



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO
FACULDADE DE ARQUITETURA, ENGENHARIA E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RICHARD RODRIGUES ESPERIDIÃO DE SÁ

**ANÁLISE DOS PROCEDIMENTOS PARA INSERÇÃO DA MINIGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA PERSPECTIVA DOS ACESSANTES: IMPACTOS
TÉCNICOS E ECONÔMICOS**

CUIABÁ – MT
JUNHO, 2023

RICHARD RODRIGUES ESPERIDIÃO DE SÁ

**ANÁLISE DOS PROCEDIMENTOS PARA INSERÇÃO DA MINIGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA PERSPECTIVA DOS ACESSANTES: IMPACTOS
TÉCNICOS E ECONÔMICOS**

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:

Prof. Dr : Dorival Gonçalves Junior

CUIABÁ – MT

JUNHO, 2023

Dados Internacionais de Catalogação na Fonte.

D278a de Sá, Richard Rodrigues Esperidião.

ANÁLISE DOS PROCEDIMENTOS PARA INSERÇÃO DA MINIGERAÇÃO
DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA NA PERSPECTIVA DOS ACESSANTES: IMPACTOS
TÉCNICOS E ECONÔMICOS [recurso eletrônico] / Richard Rodrigues Esperidião de Sá. --
Dados eletrônicos (1 arquivo : 43 f., il. color., pdf). -- 2023.

Orientador: Dorival Gonçalves Junior.

TCC (graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso,
Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia, Cuiabá, 2023.

Modo de acesso: World Wide Web: <https://bdm.ufmt.br>.

Inclui bibliografia.

1. Minigeração distribuída, Impactos técnicos, Impactos econômicos. Lei 14.300.
Regulação.. I. Gonçalves Junior, Dorival, *orientador*. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Permitida a reprodução parcial ou total, desde que citada a fonte.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO

DESPACHO

Processo nº 23108.038032/2023-80

Interessado: RICHARD RODRIGUES ESPERIDIÃO DE SÁ

FOLHA DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA MONOGRAFIA:

"ANÁLISE DOS PROCEDIMENTOS PARA INSERÇÃO DA MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA NA PERSPECTIVA DOS ACESSANTES: IMPACTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS"

ALUNO: Richard Rodrigues Esperidião de Sá

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito para a obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 5 de junho de 2023.

Nota: **10,00**

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Orientador: Dorival Gonçalves Junior

Prof. examinador: Jorge Luiz Brito de Faria

Engº. Eletricista examinador: Jhom Leyven Lima de Oliveira



Documento assinado eletronicamente por **DORIVAL GONCALVES JUNIOR, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 05/06/2023, às 20:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JORGE LUIZ BRITO DE FARIA, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 05/06/2023, às 20:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JHOM LEYVEN LIMA DE OLIVEIRA, Usuário Externo**, em 05/06/2023, às 20:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufmt.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5817258** e o código CRC **C7628C61**.

Dedico esse trabalho a todos que fizeram parte, nem que seja por um breve momento, dessa minha jornada, saio com a certeza que o maior investimento que eu fiz foi compartilhar vivências, sonhos, fracassos, sucessos, projetos, realizações, tristezas e muitas felicidades com diversas pessoas, em especial minha família! Com as Palavras de Carl Sargan digo: “Diante da vastidão do tempo e da imensidão do universo, é um imenso prazer para mim dividir um planeja é uma época com você”(s).

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus por ter me permitido trilhar essa jornada, agradeço minha família por ter me dado todo apoio necessário durante a graduação, meus pais que nunca mediram esforços para que nos proporcionar tudo que fosse necessário para que nosso sonho de conquistar um diploma de nível superior fosse alcançado, ao meu irmão pelo companheirismo e ajuda, em especial minha irmã Rudiny (Eng.^a Eletricista formada pela UFMT) por ter sido referência nessa caminhada acadêmica e agora também referência profissional para mim, aos meus primos pela parceria e amizade.

Ao professor Dorival, meu orientador, por ter aceitado me direcionar e ajudar nesse trabalho, meu imenso agradecimento pelo ensinamento e principalmente pela paciência com que o senhor me orientou, ao professor Jorge Faria e ao Jhom por terem aceitado fazer parte dessa banca. A Universidade Federal de Mato Grosso que por meio de políticas públicas tornou possível eu me manter na faculdade durante o curso, em especial o Departamento de Engenharia Elétrica, seu corpo docente, coordenação e administração.

A todas as instituições que eu tive a honra de participar que propiciaram momentos que sem dúvidas me ajudaram muito durante a graduação, nelas eu aprendi muito profissionalmente e pessoalmente, e construí laços que levarei para vida inteira. São elas: PET – Elétrica UFMT, Atlético Ampère, Atlético Turuna e Liga das Atléticas da UFMT.

E por último, mas não menos importante aos meus amigos e amigas, de certa forma é impossível citar os nomes de todos que tiveram contribuição especial na minha graduação, dessa forma, agradeço em especial meu amigo de longa data Daniel Filho e ao maranhense Jhom Leyven, aos amigos que construí durante a graduação que dividiram dificuldades e conquistas comigo, Semy Chokr, Herbert Souza, Fernando Nascimento, Mayani Roldão, Isadora Beal, Alexandre Carvalho, Rodrigo Bressan. A minha amiga Júlia Pelluzi por todo incentivo nessa fase final do curso.

RESUMO

SÁ, R.R.E. **Análise dos procedimentos para inserção da minigeração distribuída fotovoltaica na perspectiva dos acessantes: impactos técnicos e econômicos.** 2023. 38f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso. Cuiabá, 2023.

A partir da resolução normativa 482/2012 (REN 482/2012), foi criado o sistema de compensação de créditos de energia. Esse sistema então oportunizou uma expansão da geração distribuída através da fonte solar fotovoltaica. De início não houve uma expansão tão significativa, entretanto, após contribuição de outros fatores a partir do ano de 2019 houve um salto nesse tipo de sistema, sendo que em 2021 e 2022 esse aumento foi mais acentuado. A expansão da fotovoltaica de minigeração distribuída acontecida recentemente trouxe diversos impactos técnicos da rede de distribuição de energia. Uma vez que as redes que atendiam as cargas foram construídas e projetadas originalmente para atender o acessante na condição de carga passiva. Diante disso, para resolver esses problemas, se faz necessário um alto investimento monetário para readequar a rede de distribuição. Isso traz um grande impacto econômico. Lei 14.300 traz um avanço repassando partes desses custos para o acessante que tenha geração própria.

Palavras-chave: Minigeração distribuída. Impactos técnicos. Impactos econômicos. Lei 14.300. Regulação.

ABSTRACT

Starting from the normative resolution 482/2012 (REN 482/2012), the net energy metering system was created. This system then facilitated the expansion of distributed generation through solar photovoltaic sources. Initially, there wasn't a significant expansion, but with the contribution of other factors starting from 2019, there was a leap in this type of system, and the increase was more pronounced in 2021 and 2022. The recent expansion of distributed mini-generation photovoltaics has brought several technical impacts on the distribution networks. As the networks that served the loads were originally built and designed to accommodate the consumer as a passive load. Consequently, solving these problems requires a substantial monetary investment to reconfigure the distribution network, resulting in a significant economic impact. The Law 14.300 represents progress by transferring parts of these costs to consumers with their own generation.

Keywords: Distributed mini-generation. Technical impacts. Economic impacts. Law 14,300. Regulation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Impacto da GD na operação do SIN	14
Figura 2 - Evolução dos preços dos kits fotovoltaicos	15
Figura 3 - Histórico da inserção de minigeração distribuída no Brasil	16
Figura 4 - Histórico taxa SELIC.....	16
Figura 5 - Histórico da minigeração distribuída em Mato Grosso	17
Figura 6 - Linha do tempo da Lei 14.300	24
Figura 7 - Linha do tempo para cobrança da componente tarifária da TUSD FIO B	24
Figura 8 - Impactos dos subsídios na tarifa	29
Figura 9 - Valores acumulados dos subsídios no Brasil em 2022	30
Figura 10: Valores acumulados dos subsídios no Brasil até maio de 2023.....	30
Figura 11 - Histórico dos subsídios para Geração Distribuída em Mato Grosso	31
Figura 12 - Impactos dos subsídios para consumidores e concessionária.....	31
Figura 13 - Quadro sobre pagamento da TUSD	34
Figura 14 - Regras para TUSDinjeção	35
Figura 15 - Diferença entre TUSDdemanda e TUSDinjeção	35
Figura 16 - Redução percentual da TUSDinjeção em relação a TUSDdemanda por concessionária.....	36
Figura 17 - Componentes tarifárias	41

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - ERD	37
Equação 2 - Fator de cálculo ERD	37
Equação 3 - Cálculo do FRC	37
Equação 4 - Período de vida útil.....	38
Equação 5 - Cálculo ERDg.....	38
Equação 6 - Fator de Cálculo para Geração	39

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua corrente alternada
CP	Consulta Pública
ERD	Encargo de responsabilidade da distribuidor
FP	Fator de Potência
FRC	O fator de recuperação do capital
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
LTs	Linhas de Transmissão
MNGD FV	Minigeração Distribuída Fotovoltaica
MW	Megawatts
MWh	megawatts – hora
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRD	Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição
TUSD	Tarifa do uso do sistema de distribuição
TUSDc	Tarifa do uso do sistema de transmissão carga
TUSDg	Tarifa do uso do sistema de transmissão geração ou injeção
TUST	Tarifa do uso do sistema de transmissão
WACC	Custo médio ponderado do capital
Wp	watts-pico

SUMÁRIO

1	Introdução.....	13
1.1	Problemática	18
2	Histórico da Legislação de Geração Distribuída no Brasil.....	19
3	Impactos técnicos e econômicos causados pela introdução de minigeração distribuída..	25
3.1	Fator de potência.....	26
3.2	Elevação no nível de tensão.....	27
3.3	Perdas técnicas.....	27
3.4	Conclusão do capítulo.....	28
4	Impactos econômicos causados pela introdução de minigeração distribuída.....	29
5	Responsabilidades financeiras pré e pós 14.300	33
6	Considerações finais	40
7	Referências bibliográficas	43

