluções já existentes, mas o foco principal foi revisar a REN 414. Observa-se que foram reduzidos muitos prazos e algumas etapas compiladas, como ocorreu com a união das etapas de vistoria e energização. A redução dos prazos gera um impacto para as distribuidoras, porém beneficia os consumidores. O Art. nº 668 da REN 1000 descreve os prazos que as distribuidoras possuem para se adequar as disposições da REN 1.000. Mesmo esta

resolução tendo compilado mais de 64 resoluções da ANEEL, para Olney, de forma geral não houve perda de conteúdo, mas sim uma simplificação dos procedimentos para facilitar o entendimento do consumidor. Além disso, ele destaca como ponto positivo a concentração de vários temas em uma única resolução, não sendo necessário procurar informações em outros documentos [79].

Antes de abordar propriamente os temas da Lei 14.300, Olney trouxe um breve relato sobre as origens da GD. Antes de 2012, ou seja, antes da publicação da REN 482, não se tinha um mercado de GD consolidado no Brasil. É sabido que incentivos fiscais são utilizados para impulsionar o mercado, para criar *know-how*, tecnologias, fornecedores e empresas capacitadas. Olney trouxe exemplos de incentivos em outros países do mundo como a instituição do *feed-in law* na Alemanha, a política de incentivos fiscais para fabricantes no Japão, o projeto americano denominado “*the million solar roofs*” além dos incentivos fiscais em alguns estados norte-americanos. No Brasil, o incentivo mais conhecido foi o *net metering*, conhecido como sistema de compensação de energia, que foi um subsídio trazido pela REN 482 em 2012 para incentivar o crescimento da GD. Quando a REN 482 foi publicada, já era prevista uma revisão desta resolução em 2019. Em 2018 ocorreu uma consulta pública para coletar informações para a revisão. Com o grande crescimento do mercado de GD, surgiram muitas empresas dependentes deste setor, além de associações como a ABSOLAR, que defenderam a manutenção do subsídio e das disposições trazidas pela resolução 482. Desta forma, a revisão acabou não ocorrendo em 2019, além de sair da esfera administrativa (ANEEL) e passar para a esfera legislativa. Ainda em 2019 foi criado o projeto de Lei 5.829 que em 2022 culminou na publicação da Lei 14.300. Olney destaca que é importante lembrar que o sistema de compensação se trata de um subsídio e que desde o início já estava prevista uma data fim, pois com o sistema de compensação de energia os clientes com GD acabam não pagando pelo uso do sistema de distribuição ocasionando um aumento de custos para os outros clientes sem GD. Olney indica como algo positivo a forma escalonada do fim do subsídio previsto na Lei 14.300, pois uma interrupção abrupta gera impactos negativos no mercado. Com o fim escalonado, o próprio mercado se autorregula e encontra caminhos para se reinventar [79].

Foi perguntado a Olney se em 2045, no cenário em que os clientes com GD estarão pagando 100% dos custos do uso do sistema, os projetos de GD ainda seriam viáveis. Olney diz que este é um cenário ainda muito distante, difícil de prever, e que ao longo deste caminho podem ocorrer avanços tecnológicos, que possibilitem a viabilidade dos

projetos. Talvez os potenciais clientes de GD sejam outros, diferentes do público-alvo atual, e o mercado tenha que se adaptar a esses novos futuros clientes. Como exemplo, Olney citou que a modalidade que mais cresceu inicialmente foi a de autoconsumo remoto, tendo como alvo bancos, com suas agências bancárias conectadas em baixa tensão, e grandes redes de varejo. Já este ano houve um grande aumento de geração compartilhada, ou seja, esgotaram-se os possíveis clientes para a modalidade de autoconsumo e deu-se atenção para a geração compartilhada. Do mesmo modo, em 2045 será necessário estudar o mercado e verificar quem serão os possíveis clientes neste momento. Outra possibilidade será explorar o mercado de *retrofit*, ou seja, trocar equipamentos antigos por equipamentos mais modernos, pois em 2045 um cliente que tenha instalado a GD em 2015 estará com equipamentos de 30 anos, sendo necessário atualizar os equipamentos, portanto, novos negócios com clientes antigos [79].

Perguntou-se ao Olney se as distribuidoras observaram um aumento no número de solicitações de acesso e de solicitações de parecer de acesso este ano. Ele informou que sim, as distribuidoras têm observado esse aumento, porém isso já havia sido mapeado e o número teve um aumento expressivo principalmente após o segundo semestre deste ano. As distribuidoras, não especificamente a distribuidora em que ele trabalha, mas de um modo geral estão com dificuldade de cumprir os prazos, pois a conexão da GD trata-se de um processo complexo que envolve diferentes setores da empresa, então é necessário um trabalho otimizado para cumprir os prazos. A vistoria da conexão não sofreu com este aumento de pedidos, porém os setores das análises técnicas, que precisam de profissionais especializados, têm sofrido e perdido os prazos, principalmente nas distribuidoras que não possuem sistemas de gestão apropriados para este processo [79].

Como ponto positivo da Lei, Olney destaca a proibição da venda do parecer de acesso e a necessidade de apresentação da garantia. Os alimentadores de média tensão não comportam muitas usinas de GD. Um alimentador de 13,8kV, por exemplo, comporta aproximadamente uma usina de 5 MW e uma usina de 2 MW. Portanto, existe uma “disputa de espaço”, ou seja, uma disputa pelo ponto de conexão ideal, onde o custo de obra é barato ou nulo, e onde o prazo de obra é pequeno, com obras simples e rápidas. Olney destaca que é muito comum um mesmo cliente realizar diversos pedidos para analisar qual é o melhor ponto de conexão. Porém essas inúmeras solicitações trazem prejuízo tanto para distribuidora quanto para os próprios clientes. Por um lado, as distribuidoras ficam sobrecarregadas com a grande quantidade de solicitações de parecer, o



que demanda realização de análises e estudos das equipes técnicas. Outro ponto é com relação a quantidade de conexões em um mesmo ponto da rede. Quando já existe uma solicitação de parecer em um determinado ponto da rede, e um segundo cliente também solicita conexão no mesmo ponto, a distribuidora entende que naquele ponto já existe uma conexão de GD em andamento e o segundo cliente recebe um custo de obra elevado para reforço da rede ou até mesmo recebe a negativa de conexão naquele ponto. Ou seja, os “testes” de solicitação de parecer prejudicam os clientes que têm um real interesse de implantar o projeto naquele local. Logo, tanto a proibição da venda quanto a solicitação de garantia irão reduzir a quantidade de “aventureiros”, que estão em busca de um parecer mas sem a intenção de implantar um projeto de GD [79].

Outro ponto positivo citado, foi a desburocratização da geração compartilhada. Anteriormente era necessário embasar a geração compartilhada em leis de formação de consórcio, envolvendo questões jurídicas. A Lei 14.300 deixou claro a utilização da modalidade de geração compartilhada [79].

Perguntou-se ao Olney se a concessionária onde ele trabalha já está cumprindo todas as disposições da Lei nº 14.300. Olney informou que a concessionária onde ele trabalha formou um comitê para discutir os detalhes da lei, porém a falta de pronunciamento do órgão regulador dificulta esta análise. O art. Nº 30 da Lei estabelece um prazo de 180 dias para que o órgão regulador adequue seus regulamentos à Lei. Este prazo terminou em julho, e até a data da realização da entrevista, a ANEEL ainda não havia se posicionado. Olney disse que a concessionária vem realizando constantes consultas ao órgão regulador na tentativa de entender as disposições da Lei. Os retornos recebidos são vagos, e informam que a concessionária deve atender as disposições da Lei porém caso tenha dúvidas e não consiga atender a Lei devido à falta de regulamentação, poderá aguardar a revisão das resoluções normativas e posteriormente aplicar as disposições de forma retroativa. A concessionária está estudando os detalhes da lei e orienta aos clientes que ainda não está praticando as disposições devido à falta de posicionamento do órgão regulador [79].

Um exemplo citado por Olney é o caso do art. Nº 18 que estabelece a aplicação da tarifa do custo do transporte conforme o formato de uso do sistema, em resumo, permite a aplicação da TUSD G (TUSD de geração) para as unidades de GD que se enquadrem como unidades geradoras. O art. Nº 26 estabelece que a aplicação dessa tarifa terá início após a revisão tarifária subsequente à publicação da Lei. A concessionária onde Olney trabalha

passou por uma revisão tarifária em março de 2022, ou seja, após a publicação da Lei. Entretanto a distribuidora ainda não está aplicando a tarifa da TUSD G pois não conseguiu adequar seus procedimentos para atender esta nova disposição e não obteve retorno do órgão regulador com relação a operacionalização da aplicação desta tarifa. A distribuidora está realizando cálculos do impacto que será causado pela aplicação retroativa desta nova tarifa, que será feita após o pronunciamento do órgão regulador. Em resumo, Olney observa que algumas distribuidoras começaram a aplicar as disposições da Lei e outras distribuidoras ainda não estão aplicando pois estão aguardando a regulamentação da ANEEL [79].