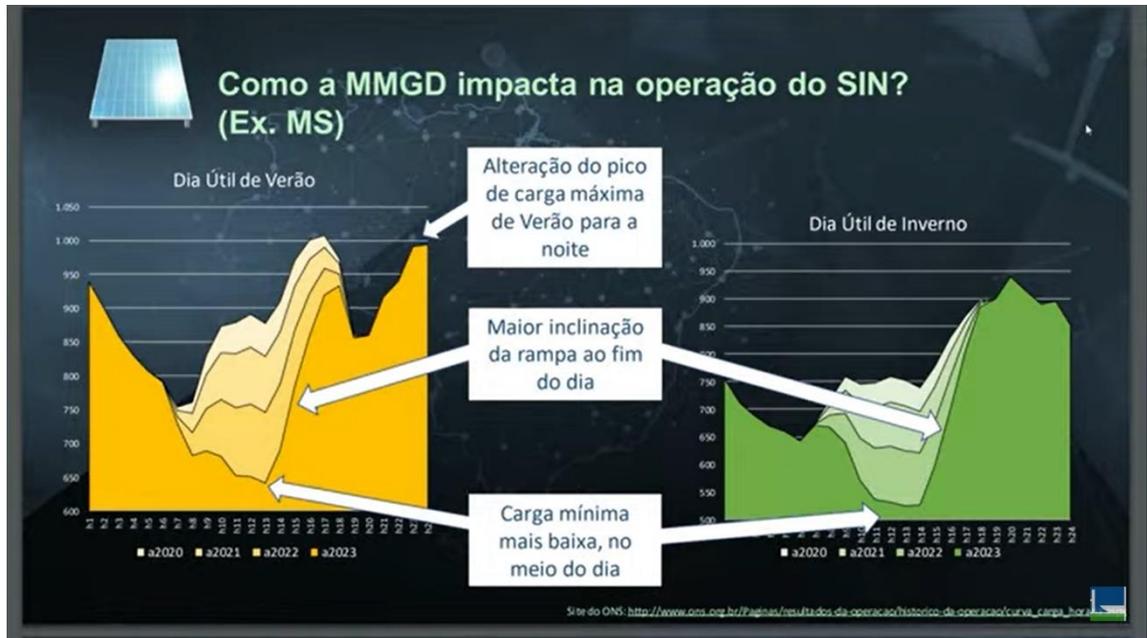
1 Introdução

Em 2010, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) deu início às discussões e ao desenvolvimento de normas que regulamentassem a Geração Distribuída (GD) no Brasil. Esse trâmite tinha o intuito de diminuir as barreiras para a inserção de geradores distribuídos, possibilitando uma alavancagem no setor. Dessa forma, em 2010, tivemos início a uma série de consultas técnicas e audiências públicas com o objetivo de materializar essa regulamentação. Durante esse processo, foram considerados diversos aspectos, como os tipos de fontes renováveis permitidas, as faixas de potência dos geradores, as condições técnicas de conexão à rede de distribuição, os prazos de cada fase do processo, os mecanismos de compensação de energia, entre outros. (ANEEL,2010)

Após a fase de consulta, em 2012, a ANEEL elaborou a Resolução Normativa 482/2012 (REN 482/2012), que foi publicada no Diário Oficial da União em 17 de abril de 2012. A partir da REN 482/2012, foram criados diversos mecanismos que visavam fomentar a Geração Distribuída, sendo o principal deles o sistema de compensação de créditos de energia (ANEEL,2012). Esse sistema oportunizou a expansão da geração distribuída por meio da fonte solar fotovoltaica, pois os consumidores passaram a poder gerar sua própria energia durante as horas de sol, usando as redes de distribuição e as linhas de transmissão (LTs), juntamente com o conjunto de fontes de geração de energia elétrica conectadas às redes e às LTs, desse modo o Sistema Interligado Nacional (SIN) desempenha um papel importante, ele atua como local de armazenamento nos momentos de excedentes de energia elétrica e como fornecimento nos momentos de déficit de energia elétrica. Portanto, o SIN evita que os consumidores com geração própria e conectados à rede precisem investir em armazenamento de energia elétrica. Esse aspecto é especialmente relevante no caso da geração fotovoltaica, cuja fonte é não controlada e se manifesta, nas melhores condições, em cerca de um terço das horas diárias. Dessa forma, segundo a gerente de metodologias e modelos energéticos no Operador Nacional do Sistema (ONS), Tatiana Gonçalves, existem três efeitos principais da GD que trazem desafios para qualquer operador “ponto de demanda baixa no meio dia, exigindo recursos de flexibilidade para geração, uma íngreme de retomada da carga quando a solar deixa de gerar, e pôr fim a demanda máxima do verão que acontecia ao meio dia passando a ocorrer no meio da noite”. (CANAL ENERGIA;2023). Na Figura 1 podemos ver os pontos citados pela Tatiana Gonçalves, os gráficos mostram como a carga se comporta devidos aos impactos da GD, com a mudança no pico da carga máxima em dias de verão, antes ao meio dia agora ao meio da noite, uma maior inclinação na rampa ao fim do dia, tanto no inverno quanto no verão, horário

esse em que a solar fotovoltaica deixa de gerar e cargas mínimas ameio dia, ponto do dia onde temos o pico de geração para esse tipo de fonte.

Figura 1 - Impacto da GD na operação do SIN



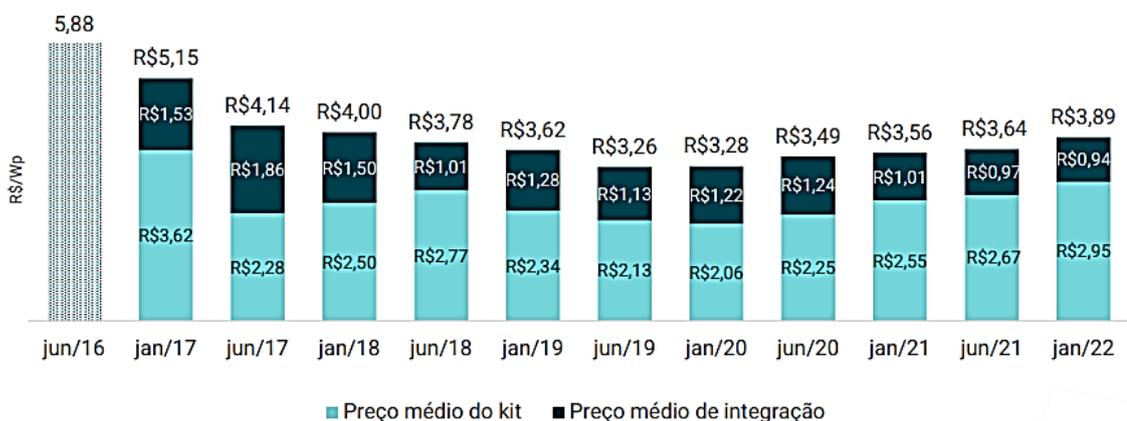
Fonte: Canal Energia (2023)

Por outro lado, apesar dos esforços da ANEEL, inicialmente, a minigeração distribuída não teve uma expansão significativa, entre os anos de 2012 e 2014 apenas cinco sistemas de minigeração distribuída foram conectados à rede de distribuição, totalizando apenas cerca de 2,5 megawatts (MW) de potência instalada (ANEEL,2023)

Apesar de a REN 482/2012 estabelecer uma nova discussão cinco anos após sua publicação, essa pauta foi discutida antes devido ao crescimento abaixo da expectativa. Assim, três anos depois, como resultado de novas discussões e audiências, foi publicada a REN 687/2015, que alterava a REN 482/2012. Essa normativa visava melhorar as condições para os geradores distribuídos, tendo como principal ferramenta a melhoria do sistema de créditos de energia, permitindo a compensação de múltiplas unidades consumidoras e o autoconsumo remoto. Mesmo com os esforços e incentivos, o setor ainda não via um crescimento considerável, no ano de 2015 apenas 10 sistemas de minigeração distribuída foram conectados ao sistema de distribuição, somando um acumulado de potência instalada no ano de pouco mais de 1,5 MW. Nos anos subsequentes um pequeno aumento foi registrado, no período de 2016 a 2018 foram registrados 677 sistemas de minigeração distribuídas conectados a rede de distribuição, com uma potência instalada de pouco mais de 132 MW, contudo, esse aumento ainda não atendia as expectativas esperadas (ANEEL,2023)

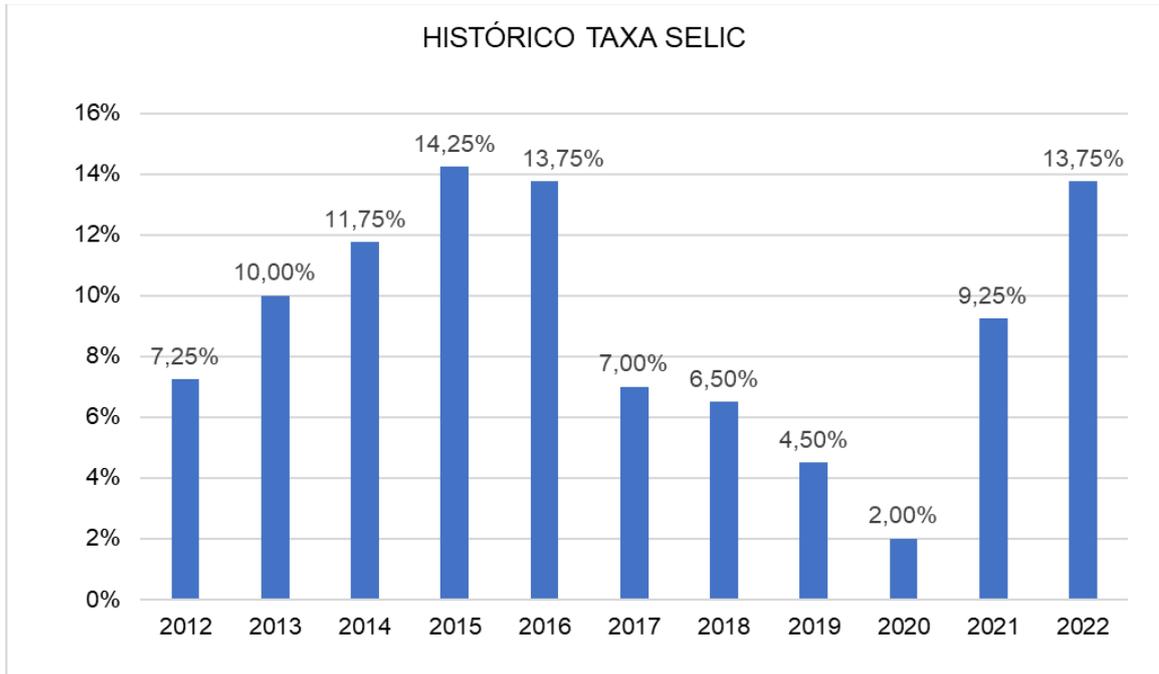
Entretanto, após a contribuição de outros fatores, como o aumento da tarifa que acumulou alta de 114% entre os anos de 2015 e 2021 e passou a custar de R\$476,2/ megawatts – hora (MWh) em 2018 para R\$547,8/MWh em 2019 (aumento de mais de 15%)(ABRACEEL, 2023), a queda no valor dos equipamentos, o preço médio do kit para sistemas de minigeração em 2016 estava em torno R\$4,35/ Wp (watts-pico) já em 2020 esse valor era de R\$2,06/Wp, no segundo semestre de 2022 o valor desse sistema, apesar de um ligeiro aumento em relação a 2020, estava no patamar de R\$2,56/Wp, uma redução considerável em relação a 2016 (GREENER, 2022), e a redução da taxa básica de juros (SELIC), que saiu de de 14,25% em 2015 para 2% em 2020 (BANCO CENTRAL, 2023), a partir do ano de 2019 houve um salto nesse tipo de sistema, registrando 1.766 sistemas conectados nesse ano, totalizando mais de 30MW de potência instalada. O crescimento foi mais acentuado de 2020 a 2022, registrando nesse período a conexão de 21.642 sistemas de minigeração distribuída, com uma potência instalada acumulada nesses anos maior que 3.390MW, sendo mais da metade conectados em 2022, evidenciando que, apesar das condições criadas desde 2012, essa grande expansão da minigeração distribuída solar fotovoltaica é recente. Já no Estado de Mato Grosso, até o ano de 2018, apenas 35 minigeradores foram conectados ao sistema, sendo 30 em 2018, somando aproximadamente 4,8 MW de potência instalada no período. Em seguida, no ano de 2019, houve uma sinalização de crescimento, com 176 novos geradores e potência instalada de 24,5 MW. Acompanhando o movimento nacional, o crescimento mais acentuado começou a partir do ano de 2020, estendendo-se nos anos posteriores. Dessa maneira, no período entre 2020 e 2022, foram conectados 1580 sistemas, totalizando uma potência instalada maior que 276 MW. A Figura 2 e 3, trazem os dados de crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil e em Mato Grosso respectivamente (ANEEL, 2023).

Figura 2 - Evolução dos preços dos kits fotovoltaicos



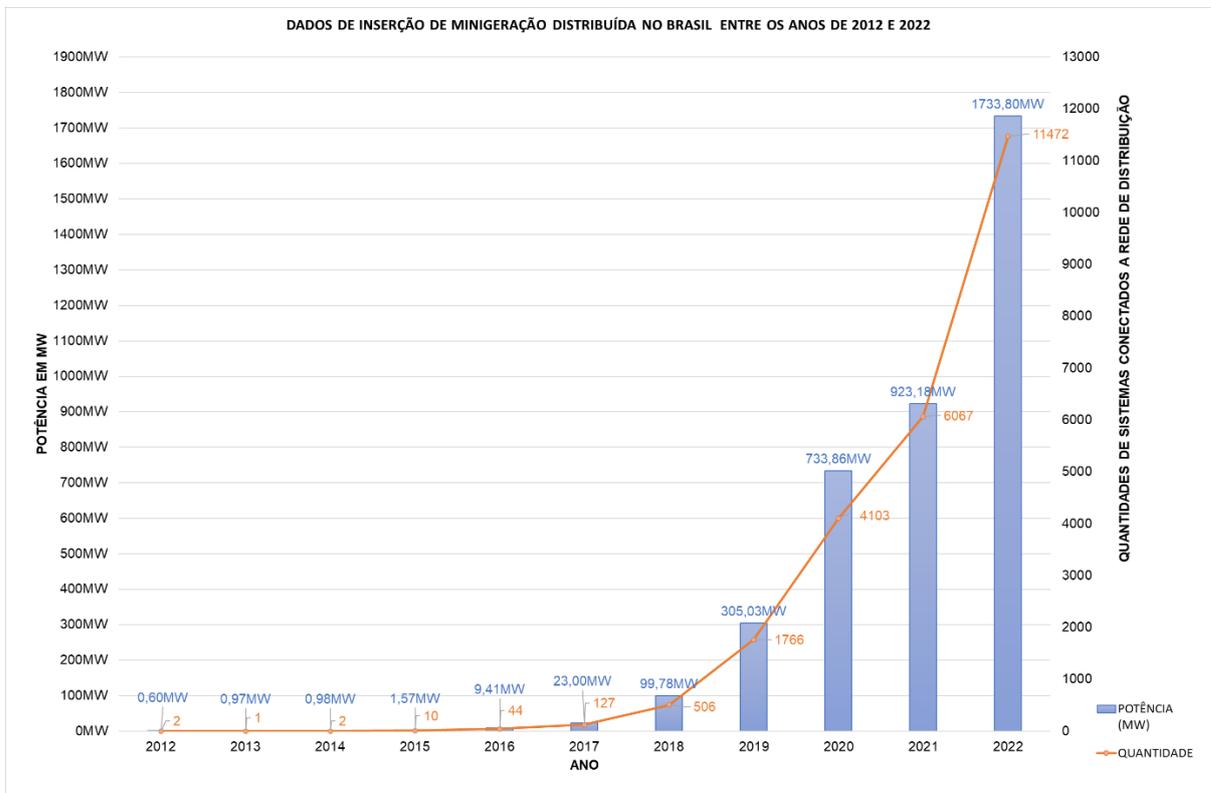
Fonte: GREENER, 2022

Figura 4 - Histórico taxa SELIC



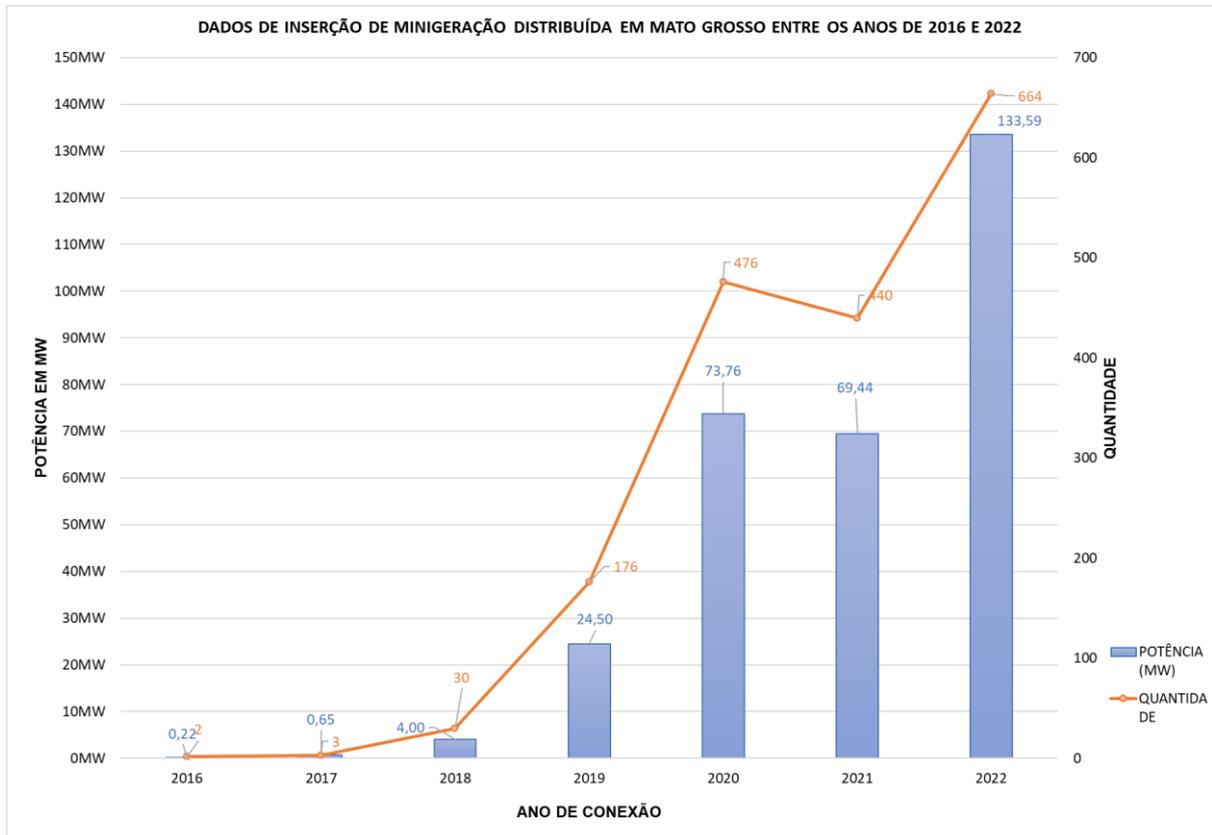
Fonte: Banco Central, 2023.

Figura 3 - Histórico da inserção de minigeração distribuída no Brasil



Fonte: ANEEL, 2023.

Figura 5 - Histórico da minigeração distribuída em Mato Grosso



Fonte: ANEEL, 2023.

Dessa forma, a expansão da minigeração distribuída fotovoltaica ocorrida recentemente gera impactos técnicos, uma vez que as redes que atendiam as cargas foram construídas e projetadas originalmente para atender o acessante na condição de carga passiva. Agora, na condição de geradores, especialmente os sistemas fotovoltaicos, é possível estimar que, em certos momentos, o fluxo de potência reverso possa alcançar mais de duas vezes o que elas foram dimensionadas. Isso permite a geração de energia apenas durante 8 horas por dia. Dessa forma, o consumidor precisa gerar nesse período tudo o que irá consumir durante as 24 horas. Como a rede não está dimensionada para atender esse fluxo reverso, alguns problemas técnicos começam a surgir, como sobretensão na rede, queima de equipamentos, sobrecarga da rede, aquecimento dos condutores, atuação inadequada da proteção, possibilidade de surgimento de harmônicas, entre outros.