Olney explicou que os processos da distribuidora são complexos, e envolvem sistemas, as vezes desenvolvidos pela própria distribuidora e outras vezes comprados de uma empresa desenvolvedora de sistemas (ele citou como exemplo o sistema SAP). Alterar esses sistemas para adequação às novas disposições envolve tempo (tempo dos funcionários do TI e tempo de treinamento para que os usuários do sistema aprendam a utilizar as atualizações) e dinheiro (quando envolve a compra de atualizações do sistema terceirizado). Fazer este investimento sem o posicionamento do regulador é arriscado pois caso o entendimento da distribuidora esteja em desacordo com o posicionamento do órgão regulador, todo o investimento realizado nas atualizações do sistema será desperdiçado e será necessário refazer as alterações necessárias para aplicar as disposições conforme o entendimento do regulador [79].

Um ponto negativo elencado por Olney, foi a implementação da tarifa TUSD G, pois na época da entrevista, ele entendia que TUSD G seria benéfica apenas para GD remota, porém funcionaria como uma tarifa dupla para os clientes de GD com geração junto à carga [79]. Entretanto com a abertura da CP 051/2022, de acordo com o arquivo da minuta da nova resolução, fica claro que não haverá dupla cobrança, e a TUSD G seguirá as disposições do §2º do art. 127, no §3º do art. 149 e no inciso II do §1º do art. 294 da REN nº 1.000.

Olney trouxe uma reflexão sobre os malefícios causados pela GD da modalidade de autoconsumo remoto, que geralmente tem a central geradora implantada em áreas remotas, distante da carga em locais com poucos clientes consumidores próximos. Os alimentadores são em formato funil, ou seja, o início do alimentador é feito com cabos de secção maior, e no final do alimentador são utilizados cabos de secção menor. As áreas onde ocorre a implantação das GDs remotas geralmente são áreas onde a rede de distribuição possui

cabos com secções menores, e para atender a implantação desse tipo de projeto de GD, a concessionária é obrigada a reconduzir esses finais de alimentadores, trocando os cabos condutores da rede de distribuição, e desta forma realizando obras que não seriam necessárias naquele momento para aquele local, gastando recursos que poderiam ser investidos em áreas mais críticas que realmente necessitassem de obras. Essas obras impactam na tarifa de todos os consumidores. Além disso, essas GDs remotas causam problemas operativos, pois em casos de ocorrência de falha em que é necessário o remanejamento da carga a partir da manobra de troca de alimentadores, muitas vezes o alimentador mais próximo não tem capacidade de suportar a GD implantada naquele local. Em contrapartida, a GD implantada no mesmo local da carga traz benefícios para a rede e para a sociedade pois posterga alguns investimentos que seriam necessários para aumento de geração nos locais com alto consumo, gerando benefício na tarifa de todos os clientes [79].

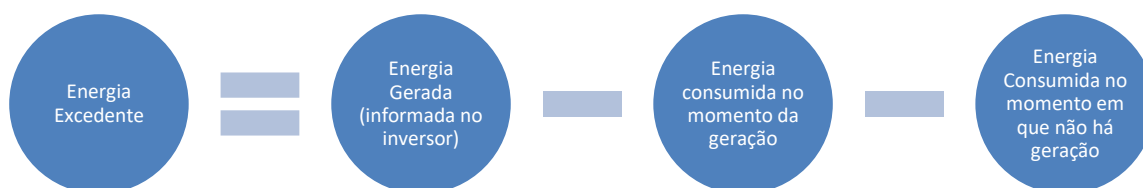
Com relação ao processo de conexão, no local onde Olney trabalha é possível dar entrada no processo de forma presencial, com a documentação impressa, ou através do sistema no website da concessionária. De modo geral, Olney observa que o processo de solicitação de conexão e as etapas de análise da documentação são semelhantes nas distribuidoras. Alguns processos específicos acabam divergindo, e ele citou como exemplo o caso de verificação de subdivisão de usinas. Conforme art. N° 4-A da REN 482, é vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos. O processo para identificação dos casos de subdivisão não é claramente definido pela ANEEL, portanto cada distribuidora faz essa identificação conforme seu próprio procedimento [79].

O último tópico abordado na entrevista n° 6 foi sobre a alocação de créditos de energia nas faturas. Perguntou-se se é difícil realizar esta medição de créditos de energia e o porquê de alguns casos ocorrerem erros ou desvios no montante de créditos de energia alocados nas faturas. Olney explicou que os clientes costumam verificar o montante de potência gerada e consumida diretamente do inversor, ou através de aplicativos do próprio inversor ou aplicativos disponibilizados por empresas que atuam na área de GD, que mostram os dados da geração, e utilizam esta informação como base para questionar o quantitativo de créditos alocados na fatura. Porém esta forma simplificada de conferência não leva em consideração o princípio da simultaneidade, ou seja, no mesmo momento em

que está ocorrendo a geração, também está ocorrendo consumo, além do consumo que ocorre quando não há geração. Portanto, a energia excedente que é contabilizada pelo medidor não é simplesmente a energia gerada contabilizada pelo inversor menos a energia consumida contabilizada pelo inversor. O esquema da Figura 17 representa o montante de energia que é efetivamente injetada na rede, já o esquema da Figura 18 representa como é calculado o excedente de energia. Esse modo de cálculo muitas vezes não fica claro para o cliente, causando reclamações e questionamentos sobre o montante de créditos de energia alocados nas faturas. Além disso, os medidores instalados nas UCs com GD são medidores de 4 quadrantes, bidirecionais, homologados pelo INMETRO, plenamente capazes de realizar a medição e a correta contabilização dos créditos de energia [79].



**Figura 17 - Modelo esquemático da energia injetada na rede**



**Figura 18 - Modelo esquemático da energia excedente contabilizada**

Ainda na temática dos créditos e das faturas, Olney citou que um outro ponto de bastante divergência entre as distribuidoras era a cobrança do custo de disponibilidade. As resoluções normativas da ANEEL não deixavam claro como devia ser feita esta cobrança. Portanto, algumas distribuidoras cobravam em duplicidade, descontando o custo da disponibilidade dos créditos gerados além de cobrar o valor da disponibilidade na fatura. A Lei 14.300 deixa claro que o custo da disponibilidade deve ser cobrado em fatura e não descontado dos créditos de energia gerados [79].

A entrevista nº 7 foi realizada em 15 de agosto de 2022, com o entrevistado Lucas, engenheiro eletricista, que atualmente trabalha como consultor em uma empresa de consultoria regulatória [80].

O primeiro tema abordado na entrevista foi sobre a publicação da REN N° 1.000. Lucas considera a publicação desta resolução como algo positivo, pois traz uma síntese do setor elétrico como um todo [80].

Perguntou-se para Lucas se a GD continuará atrativa após a mudança na valoração dos créditos de energia. Para ele, para os novos clientes, que solicitarem o parecer de acesso após janeiro de 2023, a mudança na tarifação vai tornar a GD menos atrativa do que é atualmente, porém ainda será atrativa [80].

Com relação ao artigo n° 30 da Lei, que estipula o prazo de 180 dias para a ANEEL adequar suas resoluções normativas às disposições da Lei, Lucas destaca que a falta de pronunciamento do órgão regulador cria uma incerteza muito grande, gerando a perda de isonomia. Ao mesmo tempo, Lucas destaca que é necessário levar em consideração que cada concessionária e permissionária tem sua realidade dentro da sua área de concessão, e isso também causa uma quebra de isonomia entre as distribuidoras [80].

Lucas observa que cada distribuidora tem uma opinião diferente sobre a GD. Ele observa que essa visão da distribuidora é afetada pelo avanço da GD em cada local, bem como com experiências anteriores com GD, por exemplo, se as conexões existentes de GD causam algum tipo de problema, isso afeta de forma negativa a visão que a distribuidora tem sobre a GD [80].

Lucas destaca como ponto positivo o fim do subsídio, de forma escalonada, sem interrupção abrupta. Além disso, ele também destaca como ponto positivo a Lei ter trazido explicitamente disposições sobre utilização de GD em serviços ancilares e disposições sobre a conexão de baterias, pois apesar da maioria da GD no Brasil ser fotovoltaica, poucos projetos possuem sistemas com baterias. Ele também destaca a revisão da tarifação dos créditos de energia como algo positivo, pois na visão dele a tarifação atual não ocorre de forma sustentável e eficiente, do ponto de vista econômico [80].