Diante disso, para resolver esses problemas, é necessário investimento para readequar a rede de distribuição. Isso pode levar a impactos econômicos significativos e simultaneamente a discussão sobre quais os agentes participantes deste processo serão os responsáveis pelos investimentos necessários. Até o ano de 2022, esses custos eram totalmente repassados para as distribuidoras de energia, que conforme definido pela legislação que estabelece as tarifas do

Ambiente de Contratação Regulada (ACR) estes custos são transferidos as tarifas cobradas pelas distribuidoras. No entanto, com o novo marco legal da geração distribuída, esses custos passam a ser também de responsabilidade dos consumidores que possuem minigeração distribuídas, ou seja, dos acessantes. Esses custos serão implementados de maneira escalonada ao longo do tempo. Apesar das mudanças recentes trazidas pelas novas regras, esse debate está longe de acabar, já que a Lei 14.300 não aborda completamente a questão.

1.1 Problemática

O recente e acentuado crescimento na minigeração distribuída solar fotovoltaica, especialmente nos anos de 2021 e 2022, evidencia que a inserção desses geradores na rede de distribuição causa impactos técnicos que resultam em consequências econômicas. Essa afirmação se sustenta na característica de geração dos sistemas fotovoltaicos, que geram energia somente durante 8 horas por dia, em média, durante a presença da luz solar. Para suprir todo o consumo, o acessante terá que gerar em alguns momentos do dia até duas vezes mais do que o seu consumo, uma vez que uma parte será consumida e a outra deverá ser injetada na rede para posteriormente ser abatida do consumo por meio dos créditos de energia. Esse fluxo reverso pode trazer inúmeros problemas no sistema de distribuição. Portanto, os impactos técnicos e econômicos requerem um estudo para identificá-los e analisá-los. Além disso, é preciso analisar a legislação e verificar as responsabilidades por esses impactos. Levando em conta que houve uma recente mudança na legislação, é necessário considerar dois cenários: o primeiro pré-Lei 14.300 e o segundo pós-Lei 14.300.

Dessa forma, o propósito desse trabalho é fazer uma análise dos impactos técnicos e econômicos provenientes da inserção da minigeração distribuída solar fotovoltaica na perspectiva dos acessantes, tendo como hipótese desse trabalho que mesmo após a publicação da Lei 14.300 que determinou o pagamento de parte da tarifa componente tarifária que remunera o uso do sistema de distribuição e, em alguns casos, de transmissão, esses sistemas continuarão em expansão, pois as maiores responsabilidades financeiras ainda continuam recaindo sobre a concessionária de energia. Para verificar essa hipótese no capítulo subsequente será analisada a regulação pré- Lei 14.300 e pós-Lei 14.300, já no capítulo 3 será identificado os impactos técnicos causados pela inserção de sistemas de minigeração e avaliar os impactos econômicos provenientes desses impactos técnicos, conhecendo a regulação e os impactos técnicos e econômicos, no capítulo 4 será identificado as responsabilidades da concessionária e dos acessantes antes pré e pós Lei 14.300. Após esse percurso será verificado se a hipótese inicial desse trabalho está correta.

2 Histórico da Legislação de Geração Distribuída no Brasil

A Geração Distribuída surge no ambiente legislativo no ano de 2004 através da Lei 10.848, porém foi em no ano de 2010 que as discussões para diminuir a barreira da GD no Brasil ganham destaques. Dessa forma, A Portaria ANEEL nº 1.447, de 12 de janeiro de 2010, que em seu Art. 1º “Aprovar a Agenda Regulatória Indicativa da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD para 2010”, no qual essa agenda estabeleceu 17 atividades, sendo o item 9 referente a GD, o conteúdo desse item tinha por objetivo: “Diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição”. Em relatório publicado pela ANEEL, indicou que ao final dos trabalhos dessa agenda se obteve no tópico citado p seguinte resultado: “Em setembro de 2010 foi instaurada a CP 015/2010. Ademais, conforme Atividade nº 5 da Agenda para o biênio 2011-2012, existe a previsão de realização de Audiência Pública no primeiro semestre de 2011”. Com isso, a partir desse ponto as discussões para fomento da GD no Brasil ganhou amplo espaço. (ANEEL,2010)

Como resultado das CP nº 15/2010 e AP nº 42/2011, foi publicada em 17 de abril de 2012 a REN N° 482, que: “Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.” Dentre as principais contribuições dessa Lei está a definição de micro e minigeração e o estabelecimento do sistema de compensação de energia elétrica, sendo assim, no Art.º 2 dessa lei, temo as seguintes definições:

“I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.” (ANEEL, 2012b)”

Em duas disposições gerais, o Art.º 15 dessa lei estabelece a revisão dessa normativa em um prazo de até 5 anos. (ANEEL, 2012)

Com o crescimento abaixo do esperado da GD no Brasil, a revisão que a REN 482/2012 veio 3 anos após sua publicação, vale ressaltar que esse crescimento abaixo do esperado se deve, também, a outros fatores, como queda na tarifa de energia, taxa básica de juros alta, preço dos equipamentos, entre outros fatores que serão abordados posteriormente. Assim, nesse cenário se inicia o processo de alteração da REN 482/2012, e através da Portaria n° 3.376, 16 de dezembro de 2014 a ANEEL aprova a Agenda Regulatória Indicativa para o biênio 2015-2016. (ANEEL, 2015)

Dentre os 41 temas citados na agenda, o item 23 dispõe sobre a revisão da REN N° 482/2012, em seus objetivos da atividade regulatória diz:

“Principais objetivos: Até julho de 2014, a ANEEL registrou 184 micro e minigeradores conectados na rede de distribuição. Tal quantidade é muito aquém do potencial existente no país, tendo em vista a grande disponibilidade de recursos energéticos (sol, vento, biomassa e água) e também o total de unidades consumidoras (aproximadamente 70 milhões). Desde a publicação da REN 482/2012, a SRD já recebeu diversas reclamações de consumidores e empresas instaladoras de geração distribuída sobre as barreiras que as distribuidoras ainda impõem. A maior parte dos problemas foi resolvida, mas a SRD já identificou pontos de aprimoramento no regulamento, assim como o Seminário realizado em abril/14 também apresentou outros aspectos a ser considerados pela Agência, de forma a reduzir as barreiras para geração distribuída e, como resultado, aumentar a quantidade de empreendimentos em operação no país”

Fica evidente então que o principal objetivo desses trabalhos era fomentar o crescimento da GD, as principais estratégias para isso são: diminuir prazos para conexão dos sistemas, redefinir as potências que caracterizam de micro e minigeração, melhorar o sistema de compensação de energia e definir questões técnicas referente a equipamentos utilizados. Então após AP realizada no primeiro semestre de 2015 (AP n° 026/2015), como resultado de diversas contribuições, foi publicada em 24 de novembro de 2015 a Resolução Normativa n° 687/2015, que “Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição PRODIST”. (ANEEL,2015)

A REN n° 687/2015 muda as definições de micro e minigeração e de sistema de compensação de energia, dessa forma em seu Art. 2º define:

“I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;”

Além disso, a resolução também traz o conceito de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto, que são fatores que aumentaram as possibilidades de negócio na GD.

“VI empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

VII geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das

unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.”

Outro fator relevante trazido pela REN n° 687/2015 é sobre a responsabilidade por eventuais melhorias no sistema de distribuição de energia para possibilitar a conexão do gerador distribuído, esse tópico é importante pois impacta diretamente na viabilidade econômica do sistema. Assim:

“Art. 3º Inserir os parágrafos 1º e 2º no art. 5º da Resolução Normativa n° 482, de 2012, com a seguinte redação:

Art.5º..... §1º 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.

§2º Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor.”

Os requisitos trazidos pelo Art.3º somados ao sistema de compensação de energia, onde 100% dos créditos de energia são usados para abater a energia consumida, ou seja, numa proporção um pra um, evidenciam que as responsabilidades pelos custos referentes ao sistema de distribuição eram todos repassados para a concessionária de energia.

A partir da REN n° 687/2015 então começou a surgir uma sinalização que os empreendimentos de geração distribuída iriam começar a crescer no Brasil, entretanto, nos seguintes anos não houve um crescimento considerável de minigeração distribuída sendo conectada ao sistema de distribuição, outros fatores ainda dificultavam o crescimento do setor, nos anos de 2016, 2017 e 2018 houveram, respectivamente, apenas 44, 127 e 506 sistemas de minigeração distribuída conectados a rede. No entanto, o crescimento mesmo que tímido, já acendia uma alerta na necessidade de se discutir os impactos causados por esses geradores, principalmente nos agentes distribuidores de energia, que estavam arcando com todos os custos referente ao uso do sistema de distribuição e transmissão.

Após contribuição de outros fatores (citados no capítulo desse trabalho), enfim o crescimento esperando começou a ser realidade, dessa forma a partir do ano de 2019 é registrado um crescimento exponencial da GD, tanto na micro quanto na minigeração, com isso surge a necessidade de encontrar um ponto de equilíbrio entre os custos gerados e benefícios

para todos os agentes envolvidos, tornando evidente que a importância e necessidade de uma revisão abrangente da regulação existente. Então nesse cenário, surgem os debates que mais tarde resultariam na publicação da Lei 14.300.

Assim, a partir de 2019, a ANEEL inicia o processo de consulta pública para discutir a revisão das normas e toda regulação da geração distribuída. Esse processo se mostrou bem amplo, contando com diversas audiências públicas e o envolvimento de diversos grupos que atuam nessa atividade, como representantes de distribuidores de energia, empresas privadas de toda cadeia de GD, associações, consumidores e demais partes interessadas.

Ao fim das discussões prévias foi concluído que havia a necessidade de rever os benefícios dados aos acessantes que participavam na modalidade de GD, buscando o desenvolvimento sustentável e saudável, principalmente do ponto de vista econômico, desse setor. Como traz a conclusão da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL:

“conclui-se pela necessidade de revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, conforme já previsto desde 2015 (art. 15 da REN nº 482/2012), de modo a assegurar que o mercado de micro e minigeração distribuída se desenvolva de forma sustentada e saudável, sem alocação ineficiente de recursos e em benefício de toda a sociedade”

Então, após o processo que envolveu diversas reuniões, AP e CP, o projeto de lei 5.829 de 2019 foi criado. No dia 06 de janeiro de 2022 sancionada a Lei 14.300 instituindo então o novo marco legal do micro e minigeração distribuída. Uma das principais mudanças que o texto dessa lei traz é sobre o pagamento do uso do sistema de distribuição, anteriormente esse custo eram todos da concessionária que repassavam para todos os consumidores na forma de tarifa de energia, agora o consumidor com GD passa a ter responsabilidade por parte desses custos. Dessa forma, os créditos que antes compensavam 100% das componentes tarifárias agora passam a compensar apenas uma parte, a outra parcela não compensada irá aumentar de forma gradual e escalonada durante 6 anos.

“Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição”

Os consumidores que entrarem com projeto um ano após a publicação da lei, terá as seguintes condições.

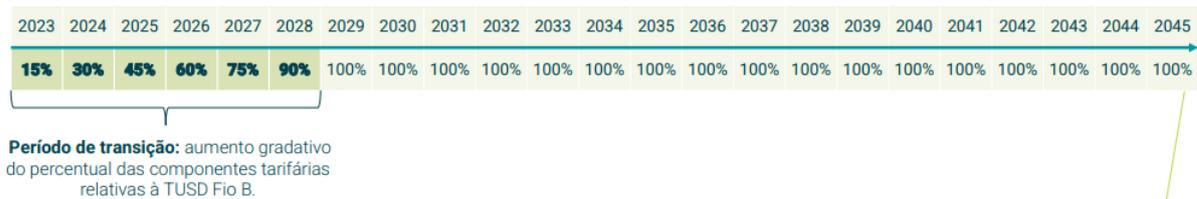
- 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- 30% (trinta por cento) a partir de 2024
- 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- 90% (noventa por cento) a partir de 2028;

Figura 6 - Linha do tempo da Lei 14.300



Fonte: GREENER, 2022

Figura 7 - Linha do tempo para cobrança da componente tarifária da TUSD FIO B



Fonte: GREENER, 2022

3 Impactos técnicos e econômicos causados pela introdução de minigeração distribuída

Como exposto nos capítulos anteriores desse trabalho, a minigeração distribuída teve um aumento exponencial que ocorreu recentemente, esse crescimento gerou diversos debates que culminou em uma regulatória, essa mudança foi ocorreu devido ao impacto econômico, que são de questões técnicas, que esses subsídios estavam gerando. Assim, esse capítulo traz alguns problemas técnicos e econômicos que surgem.

O principal fator que permite pressupor a existenciais de impactos técnicos nas redes de distribuição com a inserção de minigeradores distribuídos é o fato de as redes de distribuição terem sido projetadas e construídas inicialmente para atender as cargas na condição de agentes passivos do sistema elétrica, ou seja, como carga, isso determina uma operação levando em conta um fluxo de potência unidirecional, no sentido fonte (concessionária de energia) para carga (cliente) (COUTINHO,2020). Dessa forma, todos os equipamentos, redes e todos os componentes foram construídos de acordo com essa dinâmica, entretanto, a GD proporcionou o surgimento de diversos pontos de geração em toda a rede, mudando o perfil de alguns consumidores de carga passiva para carga ativa (PALUDO,2014). A partir daqui o surgimento de um fluxo reverso passa a ser realidade, de acordo com Paludo (2014, p.59) “Com a implantação excessiva de geradores fotovoltaicos, a inversão do fluxo de potência poderia ocorrer quando a geração fotovoltaica fosse superior ao consumo carga local”

Em uma hipótese mais extrema, porém devido crescimento acentuado no número de geradores não acompanhado de um aumento na demanda de energia nos permite supor que possível de ocorrer, um alimentador com uma grande inserção de geradores fotovoltaicos pode acarretar na exportação de energia de um alimentador para o outro, podendo causar efeitos até nos sistemas de transmissão, segundo Paludo (2014, p.60) “no futuro, os impactos da conexão de dos geradores não serão questões limitadas apenas aos sistemas de distribuição, mas também aos sistemas de transmissão” (PALUDO,2014).

O fluxo reverso pode gerar diversos impactos negativos na rede de distribuição, temos como exemplo, aumento da tensão em alguns pontos, sobrecarga de alimentadores, queima de equipamentos, interferência na coordenação e operação de equipamentos de proteção e nos de regulação de tensão. A atuação desses equipamentos deve ser garantida mesmo que haja o fluxo reverso, dessa forma, devem ser configurados de maneira específica para tal, caso o equipamento existente não tenha essa função, como alguns relés mais antigos, será necessário a troca do equipamento para um que tenha essa função.

3.1 Fator de potência

Valores altos de fator de potência (FP), acima de 0,92, indicam o uso eficiente do sistema elétrico e valores baixos evidenciam um mau aproveitamento. Nos geradores fotovoltaicos geralmente os equipamentos de conversão de corrente contínua e corrente alternada (CC/CA) são projetados para entregar fator de potência unitário ou próximo disso, assim em alguns períodos do dia toda o sistema é capaz de suprir totalmente ou parcialmente a demanda de potência ativa da carga local. Por outro lado, a carga ainda irá demandar potência reativa, como a GDFV não supri essa potência, a rede elétrica terá que fornecer essa potência reativa, isso irá provocar uma queda no fator de potência no ponto de conexão dos geradores com a rede. O fator de potência é uma relação que indica o uso eficiente da energia, então a interferência nesse valor gera problemas que devem ser corrigidos, podendo até mesmo gerar custos para acessantes, além de, a possível necessidade de inserção de banco de capacitores na rede para correção.

Somado a isso, a variação do fator de potência pode originar outros problemas na rede, como alterações nos valores de tensão e aumento das perdas. Mesmo que os equipamentos sejam ajustados para entregar um fator de potência diferente de 1, os problemas ainda continuam presente.

“para 0,92 indutivo, obteve-se a redução da sobretensão encontrada no caso base, devido ao consumo de potência reativa pelo gerador. Contudo, o fator de potência no ponto de conexão continuou apresentando uma queda de seu valor em alguns períodos do dia e, além disso, o consumo da potência reativa pelo gerador ocasionou a elevação das perdas, uma vez que o fluxo dessa potência provindo do transformador da subestação aumentou.”

Aplicando o fator de potência igual a 0,92 capacitivo, [...] diminuiu as perdas do sistema, já que houve a redução de potência reativa circulando no alimentador. O fator de potência no ponto de conexão manteve-se aproximadamente igual a 0,9 durante todo o dia, entretanto, as sobretensões no local, causadas pela conexão dos geradores, não tiveram seus valores reduzidos.

3.2 Elevação no nível de tensão

Um dos impactos mais notáveis da GDFV é a elevação de tensão no ponto de conexão da rede, esse fenômeno coloca em risco diversos equipamentos conectados à rede de distribuição, podendo causar atuação indevida de sistemas de proteção, queima de equipamentos na rede, queima de equipamento de outros de clientes e até mesmo a queda do próprio gerador. “As variações na tensão podem ser prejudiciais para o sistema porque são capazes de influenciar a atuação de dispositivos automáticos como reguladores de tensão e banco de capacitores, reduzindo a vida útil desses tipos de equipamentos (KATIRAEI, 2011)”

A elevação de tensão ocorre quando o sistema está injetando energia na rede, ou seja, em momento em que a geração é maior que o consumo instantâneo do local, com o aumento de grandes usinas remotas, esse problema se torna cada vez mais frequente, “em que a relação de 50% (carga média e produção fotovoltaica alta) ocasionou sobretensões proibitivas, e o regulador automático de tensão não foi eficaz no controle da tensão” (COUTINHO,2020). Como exposto acima a alta demanda de potência ativa devido a um fator de potência unitário pode ser um dos fatores que causam elevação de tensão, a injeção na rede é outro fator que pode ocasionar esse problema, tendo em vista que o inversor precisa elevar sua tensão para um nível maior que da rede para que haja o fluxo de potência inverso.

3.3 Perdas técnicas

A inserção de GDFV também influencia nas perdas técnicas da rede de distribuição, vale ressaltar que esse fator interfere diretamente na tarifa de energia, quando colocado próxima a carga a GDFV pode contribuir diminuindo as perdas técnicas, no entanto quando se tem a presença de usinas de minigeração com valores de potência elevados (maiores que 1MW) o cenário muda, pois essas usinas geralmente estão em locais onde a carga não demanda muita energia, tornando o efeito contrário, agora a GDFV causa o aumento das perdas técnicas devido as correntes reversas que irão circular pelo alimentador gerando perdas ao longo da rede.

3.4 Conclusão do capítulo

Como base no exposto nos capítulos anteriores, é possível identificar que o crescimento exponencial da minigeração distribuída fotovoltaica ocasionou de impactos técnicos na rede de distribuição. O principal desafio está na conexão desses geradores com a RDE mantendo os índices de qualidade na operação, para atender esse objetivo é necessário investimentos na readequação na infraestrutura de distribuição de energia, trazendo investimentos em reforços de rede, construção de novos alimentadores, inserção de equipamentos como reguladores de tensão, banco de capacitores, religadores automáticos entre outros, toda essa mudança gera um custo financeiro e de acordo com a legislação esses a responsabilidades por esses custos é da concessionária de energia. Dito isso, no capítulo subsequente iremos analisar alguns dos impactos econômicos provenientes dos problemas citados.

4 Impactos econômicos causados pela introdução de minigeração distribuída

Neste capítulo, abordaremos os impactos econômicos decorrentes da inserção da Minigeração Distribuída Fotovoltaica (MNGD FV). No capítulo anterior, discutimos os desafios técnicos que surgiram em decorrência dessa expansão, destacando a necessidade de investimentos na infraestrutura das RDE. Os investimentos das distribuidoras em novas redes e modernização das redes existentes são cobrados por meio das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição. Como foi dito nos capítulos anteriores os acessantes que optam por gerar sua energia por meio da GD e fazem uso no sistema de compensação de energia, só passaram a ter responsabilidade por parte dessa parcela a partir da Lei 14.300, passado o período adaptativo estipulado pela lei (7 de janeiro de 2023) que permitiu aos acessantes que homologassem projetos nesse período contassem com o chamado direito adquirido, que permite que esses projetos sejam enquadrados na regra antiga até 2043, mantendo assim as benesses dos subsídios anteriores.