Como ponto negativo, Lucas cita a manutenção do direito adquirido até 2045, ou seja, a manutenção dos subsídios e benefícios por um tempo longo para clientes antigos e conexões solicitadas antes de janeiro de 2023. Para Lucas, demorou-se muito tempo para revisar e reduzir os subsídios no Brasil. Outro ponto negativo foi a utilização do CDE para financiar o subsídio tarifário, pois o CDE é pago por todos os clientes [80].

Lucas trouxe uma reflexão sobre a redução dos incentivos à GD nos Estados Unidos. Ele trouxe o exemplo de dois estados: o Havaí e a Califórnia. O Havaí é uma ilha, onde aproximadamente 30% das residências possuem instalação de painel fotovoltaico.

Inicialmente neste estado foi adotado o sistema de *net metering*, muito parecido com o sistema de compensação implantado no Brasil. Porém já em 2015, foi observado que o subsídio estava causando prejuízo para as distribuidoras, tanto prejuízo econômico quanto técnico. Desta forma, foi lançado um programa para substituir o *net metering* onde o subsídio foi diminuído pela metade, além de implantar o pagamento de um valor fixo para a concessionária, independente do montante de energia gerada. Além disso, foi permitido utilizar baterias e tornou-se obrigatório o uso de inversores inteligentes. Já na Califórnia, inicialmente também foi implementado o sistema do *net metering*, posteriormente em 2017 foi implementada a tarifa *time-of-use* (tarifa variante no tempo) e foi incentivada a utilização do armazenamento em baterias (armazenar energia gerada em um horário mais barato para utilizar em um horário mais caro). Na Califórnia, o usuário de média tensão não possui muitos benefícios, pois os custos da rede são embutidos na tarifa da demanda [80].

Lucas enfatizou a importância da utilização do sistema de baterias pois a carga das baterias é consumida no horário em que não se tem mais geração, geralmente coincidindo com o horário do pico de consumo, trazendo benefício para a rede de distribuição aliviando o sistema [80].

Lucas entende que no futuro, mesmo sem os subsídios tarifários, a GD será viável. [80]. Ele cita o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) produzido pela EPE, que indica que a cobrança pelo uso da rede será compensada pela redução de custos dos equipamentos, e desta forma as taxas de retorno devem ser mantidas [55]. O PDE 2031 estuda diferentes cenários para o avanço e a continuação da GD [81]. Ele também destaca como benefício a possibilidade da abertura de chamada pública, pelas distribuidoras, para compra da energia proveniente da GD e considera que este é um uso da GD que realmente traz benefícios para toda a sociedade [80].

A entrevista n° 8 foi realizada em 14 de novembro de 2022, com o entrevistado André, engenheiro eletricista, que atualmente trabalha em uma empresa de implantação de projetos de GD em todo o Brasil, atuando na área de conexão e acompanhando todo o projeto desde o pedido de orçamento estimado até a finalização da conexão à rede [82].

O primeiro tópico abordado foi sobre as alterações de alguns termos e expressões, como por exemplo a alteração da consulta de acesso para orçamento estimado. André disse que atualmente cada concessionária está tratando de uma forma, mas ele observa que aos poucos os novos termos já estão sendo utilizados [82].

Como ponto positivo trazido pela Lei e pela REN 1.000, André destaca a uniformização de prazos e documentos exigidos, apesar de algumas distribuidoras ainda não estarem praticando as novas disposições, ultrapassando os prazos e solicitando documentos além dos que estão previstos na resolução. Ele observa que cada concessionária tem seu próprio formulário e tem sua própria lista de documentos exigidos [82].

André observa que algumas distribuidoras não têm funcionários suficientes para realizar as análises e etapas dentro dos prazos regulatórios. Outro problema identificado são processos engessados das distribuidoras, que dificultam o andamento das atividades e não são atualizados para cumprir as novas disposições da Lei [82].

André informou que muitas concessionárias ainda não estão cumprindo a disposição do art. 2º, que determina os processos de solicitação de acesso e de nova conexão ocorram de forma concomitante. Na experiência dele, apenas as distribuidoras que já trabalhavam desta forma estão cumprindo esta determinação. As distribuidoras que tratavam esses processos de forma separada continuam com o procedimento antigo [82].

Com relação ao art. 4º, André disse que as distribuidoras ainda não estão cobrando a garantia de fiel cumprimento [82].

Com relação a alteração da valoração dos créditos de energia, André comenta que esta alteração já era esperada. Todo subsídio possui um início e um fim. Ele destaca que o fim gradual é algo positivo para manter a viabilidade dos projetos mesmo com o término dos subsídios [82].

André comenta que é difícil projetar o cenário de 2045. Ele ressalta que nos últimos anos ocorreram grandes avanços nas tecnologias além da diminuição dos preços dos equipamentos. Para os próximos anos ele acredita que ainda irão ocorrer mais avanços e que em 2045 o mercado de GD será um mercado saturado, a energia solar será algo trivial com custos muito baixos, e desta forma pagar os custos da rede não será algo que terá impacto nos projetos [82].

Como ponto negativo, André destaca a falta de definição dos critérios para análise dos casos de divisão de central geradora (§ 2º do art. 11). Ele comenta que este tema não foi detalhado pela ANEEL, ficando a cargo das distribuidoras definir os critérios para análise, ocasionando diferentes interpretações. Cada distribuidora tem sua própria interpretação e seu próprio método para determinar esses casos, as análises são subjetivas e os critérios utilizados não são claros e não são informados aos clientes. Ele cita que a

CEMIG possui uma ótima ferramenta chamada “Mapa de Disponibilidade de Minigeração”, disponível em [83], onde é possível verificar a disponibilidade de ligação para novos projetos de GD, e desta forma é possível identificar previamente se o local onde o cliente deseja implantar o projeto será viável ou não, antes mesmo de solicitar o orçamento estimado [82].

Como considerações finais, André sugere o aumento no quadro de funcionários das distribuidoras, para que os processos possam ocorrer dentro dos prazos previstos na regulação e para que seja prestado um melhor atendimento aos clientes, com retornos rápidos e claros. Porém ele destaca que independente disso, existe uma legislação e uma regulação que precisam ser cumpridas e as distribuidoras precisam se adequar para cumprir a regulação. Os projetos possuem um orçamento e um prazo para execução que leva em consideração os prazos estabelecidos pela legislação e os atrasos das distribuidoras impactam na execução e na viabilidade dos projetos [82].

A entrevista n° 9 foi realizada em 14 de novembro de 2022, com o entrevistado Francisco, engenheiro eletricista, que atualmente é líder do time de conexão e assuntos regulatórios em uma empresa de implantação e gestão de projetos de GD [84].

Francisco destaca que o marco legal veio para trazer uma segurança para a GD e que a Lei trouxe pontos positivos como a TUSD G, porém os clientes ainda não estão conseguindo usufruir desses benefícios pois as distribuidoras ainda não estão aplicando as novas disposições. Além disso, cada distribuidora está interpretando a Lei de uma forma diferente, não havendo padrão. Ele destaca que as empresas gastam muito tempo e recursos para entender os diferentes procedimentos de cada distribuidora [84].

Francisco cita que está aberta a CP 051/2022 para coletar informações para alteração das resoluções n° 1.000 e n° 956 para aplicação das disposições da Lei. O voto do diretor, não esclarece alguns pontos sensíveis, como por exemplo o critério para subdivisão de central geradora. Cada distribuidora interpreta de uma forma diferente. Francisco cita que em um projeto em que ele trabalha, localizado em São Paulo, existem dois projetos distintos, espaçados em 15 km, conectados em subestações diferentes, e que a distribuidora considera subdivisão de central geradora [84].

Com relação ao art. 2° §2°, Francisco disse que ainda existem distribuidoras que não efetuam os processos de solicitação de conexão e nova ligação de forma concomitante. Sobre o §3° que trata do formulário padrão com a lista de documentos pertinentes, Francisco disse que algumas distribuidoras solicitam documentos adicionais além dos que



estão previstos no formulário padrão da resolução. Como exemplo, ele citou que uma distribuidora solicitou o protocolo do licenciamento ambiental, outra distribuidora solicitou os estudos para seguir com o processo de acesso sendo que os estudos são de responsabilidade da distribuidora [84].

Sobre a exigência da garantia de fiel cumprimento, prevista no art. 4º, as distribuidoras ainda não estão solicitando esta garantia. As distribuidoras estão aguardando a resolução da ANEEL esclarecendo o procedimento correto e o processo de cobrança da garantia [84].

Com relação a revisão da valoração dos créditos de energia, Francisco entende que os clientes com GD devem pagar os custos do uso da rede já que estes utilizam a rede. O subsídio foi importante para incentivar o crescimento da GD e esse objetivo já foi alcançado, portanto o subsídio deve ser retirado, de forma escalonada, conforme está sendo feito [84].