Segundo a ANEEL (2023), os impactos dos subsídios na tarifa de energia chegam em média próximo do 13%, sendo que a Geração Distribuída contribui com cerca de 1,5% conforme mostrado na Figura 8.

Figura 8 - Impactos dos subsídios na tarifa

O impacto dos subsídios na tarifa* é composto por :

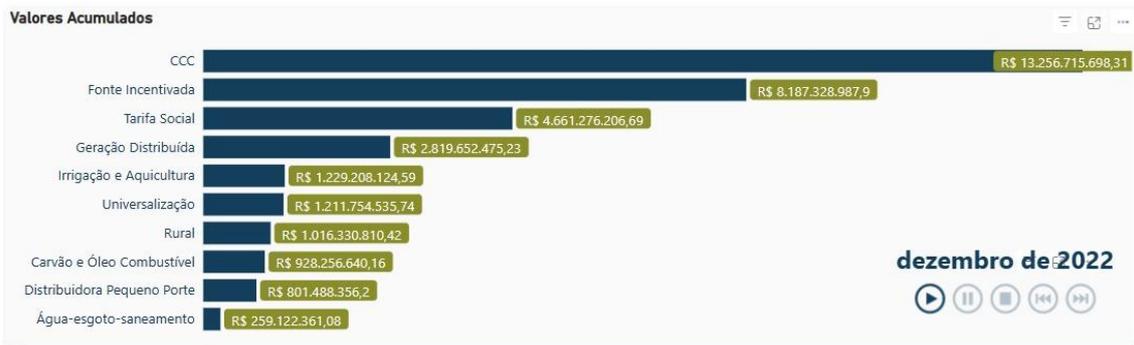


* Para as distribuidoras com a aplicação do limitador tarifário, a participação de cada subsídio é obtido tendo como base a tarifa de aplicação sem o limite.

FONTE: ANEEL, 2023.

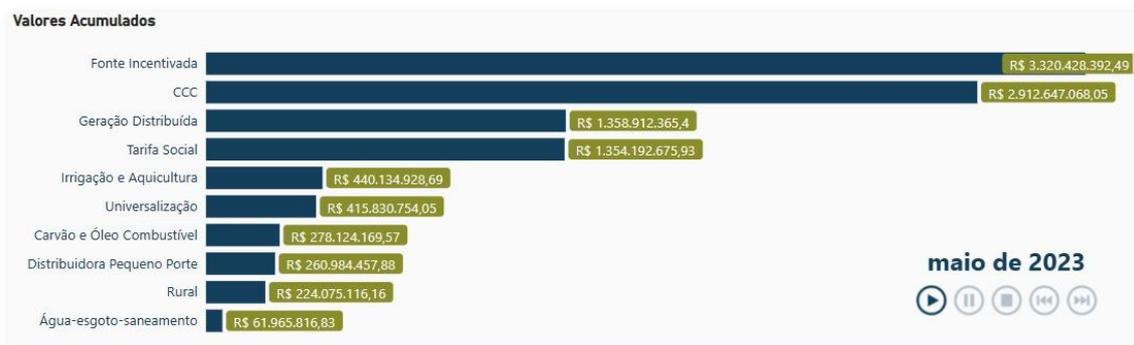
Em dezembro de 2022, os subsídios para geração distribuída em todo o país já haviam atingido a marca de mais de R\$2,8 bilhões. Já em maio de 2023, esse valor já alcançou cerca de R\$1,36 bilhões. Esses números demonstram o impacto financeiro significativo. Na Figura 9 e 10 é possível observar os valores acumulados dos subsídios ligado a energia elétrica no Brasil, dentre eles o da geração distribuída (ANEEL,2023).

Figura 9 - Valores acumulados dos subsídios no Brasil em 2022



Fonte: ANEEL, 2023.

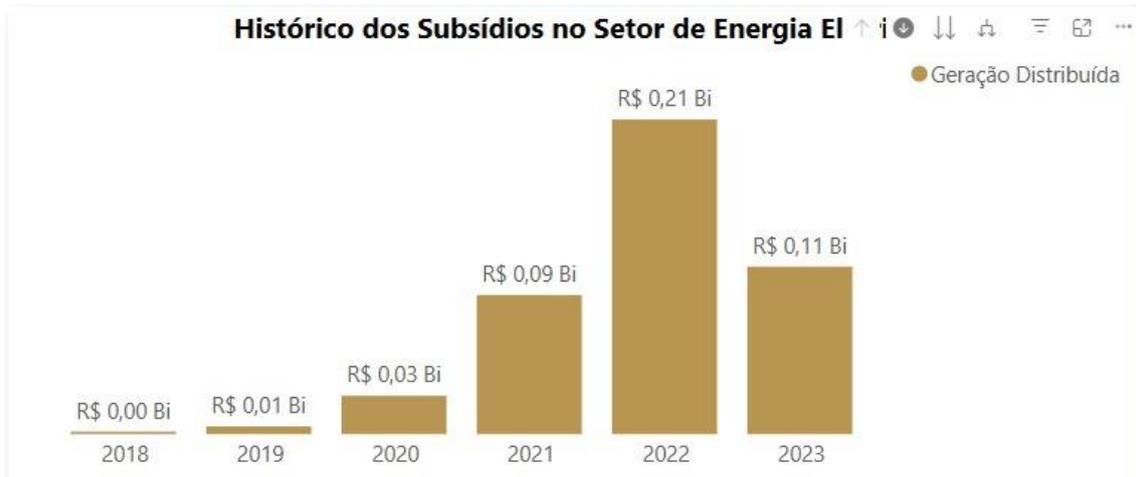
Figura 10: Valores acumulados dos subsídios no Brasil até maio de 2023



Fonte: ANEEL, 2023.

Em Mato Grosso o custo subsídio destinado da GD chegou ao valor de R\$210 milhões de reais, como mostrado na Figura 11 (ANEEL,2023).

Figura 11 - Histórico dos subsídios para Geração Distribuída em Mato Grosso



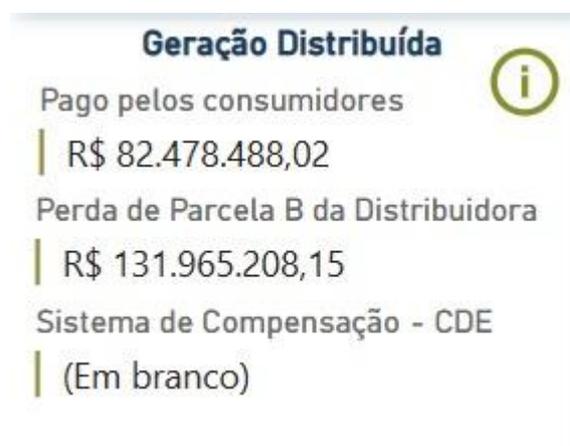
Fonte: ANEEL, 2023.

Em Mato Grosso, de acordo com dados da ANEEL (2023), os subsídios relacionados à geração distribuída instalada até 2022 têm refletido o impacto no mercado devido à compensação de energia sem cobrança tarifária, como mostrado na Figura 12. Esses subsídios são custeados de duas formas:

a) Parte dos custos é repassada para as tarifas dos demais consumidores. Isso significa que os consumidores que não possuem sistemas de geração distribuída acabam arcando com uma parcela dos custos associados a essa modalidade de energia, de forma a garantir a sustentabilidade e a viabilidade do sistema elétrico como um todo.

b) Outra parte dos custos é considerada uma perda para a distribuidora, impactando a chamada Parcela B.

Figura 12 - Impactos dos subsídios para consumidores e concessionária



Fonte: ANEEL, 2023

Não foi possível obter informações precisas sobre os gastos da concessionária ENERGISA MT com as readequações da RDE devido à falta de acesso às informações internas da empresa. No entanto, considerando tudo o que foi exposto anteriormente, é plausível afirmar que houve um impacto econômico significativo devido ao aumento da geração distribuída. Esse impacto pode ser observado nos recentes aumentos nas tarifas de energia.

De acordo com o Canal Energia em 2022, a ENERGISA MT registrou um aumento de tarifa de energia superior a 22%. Já em 2023, houve um aumento de 8,62%, conforme relatório da ANEEL. Esses aumentos nas tarifas refletem, em parte, os custos adicionais incorridos pela concessionária devido às adaptações necessárias para acomodar a geração distribuída e os impactos econômicos resultantes desse cenário.

5 Responsabilidades financeiras pré e pós 14.300

A Lei 14.300 trouxe significativas mudanças no cenário da GD. Dentre as alterações, destaca-se o pagamento pelo acessante pelo uso da infraestrutura de redes de energia. Além disso, o crescimento da GDFV gerou impactos técnicos nas RDE, os quais resultaram em impactos econômicos, demandando investimentos em melhorias na rede. Neste capítulo, serão abordadas as responsabilidades financeiras decorrentes desses impactos, tanto em um cenário pré-Lei 14.300 quanto em um cenário pós-Lei 14.300.

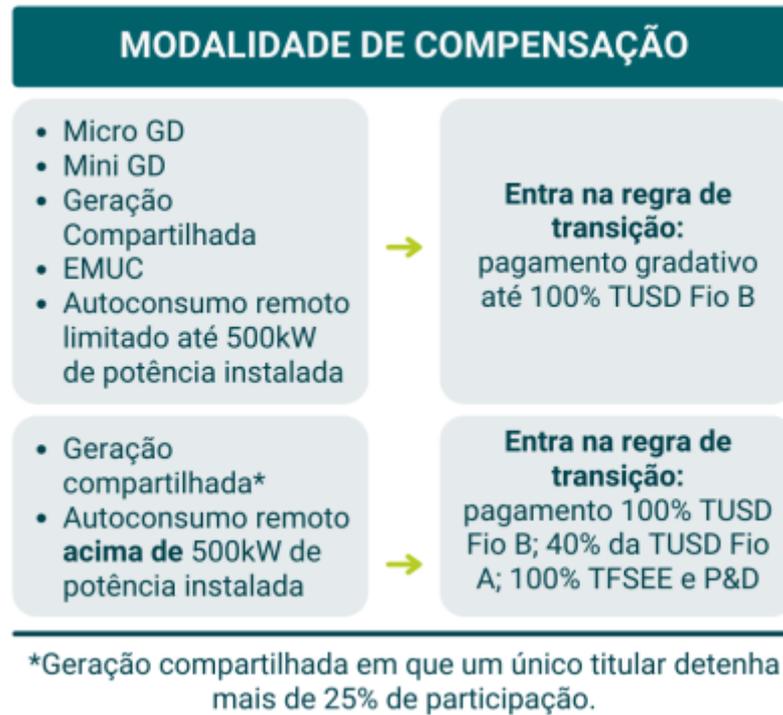
Antes da Lei 14.300, as responsabilidades financeiras relacionadas à GD eram regulamentadas de maneira diferente. O acessante não era diretamente responsável pelo pagamento pelo uso da infraestrutura de redes de energia, pois toda energia injetada compensava todas as componentes tarifárias. A ausência de obrigatoriedade no pagamento da TUSD limitava a capacidade das concessionárias de obterem compensações financeiras adequadas dos geradores pelo uso de suas redes.

No entanto, com a promulgação da Lei 14.300, houve uma mudança significativa nesse panorama. A lei estabeleceu que o acessante passa a ter a responsabilidade de pagar pelo uso da infraestrutura de redes de energia, considerando a compensação pelos serviços de distribuição prestados pelas concessionárias. Essa nova regulação busca promover maior equidade na distribuição dos custos entre os diferentes agentes envolvidos na geração e no consumo de energia.

A partir dessa alteração, as concessionárias de energia têm o direito de cobrar do acessante uma compensação financeira pelo uso da infraestrutura de redes, levando em conta a geração distribuída e seus impactos técnicos na operação e manutenção da rede. Essa compensação tem como objetivo garantir que os custos associados à infraestrutura sejam compartilhados de forma menos desproporcional entre todos os usuários.

Como foi dito, antes da publicação do Marco Legal da Geração Distribuída, os acessantes não pagavam a parcela referente ao uso do sistema de distribuição e transmissão, ou seja, toda a parcela do FIO B que remunera as distribuidoras e do FIO A que remunera as transmissoras eram compensadas pelos créditos de energia na proporção “1 para 1”, dessa forma, 100% da energia injetada da rede era abatida em seu consumo”. Após entrar em vigor, a Lei 14.300 inicia um processo de repassar esses custos ao acessantes via pagamento do FIO B e para alguns casos parte do FIO A, além, da parcela referente a pesquisa e desenvolvimento e a fiscalização como mostra a Figura 13.

Figura 13 - Quadro sobre pagamento da TUSD



Fonte: GREENER, 2022

Os percentuais dos pagamentos gradativos da TUSD Fio B foram abordados em capítulos anteriores.

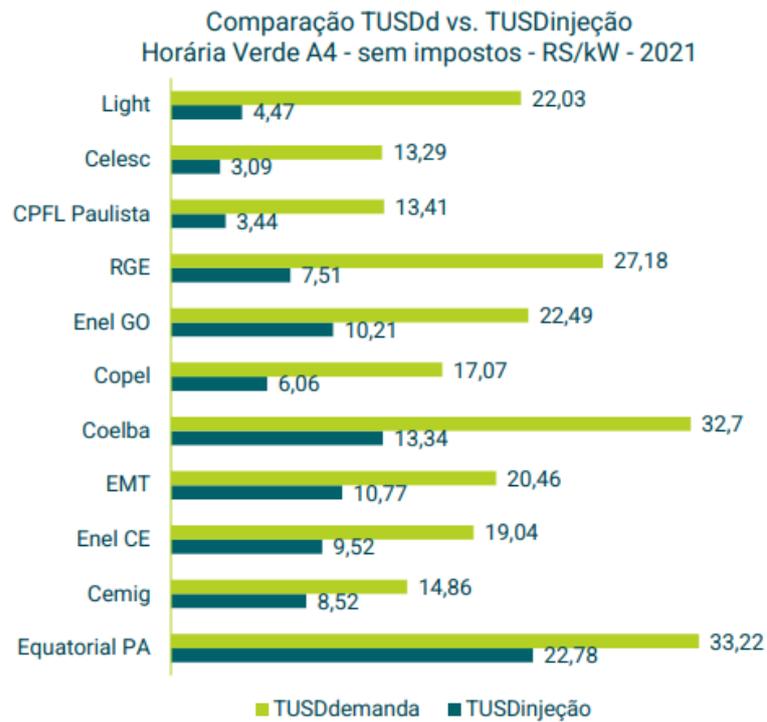
Apesar do aumento das responsabilidades econômicas para o acessante, algumas mudanças podem trazer benefícios financeiros para o projeto, é o exemplo da chamada TUSD Geração (TUSDg) ou TUSDInjeção. Essa nova modalidade de contratação de demanda permite uma economia média de 30%, esse valor varia de acordo com a região da concessão, pois os valores de TUSD são diferentes, as Figura 14 traz o comparativo de mudança nas regras de contratação de demanda entre a REN 482/2012 e a Lei 14.300, já a Figura 15 traz a diferença de valor entre a TUSDg e a TUSD carga (TUSDc) e a Figura 16 mostra qual impacto percentual de redução por concessionária.

Figura 14 - Regras para TUSDinjeção

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MGD)
Demanda contratada	<p>Para consumidores do Grupo A com Mini GD, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada é a TUSDdemanda (TUSDd):</p> <p>Demanda contratada (kW) x TUSDd* (R\$/kW)</p> <p>*TUSDdemanda (TUSDd): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada à Demanda Contratada</p>	<p>Para usinas geradoras de Mini GD remotas pertencente ao Grupo A, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada (MUSD**) passa a ser a TUSDinjeção***:</p> <p>Demanda contratada (kW) x TUSDinjeção (R\$/kW)</p> <p>**MUSD: Montante de Uso do Sistema de Distribuição</p> <p>***O valor da TUSDinjeção aplicável à Mini GD a ser definido pela ANEEL.</p>

Fonte: GREENER, 2022

Figura 15 - Diferença entre TUSDdemanda e TUSDinjeção



Fonte: GREENER, 2022

Figura 16 - Redução percentual da TUSDinjeção em relação a TUSDdemanda por concessionária

Concessionária	Redução
Celpa (PA)	35%
CEMIG-D (MG)	41%
Enel (CE)	50%
Energisa (MT)	47%
Coelba (BA)	59%
Copel (PR)	59%
Enel (GO)	67%
RGE (RS)	73%
CPFL Paulista (SP)	68%
Cellesc (SC)	79%
Light (RJ)	80%

Fonte: GREENER, 2022

Outro impacto econômico considerável da MNGD FV é o custo para readequação e construção de RDE para atendimento dos geradores, pois se trata de um alto valor de investimento que deve ser feito para viabilizar a conexão as usinas. De acordo com a legislação o custo de readequação de RDE é de responsabilidade total da concessionária exceto quando haja participação financeira do cliente. A Lei 14.300 na parte que trata sobre as responsabilidades financeiras do cliente diz:

“Art 8º Para o atendimento às solicitações de nova conexão ou de alteração da conexão existente para instalação de microgeração ou minigeração distribuída, deve ser calculada a participação financeira da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como a eventual participação financeira do consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde a microgeração ou minigeração distribuída será instalada, consideradas as diretrizes e as condições determinadas pela Aneel”

As responsabilidades tratadas nesse artigo da lei devem abranger todos os custos referente à ampliação de capacidade ou reforma de subestações, alimentadores e linhas já existente. O custo da obra deve considerar os critérios de mínimo dimensionamento técnico possível e de menor custo global para a conexão da central.

Para atendimento as novas regras trazidas pela Lei 14.300, a REN nº 1000 que Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica passo

por modificações que foram inseridas através da REN nº 1.059 de 2023, dessa forma apesar da REN nº 1000 ser de 2021 todos os pontos tratados por ela e abordados nesse trabalho se referem já a atualização trazida em 2023 e adequada a nova legislação.

De acordo com a o Art.º 108 da REN 1000/21 a participação financeira do consumidor é a diferença positiva entre orçamento de obra de mínimo custo global e o encargo da distribuidora. O encargo de responsabilidade da distribuidora é determinado pela seguinte equação:

$$ERD = DEMANDA_{ERD} \times K$$

Equação 1 - ERD

ERD = encargo de responsabilidade da distribuidora;

DEMANDA_{ERD} = demanda a ser atendida ou acrescida para o cálculo do ERD, em quilowatt (kW);

K = fator de cálculo do ERD, calculado pela seguinte equação:

$$K = 12 \times (TUSD \text{ Fio } B_{FP}) \times (1 - \alpha) \times \frac{1}{FRC}$$

Equação 2 - Fator de cálculo ERD

em que:

TUSD Fio B FP = a parcela da TUSD no posto tarifário fora de ponta, composta pelos custos regulatórios decorrentes do uso dos ativos da distribuidora, que remunera o investimento, o custo de operação e manutenção e a depreciação dos ativos, em Reais por quilowatt (R\$/kW);

α = relação entre os custos de operação e manutenção, vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas, e os custos gerenciáveis totais da distribuidora – Parcela B, definidos na última revisão tarifária; e

FRC = o fator de recuperação do capital que traz a valor presente a receita uniforme prevista, sendo obtido pela equação:

$$FRC = \frac{WACC \times (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1}$$

Equação 3 - Cálculo do FRC

Em que:

WACC = custo médio ponderado do capital definido na última revisão tarifária da distribuidora, antes dos impostos;

n = o período de vida útil, em anos, associado à taxa de depreciação percentual anual “ d ” definida na última revisão tarifária, sendo obtido pela equação:

$$n = \frac{100}{d}$$

Equação 4 - Período de vida útil

A demanda_{erd} é:

I - a demanda contratada, se enquadrada na modalidade tarifária horária verde;

II - a demanda contratada no posto tarifário fora de ponta, se enquadrada na modalidade tarifária horária azul; ou

III - o valor do uso contratado para seguimento fora de ponta, devendo ser feita a média ponderada caso tenham sido contratados valores mensais diferenciados.

Todas essas componentes utilizadas no cálculo do encargo da distribuidora são homologadas pelas ANEEL na resolução homologatória de revisão ou reajuste tarifário da distribuidora.