Sobre a possibilidade de a distribuidora abrir chamada pública para compra da energia proveniente da GD, Francisco acha a ideia interessante porém não vê como isso será feito a curto prazo devido à falta de organização das concessionárias. As distribuidoras não estão conseguindo executar os processos simples e triviais da forma correta, cumprindo a legislação, então subentende-se que novos processos complexos, como gestão de compra e venda de energia, não serão implementados, pelo menos não a curto e médio prazo [84].

A partir das entrevistas realizadas, foi possível coletar informações a respeito de como a publicação da Lei e das novas resoluções estão afetando o mercado de GD. Além disso, foi possível observar como as distribuidoras atuam com relação aos processos que envolvem à GD e como isso afeta os clientes e as empresas que prestam serviços de integração, implantação e gestão da GD.

Os principais pontos positivos destacados pelos entrevistados foram:

- Estabelecimento de um período de transição equilibrado;
- Manutenção das regras vigentes para projetos existentes ou protocolados até 6 de janeiro de 2023;
- Redução de prazos;
- Estabelecimento de um prazo para entrada em vigor do rateio de créditos de energia;

- Possibilidade de implementar uma lista de UCs prioritárias para o recebimento dos créditos de energia;
- Esclarecimento do procedimento para cobrança do custo de disponibilidade;
- Estabelecimento de um formulário padrão contendo a lista de documentos a serem fornecidos à distribuidora.

Outro ponto positivo trazido pelos entrevistados é com relação ao benefício de isenção do ICMS que existe em alguns estados como Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Os entrevistados destacaram que ainda não está sendo possível usufruir dos benefícios trazidos pela Lei e pela REN n° 1.000, pois as distribuidoras ainda não estão implementando as novas disposições.

Uma crítica comum a todos os entrevistados foi a falta de padronização dos procedimentos e das normas das distribuidoras. Cada concessionária trabalha à sua própria maneira, aplicando seus próprios critérios. A padronização dos procedimentos e dos processos deve ser algo a ser trabalhado nas distribuidoras, e inclusive fiscalizado e cobrado pelo órgão regulador. A falta de padronização prejudica os consumidores, e inclusive fere o princípio da isonomia.

Outra crítica comum é referente a falta de posicionamento do órgão regulador, com relação aos pontos da Lei que aguardam regulamentação da ANEEL. Com a falta de posicionamento, as distribuidoras continuam trabalhando nas regras antigas, pois informam que sem o posicionamento da ANEEL não tem entendimento para aplicar as disposições da Lei, e desta forma, os usuários não podem usufruir dos benefícios trazidos pelo marco legal.

## Capítulo 6 - Conclusão

A modalidade de micro e minigeração distribuída surpreende com seus números a cada ano. Em 2020, pela primeira vez, a tecnologia fotovoltaica distribuída liderou a adição de capacidade instalada no ano, com 2,5 GW instalados, superando os números de todas as outras tecnologias, inclusive de geração centralizada. Em 2021, a modalidade de GD continuou se desenvolvendo, ultrapassando a marca de 6 GW no primeiro semestre do ano [81].

As elevadas tarifas de eletricidade e um modelo de compensação de créditos extremamente favorável tornaram o investimento em GD bastante atrativo no Brasil. Isso levou não apenas consumidores residenciais, mas também produtores rurais, redes varejistas, bancos e indústrias a investirem em sistemas de GD nas modalidades local ou remoto [81].

Entretanto, o grande volume de instalações recentes acionou um alerta quanto à sustentabilidade da manutenção das regras atuais definidas na Resolução Normativa ANEEL REN nº 482, de 2012 [33], que regulamentava a GD no Brasil. As distribuidoras têm custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e o gerador distribuído, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos, dado que ele continua fazendo uso da rede. Logo, os custos fixos são repassados aos demais consumidores do Sistema Interligado Nacional, através de aumentos na tarifa. Portanto, o modelo de compensação integral, em conjunto com o uso de tarifas monômias, conforme previsto em sua criação, estimularia o desenvolvimento e, então, deveria passar por um processo de revisão [81].

Uma análise internacional mostra que essa revisão da regulamentação da GD está ocorrendo em diversos países desenvolvidos e em desenvolvimento, e não apenas no Brasil. No exterior, foram reduzidas ou extintas as tarifas prêmio pagas aos geradores pela energia injetada na rede (por exemplo, Alemanha, Austrália, Japão e Reino Unido). Grande parte dos estados norte-americanos estudam novas tarifas para suceder o *net metering*, outros estados, como Nevada, aumentaram o valor da taxa fixa e a Califórnia adotou a utilização da tarifa *time-of-use*. Outros países, como a Bélgica, implementaram uma taxa anual aos geradores. Adicionalmente, cabe destacar que tais alterações regulatórias estão sendo praticadas internacionalmente não apenas com o foco na geração distribuída, mas sob um contexto mais amplo de modernização do setor elétrico, que busca permitir a

inserção de demais recursos energéticos distribuídos (baterias, resposta da demanda e veículos elétricos, por exemplo) de forma eficiente [81] [54].

Alguns países em desenvolvimento e subdesenvolvidos, ainda mantêm e/ou estão implementando incentivos a fim de ampliar o acesso à energia elétrica [85].

A China é o maior mercado de energia solar fotovoltaica do mundo, porém a pandemia do COVID-19 afetou negativamente o mercado chinês de energia solar. Desta forma, em 2019, houve um aumento das políticas governamentais para fornecer incentivos e subsídios financeiros para impulsionar a demanda deste mercado. O Ministério das Finanças da China (MOF) informou que o subsídio total para energia solar fotovoltaica em 2020 foi cerca de CNY 1,5 bilhão, representando uma redução de 50% comparado ao ano de 2019. Aproximadamente 500 milhões de CNY foram alocados para energia fotovoltaica residencial em telhados e 1 bilhão de CNY foi para projetos de licitação, incluindo projetos de energia fotovoltaica distribuída. O subsídio para energia solar fotovoltaica residencial caiu em CNY 0,1 por kWh, representando uma redução de 50% com relação à 2019 [86].

Com relação aos países da América Latina, o Uruguai foi o pioneiro na regulamentação da GD, publicando em 2010 um decreto que autorizava a instalação de GD na rede de baixa tensão. Em 2021, o Uruguai também iniciou a revisão dos incentivos à GD. O tema ainda está em discussão e empresas do setor de GD estão tentando reverter o corte dos benefícios implementado em 2021 [87]. No Uruguai é exigida a garantia de fiel cumprimento, conceito adotado no Brasil para GD apenas em 2022. Em 2019, o Chile, país quase 10 vezes menor que o Brasil, atingiu a marca de 264 GW de capacidade instalada de energia fotovoltaica, representando 10 vezes a capacidade instalada do Brasil. O Chile utiliza o mecanismo de cotas obrigatórias de energias renováveis para as distribuidoras, o que incentiva a GD [88] [89].

É importante salientar que ainda existem países que não possuem energia elétrica bem estabelecida, tão pouco geração distribuída. Em 2014, aproximadamente 1,19 bilhões de pessoas, ou seja 16% da população mundial, viviam sem acesso a eletricidade. No continente africano, cerca de 60% da população não possui acesso a eletricidade. O continente como um todo possui apenas cerca de 150 GW de potência instalada [85].

No Brasil, o final de 2021 e ano de 2022 representaram um marco na história do setor de geração distribuída do Brasil, com a revisão de importantes resoluções normativas como a publicação da REN N° 1.000/21 [59] e a publicação da Lei N° 14.300 [9], que trouxeram alterações importantes para o setor.

Além de dar mais segurança jurídica, a Lei trouxe alterações como a implementação de um novo modelo de compensação de créditos de energia revisando o modelo anteriormente estabelecido pela REN 482/2012 [33]. Outras alterações de destaque são:

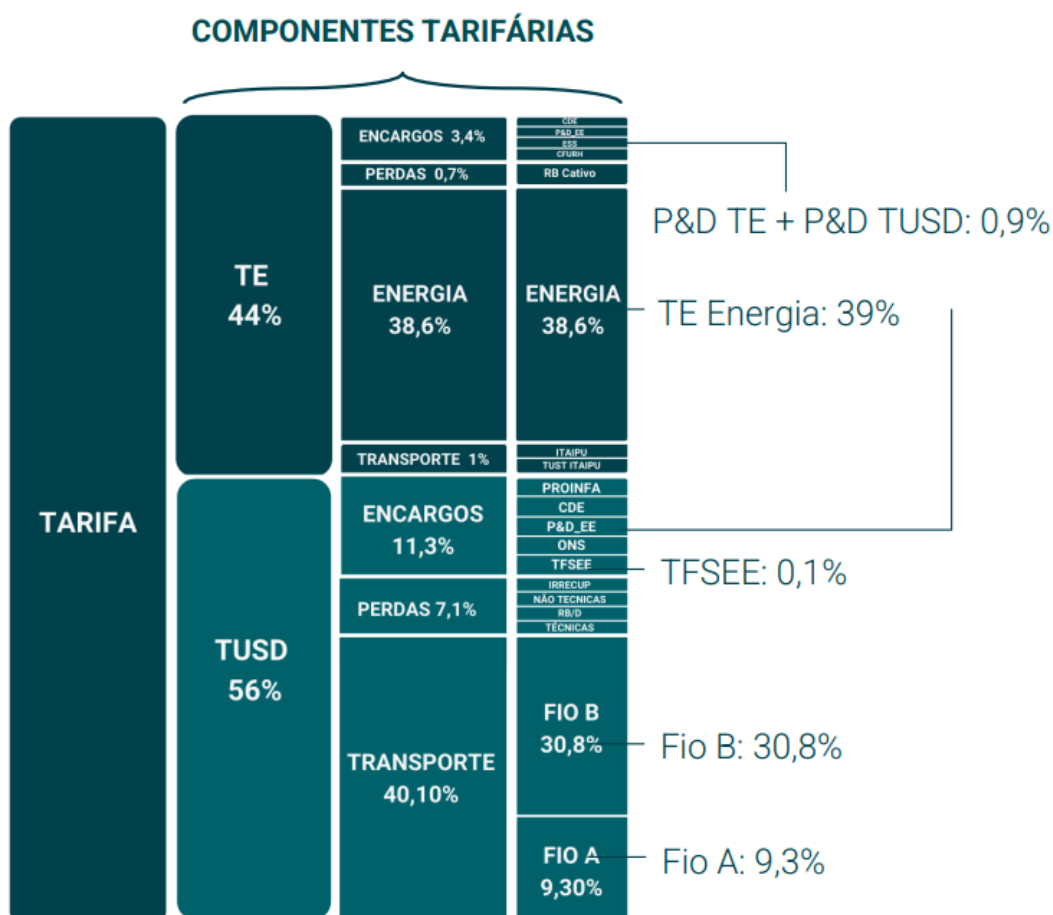
- O limite de GD fotovoltaica (FV) foi reduzido de 5 MW para 3 MW;
- Estabelecimento do conceito de fontes despacháveis, incluindo energia fotovoltaica com armazenamento em baterias;
- Definição de novas formas de associação civil permitidas na geração compartilhada, o que irá facilitar a implementação dessa modalidade de geração;
- Estabelecimento de um formulário padrão para a solicitação de acesso da GD, que institui os documentos pertinentes, deixando claro que as distribuidoras não podem solicitar documentos adicionais;
- Estabelecimento do prazo para operacionalizar o procedimento de alteração dos percentuais ou da ordem de utilização dos créditos de energia;
- Estabelecimento das diretrizes para cobrança do custo de disponibilidade;
- Estabelecimento do pagamento da garantia de fiel cumprimento para projetos de mini GD acima de 500 kW (com exceção de projetos de GD compartilhada ou de múltiplos consumidores);
- Implementação da TUSDg;
- Possibilita a distribuidora comprar créditos de energia excedentes;
- GD passa a ser considerada como exposição contratual involuntária pelas distribuidoras;
- Criação do Programa de Energia Renovável Social, que prevê contratação de GD com recursos do Programa de Eficiência Energética (PEE) para atender consumidores de baixa renda, embora não haja metas e o plano seja estabelecido pelas distribuidoras;

Um ponto positivo estabelecido pela Lei foi a manutenção das regras de compensação de todas as componentes tarifárias (regra estabelecida pela REN 482 [33]) até 2045 para geradores existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso até 12 meses após publicação da Lei. Adicionalmente, cabe ressaltar que a alteração afeta apenas a parcela da energia injetada na rede. A parcela gerada e consumida instantaneamente tem

o mesmo efeito de uma redução do consumo e, portanto, continua reduzindo todas as componentes tarifárias. Para os novos geradores que protocolarem a solicitação a partir do 12º mês, será aplicado um processo de transição, conforme estabelecido no art. N° 26 [9], e a compensação de 100% das componentes tarifárias irá ocorrer apenas em 2045 [81].

Ainda há incertezas relacionadas ao cálculo da remuneração da energia injetada na rede a partir de 2029, decorrentes do cálculo de benefícios da GD para o setor elétrico, pois essa definição aguarda regulação da ANEEL e deve ocorrer em até 18 meses a partir da publicação da Lei [81].

Para um entendimento simplificado dos efeitos da revisão do modelo de compensação de créditos, a TUSD fio B representa, em média, 31% do valor total da energia, ou seja, os clientes com GD terão uma redução de 31% da economia. A Figura 19 exemplifica o peso, em porcentagem, de cada componente da tarifa, para um melhor entendimento do quanto o novo modelo de compensação irá afetar o valor da compensação dos créditos.



**Figura 19 - Peso, em porcentagem, de cada componente tarifária [90]**

Para analisar os efeitos trazidos pela nova regulamentação aos consumidores e empresas que trabalham com GD, foram realizadas entrevistas com profissionais que atuam neste mercado. Através das entrevistas, foi possível observar que os profissionais enxergam com bons olhos a nova regulação, e acreditam que a nova Lei trará impactos positivos para o mercado. Entretanto, os efeitos ainda não podem ser observados pois as distribuidoras ainda não estão seguindo as novas disposições estabelecidas.

Uma constante em todas as entrevistas realizadas, é a observação da falta de padronização nos processos e procedimentos das distribuidoras. Cada concessionária tem sua forma de trabalho e implementa as disposições da regulação conforme seu próprio entendimento. Um trabalho importante que deve ser realizado pelo órgão regulador é a fiscalização das distribuidoras e de seus processos, a fim de fazer valer as disposições da legislação e de trazer uma maior padronização.

Os profissionais também destacaram que a revisão do sistema de compensação de créditos de energia já era esperada e que o processo escalonado de transição foi algo positivo estabelecido pela Lei, pois desta forma o mercado conseguirá se preparar e não sofrerá grandes impactos. Os profissionais esperam que com o avanço das tecnologias, a GD ainda seja viável no cenário de 2045, quando todas as componentes da tarifa estarão sendo compensadas.

Um estudo realizado pela Greener, disponível em [90], analisou a viabilidade dos projetos de GD, considerando o sistema de compensação de créditos em 2045. Como resultado do estudo, para cada tipo de projeto foi observado um impacto diferente, dependendo se trata-se de micro ou minigeração, se a geração é igual ao consumo ou se o sistema é subdimensionado, entre outros. Pelos resultados dos casos analisados, pode-se concluir que a Lei N° 14.300 [9] tem menor impacto ou, a depender do caso, pode até beneficiar consumidores pequenos que desejam instalar sistemas de micro GD, mantendo ou ainda, melhorando as condições de viabilidade econômica, em relação à REN 482/2012 [33]. Já no caso de sistemas maiores de mini GD e modelos de negócio para geração remota apresenta-se piora na atratividade, reduzindo a taxa de retorno a ponto de inviabilizar alguns projetos.

Uma novidade trazida pela Lei, e que ainda precisa ser explorada pelo mercado, é a possibilidade de armazenar energia através do sistema de baterias. Com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda há pouca difusão de baterias para uso junto às unidades consumidoras. As baterias podem ser utilizadas para deslocar o consumo do

horário da ponta, em que o valor do kWh é mais elevado, para o horário fora da ponta. Quanto maior a diferença entre as tarifas, maior a atratividade. O PDE 2031 da EPE [81] analisou dados de fornecedores que apontam um preço final de uma solução de armazenamento *turn-key* na faixa de R\$ 4.000/kWh no Brasil em 2021, tanto para soluções residenciais quanto comerciais. As baterias ainda estão longe de ser atrativas economicamente. Portanto, no atual momento, a perspectiva para o horizonte decenal é que sua entrada seja ainda marginal, presente em alguns projetos específicos, que estejam considerando outros aspectos (sociais, ambientais etc.), além do econômico na decisão de investimento [81].

O último ponto a ser considerado é com relação a abertura do mercado livre para consumidores de baixa tensão. Em 30 de setembro de 2022, foi aberta pelo MME a CP N° 137/2022 a respeito deste tema, que recebeu contribuições até 3 de novembro de 2022. Os desdobramentos desta consulta devem ser acompanhados para verificar os impactos no mercado da GD.

## 6.1 Trabalhos Futuros

As leis e normas estão em constante atualização. Portanto, este é um tema que deve estar em constante estudo e atualização. Como trabalhos futuros, sugere-se um trabalho dedicado às novas tarifas que serão aplicadas para os novos projetos de GD, e estudar se com estas tarifas os projetos continuam sendo viáveis.

Sugere-se um trabalho para analisar as disposições que serão publicadas pela ANEEL em até 180 dias após a publicação da Lei N° 14.300. Além disso, é importante analisar as normas técnicas de cada distribuidora, e verificar se essas normas foram atualizadas para se adequar à Lei 14.300 e fazer um comparativo entre as distribuidoras analisando se as normativas das concessionárias foram padronizadas. Passado algum tempo, é importante fazer novas entrevistas para identificar como a aplicação das novas leis e normas impactou o mercado de GD.

Sugere-se que sejam feitos estudos comparativos aprofundados da situação da geração distribuída no Brasil, após as alterações da legislação, com outros países no mundo, sendo um estudo específico para a América Latina, outro estudo comparando aos Estados Unidos, e um terceiro estudo comparando com a China.



A nova legislação permite a venda de energia proveniente da GD, desta forma sugere-se um estudo sobre a compra de energia proveniente de GD pelas distribuidoras como também analisar a abertura do mercado livre para clientes de baixa tensão (proposta em discussão até a data de publicação desta dissertação).

Outra nova disposição é sobre serviços ancilares e dispositivos de armazenamento de energia. Um trabalho para avaliar a aplicação destas novas disposições terá contribuição significativa para o setor.

Recomenda-se também um estudo aprofundado sobre as tarifas de energia nos estados do Brasil, sobre cada componente da tarifa, e estudar opções para possibilitar a redução do valor das tarifas e como os impostos influenciam no preço. É válido incluir neste estudo um comparativo das tarifas no Brasil com as tarifas em outros países.

## Bibliografia

- [1] Matriz energética e elétrica. Site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE Online. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 13 mar. 2022.
- [2] Crise energética: o que é e quais as suas causas no Brasil e no mundo. Site Portal Solar Online. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/crise-de-energia-no-brasil-e-no-mundo>. Acesso em: 05 ago. 2022.
- [3] Tarifas Residenciais. Site da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL Online. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLWlXNDMtYTU4NTI0NWlyNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJ9>. Acesso em: 13 mar. 2022.
- [4] Tudo o que você precisa saber sobre bandeiras tarifárias. Site Solstício Energia Online. Disponível em: <https://www.solsticioenergia.com/saiba-mais/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 13 mar. 2022.
- [5] MALAR, J. P. Brasil, Europa e China têm crises energéticas com causas diferentes, entenda. CNN Brasil Online, 2021. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/business/brasil-europa-e-china-tem-criises-energeticas-com-causas-diferentes-entenda/>. Acesso em: 13 mar. 2022.
- [6] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Geração distribuída: uma definição. *Electric Power System Research*, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.
- [7] GYAMFI, S.; TANYI, E.; IWEH, C. D.; EFFAH-DONYINA, E. Distributed Generation and Renewable Energy Integration into the Grid: Prerequisites, Push Factors, Practical Options, Issues and Merits. *Energies*, v. 14, n. 17, 2021. EISSN 1996-1073.
- [8] HOLLANDA, L.; SILVA, T. B.; CUNHA, P. C. F. Distributed energy resources. *FGV Energia Booklets*, v. 3, n. 7, 2016. ISSN 2358-5277.
- [9] BRASIL. Lei N° 14.300/2022, de 06 de janeiro de 2022. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 05 de ago. de 2022. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm). Acesso em: 02 nov. 2022.
- [10] SANTOS, M. T.; MATTOS, R. L.; LAPORT, N. M. X.; FORTES, M. Z.; MARTINS, F. G. R. The interpretation of the brazilian regulation of distributed generation in the different states and electricity distributors. *Journal of Engineering Science and Technology Review*, v. 15, n. 2, p. 47-53, 2022. <http://dx.doi.org/10.25103/jestr.152.07>
- [11] SANTOS, M. T.; MATTOS, R. L.; LAPORT, N. M. X.; FORTES, M. Z.; MARTINS, F. G. R. A Regulação Brasileira de Geração Distribuída Aplicada em Diferentes Estados e Distribuidoras. In: IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, 9, 2022, Santa Maria. Anais... Santa Maria, 2022, p. 1-8.
- [12] ANDRADE, C. B.; TRIGOSO, F. B. M. Marco regulatório brasileiro da geração distribuída baseada em sistemas fotovoltaicos. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 6, 2016, Belo Horizonte. Anais... Belo Horizonte, 2016, p. 1-8.
- [13] HERNANDEZ, J. A.; SANTAMARÍA, F.; TRUJILLO, C. L. Impacts of

- Regulation in the Development of Distributed Generation. *The Electricity Journal*, v. 28, n. 7, p. 83-95, 2015.
- [14] IEA. Programa Nacional de Geração Distribuída (Lei 27.424). Site da Agência Internacional de Energia Online, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/policies/13020-national-programme-for-distributed-generation-law-27424>. Acesso em: 04 ago. 2022.
- [15] MEDINILLA, M. FODIS: Argentina consigue financiamiento de dos entidades bancarias para generación distribuida. *Energía Estratégica Online*, 2022. Disponível em: <https://www.energiaestrategica.com/fodis-argentina-consigue-financiamiento-de-dos-entidades-bancarias-para-generacion-distribuida/>. Acesso em: 29 jan. 2023.
- [16] ANAYA, K. L.; POLLITT, M. G. Integrando a geração distribuída: regulação e tendências em três países líderes. *Energy Policy*, v. 85, [s.n.], p. 475-486, 2014.
- [17] DONG, J.; FENG, T-T.; SUN, H-X.; CAI, H-X.; LI, R.; YANG, Y. Clean distributed generation in China: Policy options and international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, [s.n.], p. 753-764, 2016.
- [18] A lei de fontes de energia renovável. *Energie Wende Umscholten ouf Zukunft Online*. Disponível em: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms\\_docId=71110](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71110). Acesso em: 03 ago. 2022.
- [19] WIRTH, H. Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE Online, 2021. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html>. Acesso em: 19 nov. 2022.
- [20] F. KRÖNERT, G. L. HENRIKSEN, S. BOYE, E. EDFELDT, E. WIESNER, M. F. NILSSON E O. UUSITALO, “Distributed electricity production and self-consumption in the Nordics,” 2019. Disponível em: <https://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2019/06/Distributed-energy-production-and-self-consumption-20190607.pdf>. Acesso em: 05 fev. 2023.
- [21] TOMASI, S. The (Non) impact of the Spanish “Tax on the Sun” on photovoltaics prosumers uptake. *Energy Policy*, v. 168, [s.n.], 2022.
- [22] LOWDER, T.; SCHWABE, P.; ZHOU, E. Historical and Current U.S. Strategies for Boosting Distributed Generation. National Renewable Energy Laboratory, [S.l.:s.n.], 2015.
- [23] COLL-MAYOR, D.; PAGET, M.; LIGHTNER, E. Future intelligent power grids: Analysis of the vision in the European. *Energy Policy*, v. 35, n. 4, p. 2453-2465, 2007.
- [24] PROUDLOVE, A.; LIPS, B.; SARKISIAN, D. Q3 2020 Quarterly Report. NC Clean Energy Technology Center Online, 2020. Disponível em: [https://static1.squarespace.com/static/5ac5143f9d5abb8923a86849/t/5f8f47d4b9163c3af23b88cc/1603225561979/Q3-20\\_SolarExecSummary\\_Final.pdf](https://static1.squarespace.com/static/5ac5143f9d5abb8923a86849/t/5f8f47d4b9163c3af23b88cc/1603225561979/Q3-20_SolarExecSummary_Final.pdf). Acesso em: 19 nov. 2022.
- [25] DE LA MORA, R.; LIPS, B.; POTTER, V.; PROUDLOVE, A.; SARKISIAN, D. Q1 2022 Quarterly Report. NC Clean Energy Technology Center Online, 2022. Disponível em: [https://static1.squarespace.com/static/5ac5143f9d5abb8923a86849/t/625f3f55e48c5424254b709e/1650409306600/Q1-22\\_SolarExecSummary\\_Final.pdf](https://static1.squarespace.com/static/5ac5143f9d5abb8923a86849/t/625f3f55e48c5424254b709e/1650409306600/Q1-22_SolarExecSummary_Final.pdf). Acesso em:

- 19 nov. 2022.
- [26] DE LA MORA, R.; LIPS, B.; POTTER, V.; PROUDLOVE, A.; SARKISIAN, D. Q2 2022 Quarterly Report. NC Clean Energy Technology Center Online, 2022. Disponível em: [https://nccleantech.ncsu.edu/wp-content/uploads/2022/02/Q2-22\\_EV\\_execsummary\\_Final-1.pdf](https://nccleantech.ncsu.edu/wp-content/uploads/2022/02/Q2-22_EV_execsummary_Final-1.pdf). Acesso em: 19 nov. 2022.
- [27] U.S. Department of Energy. Energy efficiency and renewable energy resources for state and local leaders. U.S. Department of Energy Online, 2022. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/slsc/articles/energy-efficiency-and-renewable-energy-resources-state-and-local-leaders-may>. Acesso em: 04 ago. 2022.
- [28] FENG, T-T.; YANG, Y. S.; YANG, Y. H.; WANG, D. D. Application Status and Problem Investigation of Distributed Generation in China: The Case of Natural Gas, Solar and Wind Resources. *Sustainability*, v. 9, n. 6, 2017. <https://doi.org/10.3390/su9061022>.
- [29] Dos primórdios ao mercado livre: a história da energia elétrica no Brasil. Esfera Energia Blog Online, 2021. Disponível em: <https://esferaenergia.com.br/blog/historia-energia-eletrica-brasil/#:~:text=O%20primeiro%20espa%C3%A7o%20a%20receber,usadas%20para%20transportar%20cargas%20pesadas>. Acesso em: 23 abr. 2022.
- [30] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 167, de 10 de outubro de 2005. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 11 out. 2005.
- [31] BRASIL. Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). Ministério de Minas e Energia Online, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 24 abr. 2022.
- [32] SANTIAGO, L. H. P. Resolução Normativa nº 414/2010: Aspectos e Mudanças sobre a Regulamentação do Fornecimento de Energia Elétrica. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, CE, 2011.
- [33] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17 de abril de 2012. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 17 abr. 2012. Seção 1, p. 53, v. 149.
- [34] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 493, de 08 de junho de 2012. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 08 jun. 2012. Seção 1, p. 103.
- [35] Cadastro do Atendimento aos Sistemas Intermitentes e Isolados. Site da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL Online. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjg4NTNmYjUtNTVmNC00MTljLWE2ZTAAtYTU3NTNiNGRmZDRlIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJ9R9&pageName=ReportSection>. Acesso em: 24 out. 2022.
- [36] BRASIL. Manual para atendimento às regiões remotas dos sistemas isolados. Ministério de Minas e Energia, [S.l.: s.n.], 2015, p.1-12.
- [37] ELETROBRÁS. Especificações Técnicas dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa Luz para Todos. Ministério de Minas e Energia, [S.l.: s.n.], jul., 2017.
- [38] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 517, de 11 de dezembro de 2012. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 12 dez. 2012.
- [39] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 02 dez. 2015. Seção

- 1, p. 45, v. 152.
- [40] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 786, de 17 de outubro de 2017. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 25 out. 2017. Seção 1, p. 56, v. 205.
- [41] VIEGAS, P. R. A. Sumário Executivo de Medida Provisória 998, de 02 de setembro de 2020. Núcleo de Estudos e Pesquisa Online, 2020. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/sumarios-de-proposicoes/mpv998>. Acesso em: 24 abr. 2022.
- [42] Principais disposições da Lei Nº 14.120/2021. Tomanik Martiniano Online. Disponível em: [http://www.tomasa.adv.br/wp-content/uploads/Principais-disposi%C3%A7%C3%B5es-da-Lei-n%C2%BA-14.120\\_2021.pdf](http://www.tomasa.adv.br/wp-content/uploads/Principais-disposi%C3%A7%C3%B5es-da-Lei-n%C2%BA-14.120_2021.pdf). Acesso em: 02 out. 2022.
- [43] Avaliação das políticas públicas de inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. Site do Tribunal de Contas da União Online, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/workshops/dialogos-uniao-europeia-2013-brasil/governanca-da-transicao-eletrica/manoel-moreira-2013-tcu.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2022.
- [44] Projeto de Lei Nº 414/2021, 10 de fevereiro de 2021. Site da Câmara Legislativa Online, 2021. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop\\_mostrarintegra?codteor=1962928&filename=PL+414/2021+%28N%C2%BA+Anterior:+PLS+232/2016%29](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1962928&filename=PL+414/2021+%28N%C2%BA+Anterior:+PLS+232/2016%29). Acesso em: 15 nov. 2022.
- [45] Consulta Pública Nº 137/2022, 03 de outubro de 2022. Site do Ministério de Minas e Energia Online. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublica](http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublica). Acesso em: 15 nov. 2022.
- [46] Nota Técnica Nº 29/2022/ASSEC, 03 de outubro de 2022. Site do Ministério de Minas e Energia Online. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=d4028325-9c99-f016-b0ed-c6d74e84b872&groupId=36090](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=d4028325-9c99-f016-b0ed-c6d74e84b872&groupId=36090). Acesso em: 15 nov. 2022.
- [47] Tarifas de Energia. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica Online. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/#:~:text=Composi%C3%A7%C3%A3o%20tarif%C3%A1ria,%20FPASEP%2C%20COFINS%20e%20ICMS>. Acesso em: 06 nov. 2022.
- [48] Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, n. 1, Brasília, 2018.
- [49] BRASIL. Lei Nº 22.549, de 30 de junho de 2017. Site Secretaria de Estado de Fazenda de Minas Gerais Online. Disponível em: [http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao\\_tributaria/leis/2017/122549\\_2017.html](http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2017/122549_2017.html). Acesso em: 20 nov. 2022.
- [50] BRASIL. Lei Nº 8.922, de 30 de junho de 2020. Diário Oficial do Estado, Rio de Janeiro, RJ, 01 set. 2020, p. 02. Disponível em: <http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/faces/oracle/webcenter/portalapp/pages/navigati>

- on-renderer.aspx;jsessionid=1wWV1hfV628nJ4VugN4Voen2MvQEz8xj\_naqED6buOdT86EKYIGA!-8228492?datasource=UCMServer%23dDocName%3AWCC42000009178&\_adf.ctrl-state=6zhoben9a\_1&\_afrLoop=88029981415174291&\_afrWindowMode=0&\_afrWindowId=null. Acesso em: 10 nov. 2022.
- [51] BRASIL. Lei Nº 11.253, de 08 de abril de 2021. Diário Oficial do Estado, Espírito Santo, ES, 09 abr. 2021. Disponível em: <http://www2.sefaz.es.gov.br/LegislacaoOnline/lpext.dll/infobaselegislacaoonline/leis/2021/lei11.253.htm?fn=document-frame.htm&f=templates&2.0>. Acesso em: 10 nov. 2022.
- [52] MATTAR, C. A. C. Ofício Circular nº 0010/2017-SRD/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Brasília, 2017.
- [53] LUNA, M. A. R.; CUNHA, F.; MOUSINHO, M.; TORRES, E. A. Solar photovoltaic distributed generation in brazil: the case of resolution 482/2012. *Energy Procedia*, n. 159, p. 484-490, 2019. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2018.12.036>
- [54] Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Brasília, 2019.
- [55] Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE Online. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno\\_MMGD\\_Baterias\\_rev2022.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno_MMGD_Baterias_rev2022.pdf). Acesso em 12 nov. 2022.
- [56] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 950, de 23 de novembro de 2021. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 01 dez. 2021. Seção 1, p. 107, v. 225.
- [57] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 956, de 07 de dezembro de 2021. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 15 de dez. 2021. Seção 1, p. 126, v. 235.
- [58] REN 1000: por que e o quê você precisa conhecer nela? Genyx Solar Power Online. Disponível em: <https://genyx.com.br/ren-1000-por-que-e-o-que-voce-precisa-conhecer-nela/>. Acesso em: 09 out. 2022.
- [59] BRASIL. Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 20 de dez. 2021. Seção 1, p. 206, v. 238.
- [60] CASARIN, R. Resolução 1.000 da Aneel: saiba o que muda com a nova norma. Site Portal Solar Online, 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/politica/regulacao/resolucao-1-000-da-aneel-saiba-o-que-muda-com-a-nova-norma>. Acesso em: 09 out. 2022.
- [61] Nota Técnica Nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL. da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, [S.l.:s.n.], 2022.
- [62] Micro e Minigeração Distribuída: Proposta em Audiência Pública. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL Online, 2019. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=BuMRgSOBmp8&t=454s>. Acesso em: 16 out. 2022.

- [63] BRASIL. Resolução Nº 15, 247. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 28 de dez. de 2020. Seção 1, v. 247, p. 13. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/arquivos/conselhos-e-comites/resolucao-cnpe-15.pdf>. Acesso em: 30 out. 2022.
- [64] Lei 14300: confira as mudanças trazidas pelo marco legal da geração distribuída. Site Portal Solar Online. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/lei-14300-confira-as-mudancas-trazidas-pelo-marco-legal-da-geracao-distribuida>. Acesso em: 30 out. 2022.
- [65] Cai veto de Bolsonaro ao marco da minigeração de energia própria. Senado Notícias Online, 2022. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2022/07/14/cai-veto-de-bolsonaro-ao-marco-da-minigeracao-de-energia-propria>. Acesso em: 24 jul. 2022.
- [66] Proposição da minuta da REN. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL Online, 2022. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participac](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participac). Acesso em: 18 nov. 2022.
- [67] Considerações para a valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída. Site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE Online, 2022. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=1dcb745e-3a55-1669-7736-411d673ffa58&groupId=36122](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=1dcb745e-3a55-1669-7736-411d673ffa58&groupId=36122). Acesso em: 15 nov. 2022.
- [68] Consultas Públicas Nº 129, de 23 de junho de 2022. Ministério de Minas Energia Online, 2022. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublica](http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublica). Acesso em: 15 nov. 2022.
- [69] Nota Técnica Nº 11/2022/SE. Site do Ministério de Minas e Energia Online, 2022. Disponível em: [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=aef25b03-1a9a-a172-86d9-349f72726a2a&groupId=36122](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=aef25b03-1a9a-a172-86d9-349f72726a2a&groupId=36122). Acesso em: 15 nov. 2022.
- [70] Consultas Públicas Nº 051/2022. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 04 de nov. de 2022. Seção 3, p. 171. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideDocumento=47694&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=47694&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp). Acesso em: 14 nov. 2022.
- [71] Projetos de Lei e Outras Proposições. Câmara dos Deputados Online. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2336484>. Acesso em: 12 nov. 2022.
- [72] ANEEL debaterá custeio da geração distribuída por meio da CDE e dos processos

- tarifários. Ministério de Minas e Energia Online, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-debatera-custeio-da-geracao-distribuida-por-meio-da-cde-e-dos-processos-tarifarios>. Acesso em: 19 nov. 2022.
- [73] MARINA. Entrevista 1. [S.l.: s.n.], 08 ago. 2022.
- [74] JANELE. Entrevista 2. [S.l.: s.n.]. 8 ago. 2022.
- [75] SERGIO. Entrevista 3. [S.l.: s.n.]. 8 ago. 2022.
- [76] Norma Técnica Unificada - NDU-013. Site do Grupo Energisa Online, 2022. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Documents/Normas%20técnicas/NDU%20013%20-%20Critérios%20para%20a%20Conexão%20em%20Baixa%20Tensão%20de%20Acessantes%20de%20Geração%20Distribuída%20ao%20Sistema%20de%20Distribuição.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2022.
- [77] GUILHERME. Entrevista 4. [S.l.: s.n.]. 11 ago. 2022.
- [78] BEATRIZ. Entrevista 5. [S.l.: s.n.]. 11 ago. 2022.
- [79] OLNEY. Entrevista 6. [S.l.: s.n.]. 12 ago. 2022.
- [80] LUCAS. Entrevista 7. [S.l.: s.n.]. 15 ago. 2022.
- [81] Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE Online, 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031\\_RevisaoPosCP\\_rvFinal\\_v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf). Acesso em: 15 nov. 2022.
- [82] ANDRÉ. Entrevista 8. [S.l.: s.n.]. 14 nov. 2022.
- [83] Mapa de Disponibilidade de Mineração. CEMIG Online. Disponível em: <https://geo.cemig.com.br/mca/Secure/Authorize?ReturnUrl=%2Fmca>. Acesso em: 15 nov. 2022.
- [84] FRANCISCO. Entrevista 9. [S.l.: s.n.]. 14 nov. 2022.
- [85] Renewables 2017 Global Status Report. REN21 - Renewables Now Online, 2017. Disponível em: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2017\\_Full-Report\\_English.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2017_Full-Report_English.pdf). Acesso em: 20 nov. 2022. ISBN 978-3-9818107-6-9
- [86] Mercado de energia solar da China - crescimento, tendências, impacto da covid-19 e previsões (2022 - 2027). Mordor Intelligence Online. Disponível em: <https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/china-solar-energy-market>. Acesso em: 20 nov. 2022.
- [87] MEDINILLA, M. Sigue el freno puesto a los beneficios fiscales para la generación solar distribuida en Uruguay. Energía Estratégica Online, 2022. Disponível em: <https://www.energiaestrategica.com/sigue-el-freno-puesto-a-los-beneficios-fiscales-para-la-generacion-solar-distribuida-en-uruguay/>. Acesso em: 22 nov. 2022.
- [88] Mercado de energia solar do Chile - crescimento, tendências, impacto da covid-19 e previsões (2022 - 2027). Mordor Intelligence Online. Disponível em: <https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/chile-solar-energy-market#:~:text=At%C3%A9%202019%2C%20a%20capacidade%20instalada,de%20energia%20el%C3%A9trica%20do%20pa%C3%ADs>. Acesso em: 20 nov. 2022.
- [89] Expansión de la geración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Facto



- Energy Online, 2018. Disponível em: <https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A81881F6A5ACC8A016A6FB86A673A55>.
- [90] Análise do Marco Legal da Geração Distribuída. Greener Online, 2022. Disponível em: [https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/01/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Aprovacao-do-Marco-Legal\\_14.03.22.pptx-1.pdf?utm\\_campaign=analise\\_marcolei\\_14300\\_fluxo&utm\\_medium=email&utm\\_source=RD+Station](https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/01/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Aprovacao-do-Marco-Legal_14.03.22.pptx-1.pdf?utm_campaign=analise_marcolei_14300_fluxo&utm_medium=email&utm_source=RD+Station). Acesso em: 20 nov. 2022.
- [91] SEMLYEN, A. S-domain methodology for assessing the small signal stability of complex systems in nonsinusoidal steady state. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 1, p. 132-137, 1999. ISSN: 0885-8950.

## Anexo A – Email da distribuidora Energisa Paraíba.

Fwd: Alteração do processo de Vistoria de Geração Distribuída - GRUPO B  

Externa  Caixa de entrada x



Sérgio

para mim ▾

<sergio

@outlook.c... 12:03 (há 3 minutos)



Obter o [Outlook para Android](#)

---

**From:** Projetos PB <[projetos.pb@energisa.com.br](mailto:projetos.pb@energisa.com.br)>

**Sent:** Monday, August 8, 2022 8:27:18 AM

**Subject:** Alteração do processo de Vistoria de Geração Distribuída - GRUPO B

Prezados (as),

Informamos que está sendo realizado alteração no processo de Projeto Elétrico de Geração Distribuída, na etapa de Vistoria de Padrão Grupo B com Geração Distribuída, será realizado a vistoria sem a necessidade da presença do projetista e responsável técnico.

No dia vistoria será realizado o teste de ilhamento do Inversor, para esta ação será necessário a presença apenas do cliente na residência (Unidade Consumidora) para realização da ligação do Inversor.

É necessário que no ato das solicitações de vistoria do projeto concluído e aprovado, o inversor deve ter as mesmas especificações contidas no projeto aprovado.

Esta alteração é válida inicialmente para cidade João Pessoa e região metropolitana (Cabedelo, Bayeux, Santa Rita e Conde), estaremos realizando nova orientação quando a alteração ocorrer em toda Paraíba.

Atenciosamente,

...

[Mensagem cortada] [Exibir toda a mensagem](#)

## Anexo B – Comunicado da distribuidora Enel Rio.

Fwd: Enel: Saiba mais sobre a descrição dos itens da sua fatura

**From:** Enel Distribuição <[noreply.atendimentoenel@brasil.enel.com](mailto:noreply.atendimentoenel@brasil.enel.com)>  
**Subject:** Enel: Saiba mais sobre a descrição dos itens da sua fatura  
**Date:** 3 February 2022 16:46:51 GMT-3  
**To:** [REDACTED]



### COMUNICADO AOS CLIENTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Olá,

A partir de fevereiro de 2022, vamos apresentar novos itens no campo de "descrição" da sua conta de energia.

Com essa mudança você receberá a cobrança da tarifa separada em TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição).

Neste mesmo mês, passaremos a cobrar a fatura com isenção do ICMS somente para a TE (Tarifa energia)\* até o limite da energia injetada. Ou seja, o ICMS incidirá sobre a TUSD. Faremos isso para cumprir a legislação de Micro e Mini Geração\*\* e a determinação do CONFAZ\*\*\*.

Se precisar de informações adicionais, é só entrar em contato pelo 0800 28 00 120.

\*SINIEF 2, de 22 DE ABRIL DE 2015

\*\*LEI 8922 de 30 DE JUNHO DE 2020

\*\*\*CONVÊNIO ICMS 16, de 22 DE ABRIL DE 2015

Enel Distribuição Rio

Acesse nossos canais digitais



[enel.com.br](http://enel.com.br)