A Lei 14.300 não trouxe mudanças significativas nas responsabilidades financeiras em eventuais reforços da rede, entretanto alguns pontos devem ser observados. Como a mudança no cálculo do ERD, que agora traz a possibilidade de ser levada em conta a TUSDg nesse cálculo, apesar de que em via de regra a demanda utilizada deve ser a TUSDc, essa mudança é tratada na REN n° 1000/2021.

I – O cálculo de ERD deve ser realizado para a demanda contratada para consumo; e

II – Caso a demanda de geração seja maior que a do consumo, deve ser acrescentado ao cálculo o seguinte valor:

$$ERD_G = (DEMANDA_G - DEMANDA_{ERD}) \times K_G$$

Equação 5 - Cálculo ERDg

em que:

ERD_g = encargo de responsabilidade da distribuidora correspondente à contratação de demanda de geração;

DEMANDA_g = demanda de geração a ser atendida ou acrescida, em quilowatt (kW);

K_g = fator de cálculo do ERD para geração, calculado pela seguinte equação:

$$K_G = 12 \times TUSD_G \text{ Fio B} \times (1 - \alpha) \times \frac{1}{FRC}$$

Equação 6 - Fator de Cálculo para Geração

Visando abordar o problema do excesso de geração na rede elétrica, a nova regulamentação estabelece o tratamento de inversão de fluxo apenas na rede de distribuição. No entanto, essa medida não abrange outros impactos sistêmicos que foram abordados aqui como tensão, fator de potência, sobrecarga, qualidade de energia e restrições operacionais.

Conforme o parágrafo 1º do art. 73 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, quando for identificado ocorrência de inversão de fluxo de potência, as distribuidoras têm a responsabilidade de realizar estudos para identificar opções viáveis que eliminem essa inversão. Essas opções devem ser incluídas no Orçamento de Conexão. É notório que as medidas para soluções desses problemas na RDE são passadas para a concessionária.

A ANEEL apresenta algumas alternativas que podem ser adotadas para evitar o fluxo reverso, tais como: (i) reconfiguração dos circuitos e realocação de carga; (ii) utilização de outro circuito elétrico para conectar a geração distribuída; (iii) conexão em níveis de tensão superiores ao estabelecido; (iv) redução permanente da potência injetada; (v) redução da potência injetada em horários ou dias pré-determinados ou de forma dinâmica.

A regulamentação estabelece que essas opções podem ser adotadas individualmente ou em conjunto. Caso haja necessidade de obras de responsabilidade da distribuidora, os custos devem ser incorporados ao Encargo de Responsabilidade do Distribuidor (ERD). Por outro lado, nas opções relacionadas à redução da potência injetada, os custos de implementação nas instalações do consumidor são de responsabilidade deste. Após a aprovação do orçamento de conexão, o consumidor deve escolher a opção viável e indicar se irá adotar medidas para a redução da potência injetada, incluindo a instalação de sistemas de armazenamento de energia.

Dessa forma, fica evidente que apesar da 14.300 ter repassado parte das responsabilidades para econômicas para o acessante esse ainda é responsável por uma parcela menor que a concessionária, ficando a cargo da últimas a responsabilidade pelos maiores investimento em reequação da RDE e pela solução dos problemas técnicos gerados.

6 Considerações finais

Conclui – se, assim, que a Lei 14.300 marca uma mudança importante no mercado de GD, após diversas tentativas de ser impulsionar esse setor através de incentivos e subsídios outros fatores possibilitaram que o setor crescesse além das expectativas, sendo necessário assim uma revisão nas benesses concedidas para o setor. A nova legislação foi fruto de um embate que envolveu principalmente agentes ligados a concessionárias e agentes ligados a empresas do setor de energia solar fotovoltaicas, as divisões de responsabilidade financeiras trazidas pela lei busca torna o mercado mais equilibrado financeiramente sem que recaia apenas para os consumidores cativo os custos gerados por esses subsídios. Dessa forma, na perspectiva econômica a Lei 14.300 traz um avanço, mesmo que não repassando todos os custos para os acessantes que optam por gerar sua própria energia, uma parte deles ficam a cargo desses. Já no aspecto de impactos técnicos a legislação nova pouco contribui, não são mostradas alternativas efetivas que possam melhorar os indicadores ligados a esses impactos, tanto é que apenas a inversão de fluxo é trata no texto na nova legislação.

Ademais, é possível verificar que na maioria dos cenários ainda se tornam viáveis ao acessantes de MNGD FV, isso se da devido a condições como pagamento de uma demanda mais barata para geradores, a TUSDg, o escalonamento da cobrança da componente tarifária referente ao FIO B, a não necessidade de investimentos, salvo casos que haja participação financeira do cliente, para readequar as redes de distribuição que irão receber os geradores e principalmente o fato de pagar apenas uma parte da componente tarifária que remunera o uso do sistema de distribuição, conforme mostra a figura 17, ou seja, mesmo com o aumento das responsabilidades financeiras na perspectiva do acessante a maior parte desses custos ainda são de responsabilidade da concessionária de energia, que repassa esses custo para os usuários do ACR. A título de esclarecimento vale ressaltar que o acessante pode optar por fazer esse investimento para depois ser ressarcido pela concessionária, essa opção permite que o empreendimento seja conectado em menos tempo.

É certo que esse tema ainda será motivo de muita discussão, vale ressaltar que os aspectos técnicos levantados não uma maneira de “defender” lado A ou lado B, apenas são apontamentos necessários para o real entendimento dos problemas possibilitando assim pensar na melhor solução.

Figura 17 - Componentes tarifárias

Estrutura Tarifária TUSD e TE		
TIPO TARIFA	GRUPO DE CUSTO	CUSTO
TUSD	ENCARGOS E SUBSÍDIOS	TFSEE
		P&D
		ONS
		CCC
		CDE
		PROINFA
	FIO A	TUSD RB
		TUSD FR
		CONEXÃO T
		CONEXÃO D
		CUSD
		TUSDG-T
		TUSDG-ONS
	FIO B	DISTRIBUIÇÃO
	PERDAS	PERDAS TÉCNICAS
PERDAS RB/ PERDAS D		
PERDAS NAO TÉCNICAS		
RI		
TE	ENCARGOS	P&D
		ESS/ERR
		CFURH
		CDE ENERGIA
	ENERGIA	ENERGIA REVENDA
	FIO A	ITAIPU
		TUST ITAIPU
	PERDAS	PERDAS RB/C

Como é possível observar na imagem acima (figura 17), de todas as componentes descritas na composição da tarifa energia os acessantes, após período de transição, terão que pagar apenas a componente do FIO B, para casos acima de 500kW a componente FIO B e 40% do FIO A junto com a TFSEE e P&D, conforme explicado nesse trabalho, todas as outras partes envolvidas nessa composição continuarão sendo isentas para o acessantes de minigeração distribuída. Com isso, é possível estimar que se repetidas as condições que anteriormente permitiram a grande expansão da GD, taxa de juros baixas, tarifa de energia aumentando e preço de equipamento diminuindo, o aumento desse tipo de sistema continuara acontecendo. No cenário atual, duas dessas condições estão sendo atendidas, a tarifa continua segue sofrendo

aumentos todo ano e os equipamentos seguem diminuindo o valor por Wp , além do aumento da tecnologia possibilitando sistemas mais eficientes.

Para trabalhos futuros, fica de sugestão uma análise levando em conta as regras específicas para os microgeradores. E principalmente verificar no futuro se a continuidade da expansão aqui suposta se concretizou.

7 Referências bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Resolução Normativa N° 687**. Brasília, p. 1-25, 24 nov. 2015c.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Resolução Normativa N° 481**. Brasília, p. 1, 17 abr. 2012a
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Resolução Normativa N° 482**. Brasília, p. 1-4, 17 abr. 2012b
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Resolução Normativa N° 1000**. Brasília, p. 1-306, 07 dez. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Resolução Normativa N° 1059**. Brasília, p. 1-44, 07 fev. 2023.
- BRASIL. Lei nº 14.300, de 2022. **Marco legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 06 jan 2022. Disponível em: <https://blog.solarinove.com.br/wp-content/uploads/2022/04/LEI-No-14.300-DE-6-DE-JANEIRO-DE-2022-LEI-No-14.300-DE-6-DE-JANEIRO-DE-2022-DOU-Imprensa-Nacional.pdf>. Acesso em: 04 junho 2023.
- BRASÍLIA (Estado). Câmara dos Deputados. **Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) - Tarifas de Energia Elétrica. Audiência Pública n° 1274/09**. Discussão sobre os valores praticados nas tarifas de energia elétrica no Brasil. Brasília, p. 1-105, 25 ago. 2009. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoestemporarias/parlamentar-de-inquerito/53a-legislatura-encerradas/cpitaele/notas-taquigraficasarquivos-pdf/NT250809.pdf>. Acesso em: 27 jun. 2022
- CANAL ENERGIA. **Comissão da Câmara convoca Aneel para explicações sobre resolução da GD**. Disponível em: Comissão da Câmara convoca Aneel para explicações sobre resolução da GD – CanalEnergia. Acesso em: 02 junho 2023.
- COUTINHO, M.D. **ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO DA UFES**. 90p. Trabalho de conclusão de curso (graduação) – Instituto Federal do Espírito Santo. Vitória, 2020.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída** Disponível em: https://www.greener.com.br/greener_artigos/regulamentacao-da-lei-no-14-300-2022-pela-aneel-quais-as-principais-alteracoes/. Acesso em: 04 junho 2023.

GREENER. **Regulamentação da Lei nº 14.300/2022 pela ANEEL: quais as principais alterações?**. Disponível em: https://www.greener.com.br/greener_artigos/regulamentacao-da-lei-no-14-300-2022-pela-aneel-quais-as-principais-alteracoes/. Acesso em: 04 junho 2023.

MAGALHÃES, F.M. **Matriz de interesses na expansão da Geração Distribuída no Brasil: um estudo de caso sobre a regulação da GD no Brasil de 2010 até o presente. 2022.** 62f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso. Cuiabá, 2022.

PAULO, J.A. **Avaliação dos Impactos de Elevação dos Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente.** 186p. Dissertação (mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PINTO, A. ZILLES, R. BET, I. **EXCEDENTE DE REATIVOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.** Revista Brasileira de Energia Solar Volume III Número 2 dezembro de 2012 p. 110-116. Disponível em: