



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MATHEUS FRANCISCO DO VALE SAMPAIO

**IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS DA ANEEL PARA O SISTEMA DE
COMPENSAÇÃO DAS MICROGERAÇÕES E MINIGERAÇÕES DISTRIBUÍDAS
DE ENERGIA ELÉTRICA**

FORTALEZA

2021

MATHEUS FRANCISCO DO VALE SAMPAIO

IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS DA ANEEL PARA O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO
DAS MICROGERAÇÕES E MINIGERAÇÕES DISTRIBUÍDAS DE ENERGIA
ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial à obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S184i Sampaio, Matheus Francisco do Vale.

Impactos das alternativas da aneel para o sistema de compensação das microgerações e minigerções distribuídas de energia elétrica / Matheus Francisco do Vale Sampaio. – 2021.
67 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2021.

Orientação: Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara.

1. ANEEL. 2. Energia elétrica. 3. Geração distribuída. I. Título.

CDD 621.3

MATHEUS FRANCISCO DO VALE SAMPAIO

IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS DA ANEEL PARA O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO
DAS MICROGERAÇÕES E MINIGERAÇÕES DISTRIBUÍDAS DE ENERGIA
ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como requisito parcial à obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Geração Distribuída de Energia.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Valdery Rodrigues Monte Júnior
DOB Engenharia

A Deus.

Ao meu falecido avô, cujo sonho era ser engenheiro eletricista, aos meus pais, a minha família, a minha noiva e aos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus, refúgio espiritual nessa jornada, por vezes, estressante.

Aos meus amados pais, Cida e Léo, que sempre batalharam e não mediram esforços para me dar uma educação de qualidade, desde sempre.

Em especial, a minha noiva, Lara, por todo carinho e dedicação ao nosso relacionamento e por me estimular e ajudar a desenvolver esse trabalho.

A minha avó Helena e meu irmão Eric, por sempre me incentivarem.

A minha tia Patrícia e meu tio Galvani, pelo total apoio e entusiasmo a minhas carreiras, acadêmica e profissional.

Aos meus amigos Calil, Tiago, Rodrigo, Siqueira, Tonho e Yan, que se fazem presente em minha vida desde os tempos de escola.

Aos meus amigos, David, Edson, Hudson, Levy, Pedro Henrique, Rodrigo Guimarães, Rodrigo Oliveira, Ulisses Jucá e Valdery, a quem conheci na universidade e me acompanharam nessa jornada.

Aos meus amigos Gabriela Dias, Lucas Cela, Igor Werneck, Matheus Jucá e Matheus de Freitas, os quais tive o prazer de conhecer na universidade e compartilhar caronas.

Ao CNPq e a UFC, que, pelo Ciência Sem Fronteiras, me proporcionaram a oportunidade de ir morar em Melbourne, onde minha vida mudou e meu conhecimento se expandiu.

Ao Prof. Dr. Raphael Amaral, por ter compreendido meu momento profissional e nunca ter se negado a me orientar, mesmo a distância, cumprindo, assim, não só sua função como docente, mas também como educador.

Aos professores participantes da banca examinadora Prof. Dr. Paulo Carvalho e Eng. Valdery Monte pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Ao PET Elétrica, pela primeira experiência marcante na universidade.

A Adely Ribeiro, por sempre ser solícita e prestativa nos momentos que eu necessitei.

Ao jiu-jitsu, que me faz treinar o corpo estimulando minha mente.

A mim, por nunca ter desistido.

Por fim, a Universidade Federal do Ceará, onde, parafraseando Roberto Carlos, se chorei ou se sorri, o importante foi que emoções, e não foram poucas, eu vivi.

“O medo de perder tira a vontade de ganhar.”

Vanderlei Luxemburgo

RESUMO

O presente trabalho tem por finalidade esclarecer a consulta pública nº 010/2018 da Agência Nacional de Energia Elétrica com o intuito de expor a problemática na composição tarifária do sistema de compensação de energia elétrica na mini e micro geração distribuída, por meio de uma revisão bibliográfica das atas e vídeos das audiências públicas realizadas pela ANEEL. Ademais, para melhor compreensão da pesquisa, explana-se sobre o sistema elétrico brasileiro, situando o leitor no tema. Aborda-se a temática de geração distribuída e o seu histórico no Brasil. Sobre a consulta, explica-se a metodologia de análise usada pela ANEEL, onde se compara, no sistema de geração distribuída, a rede elétrica a uma bateria, a qual tem sua eficiência relativa as composições tarifárias referentes compensadas pelo sistema. Assim, dependendo da alternativa proposta pela agência, a compensação tarifária muda, interferindo diretamente no rendimento desta bateria. Conclui-se que a alternativa proposta pela agência impacta no *payback* dos projetos de geração distribuída, afetando o tempo de retorno do investimento desses sistemas. E por fim, demonstra-se que o cenário de geração distribuída no país em 2021 é bem diferente do cenário projetado pela ANEEL nos seus estudos, além de exemplificar outros pontos de melhorias nas considerações da agência.

Palavras-chave: ANEEL. Energia Elétrica. Geração Distribuída.

ABSTRACT

This paper aims to clarify the ANEEL's public consultation n°. 010/2018 in order to expose the issue about the composition of electricity fare compensation on mini and micro distributed generation through a bibliographic review of the file records and videos held by ANEEL. Furthermore, for a better understanding of the research, the Brazilian electrical system is explained, placing the reader on the topic. The theme of distributed generation and its history in Brazil are mentioned. It explains the ANEEL methodology of comparing an electric battery to the electrical network, which has its efficiency relative to the fares compositions. Each alternative demonstrates how fare composition compensates the system. It leads to an reduction of the battery efficiency. Thus, it is concluded that the ANEEL's purpose leads to effect on the systems payback, which takes more time to be replaced on the investment. Finally, it demonstrates that the actual environment of distributed energy of Brazil is totally diferente from the ones projected by ANEEL. In addition, the author exemplifies other points of improvement in the agency's considerations.

Keywords: ANEEL. Distributed generation. Electrical Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Matriz Elétrica Brasileira.....	1
Figura 2 -	Evolução do preço de energia solar nos leilões da ANEEL.....	2
Figura 3 -	Evolução da Potência Instalada Fotovoltaica no país.....	3
Figura 4 -	Sistema de Compensação de Energia.....	18
Figura 5 -	Exemplo de extrato de consumo de energia elétrica com sistema de compensação.....	21
Figura 6 -	Composição tarifária segundo a ANEEL.....	22
Figura 7 -	Modelagem de sistema de compensação.....	29
Figura 8 -	Modelo de análise de compensação para a alternativa 0.....	30
Figura 9 -	Modelo de análise de compensação para a alternativa 1.....	31
Figura 10 -	Modelo de análise de compensação para a alternativa 2.....	32
Figura 11 -	Modelo de análise de compensação para a alternativa 3.....	33
Figura 12 -	Modelo de análise de compensação para a alternativa 4.....	34
Figura 13 -	Modelo de análise de compensação para a alternativa 5.....	35

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Consumo anual de Energia Elétrica no Brasil por Setores (GWh).....	9
Gráfico 2 - Taxa de Crescimento no consumo energético do Brasil por classe.....	10
Gráfico 3 - Potência fiscalizada (kW) - Fase: Em Operação.....	11
Gráfico 4 - Potência Fiscalizada (kW) fase: Em Construção.....	12
Gráfico 5 - Potência Outorgada (kW) - Fase: Construção Não Iniciada.....	12
Gráfico 6 - Evolução da potência instalada em geração distribuída no Brasil.....	15
Gráfico 7 - Potência instalada (kW) da Geração Distribuída no Brasil por Central de Geração em 2019.....	16
Gráfico 8 - Porcentagem de cada tarifa na composição tarifária.....	23
Gráfico 9 - Fluxo de caixa ao longo dos anos do sistema descrito na tabela 5.....	40
Gráfico 10 Fluxo de caixa ao longo dos anos do sistema descrito na tabela 6.....	42
Gráfico 11 - Fluxo de caixa para os dados da tabela 7.....	43
Gráfico 12 - Fluxo de caixa para os dados da tabela 8.....	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Potência Outorgada (kW) de operações em construção em 2021.....	13
Tabela 2 -	Potência Outorgada(kW) de operações em que a construção não foi iniciada em 2021.....	13
Tabela 3 -	Projeções Geração Distribuída Local.....	36
Tabela 4 -	Projeções Geração Distribuída Remota.....	37
Tabela 5 -	Dados da alternativa A Sistema de Geração Distribuída Local.....	39
Tabela 6 -	Dados da alternativa A do Sistema de Geração Distribuída Local segundo alternativa 1 da ANEEL.....	41
Tabela 7 -	Dados da alternativa B do Sistema de Geração Distribuída Local.....	43
Tabela 8 -	Dados da alternativa B do Sistema de Geração Distribuída Local segundo Alternativa 1 da ANEEL.....	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEEE – RS	Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio grande do Sul
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CIP	Custeio do Serviço de Iluminação Pública
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EIA	Agência Norte Americana de Informação Energética
EOL	Central Geradora Eolielétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCOL	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IDEC	Instituto de Defesa do Consumidor
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano de Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNE	Plano Nacional de Energia
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PUC Rio	Pontífice Universidade Católica do Rio de Janeiro
RAP	Reajuste Anual Permitido
RN	Resolução Normativa
SEMATEL	Sema Engenharia de Telecomunicações LTDA
SIGA	Sistema de Informações de Geração da Aneel

SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
TUST-RB	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina HidroElétrica
UTE	Usina Térmica de Energia
UTN	Usina Termo Nuclear
UFV	Central Geradora Fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

% Porcentagem

R\$ Reais

Sumário

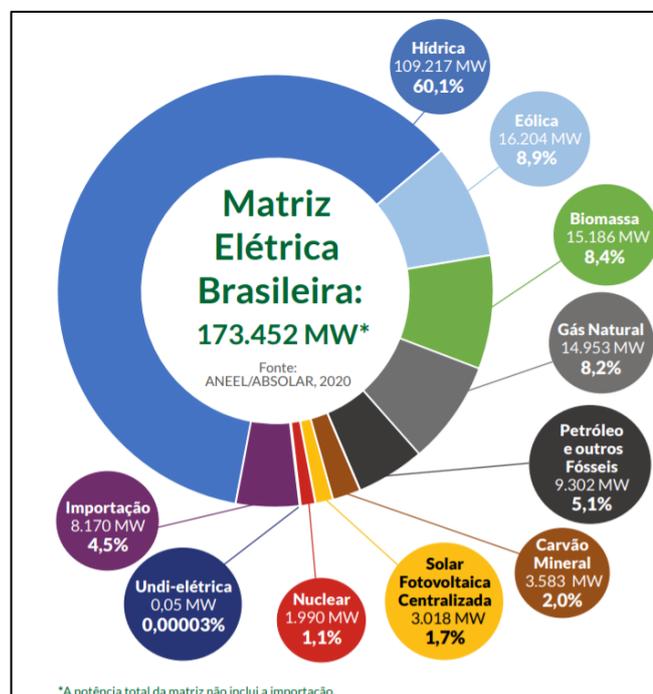
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Justificativa	5
1.2. Objetivos	6
1.2.1. Objetivo Geral	6
1.2.2. Objetivos Específicos	6
1.3. Estrutura do trabalho	7
2. REFERENCIAL TEÓRICO	8
2.1. O Sistema Elétrico Brasileiro	8
2.2. A Matriz Energética Brasileira	11
2.3. Energia Elétrica e Geração Distribuída	14
2.3.1. Energia Elétrica	14
2.3.2. Geração Distribuída no Brasil	14
2.3.3. O sistema de compensação de energia elétrica	17
2.4. Tarifação de energia no Brasil	21
2.4.1. Composição da tarifa	22
2.4.2. Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão	23
2.4.3. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	24
2.4.4. Tributação sobre Energia Elétrica	24
3. AS AUDIÊNCIAS PÚBLICAS E AS PROPOSTAS	26
3.1. Legitimidade das Alternativas	27
3.2. Avaliação de impactos da ANEEL	27
3.3. Alternativas Propostas e seus Impactos	27
3.3.1. Metodologia de análise do sistema de compensação da ANEEL	28
3.3.2. Geração Local	29
3.3.3. Geração Remota	36
3.4. O Impacto no <i>Payback</i> nos sistemas de Geração Local	37
3.4.1. Método <i>Payback</i>	37
3.4.2. O impacto das Alternativas no <i>Payback</i> dos Sistemas de geração Local	38
3.4.3. Considerações sobre a consulta pública nº 010/2018	46
3.5. Sugestões de expositores inscritos nas audiências públicas	47
4. CONCLUSÃO	48
REFERÊNCIAS	50

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é essencial para o cotidiano da sociedade, seja para consumo residencial, seja para o consumo industrial. A principal fonte de geração de energia no Brasil é a hidrelétrica, a qual corresponde a 58,56% da capacidade instalada em operação no país (EPE, 2021). Visto que o Brasil tem uma matriz energética predominantemente hidráulica, faz-se necessário buscar a diversificação das fontes de energia no país.

Uma das fontes atrativas de energia para a matriz brasileira é a energia solar. O mercado de energia solar no Brasil está ganhando cada vez mais espaço e já corresponde a 1,7% de toda a matriz energética brasileira, alcançando a geração de 3 GW no mês de outubro de 2020, de acordo com a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e a ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica). (PORTAL SOLAR, 2021) Em termos de matriz energética, a geração fotovoltaica representa a terceira mais importante fonte de energia renovável, depois da hidráulica e eólica em potência instalada. Diante disso, pode-se observar na figura 1 como se apresenta o cenário de matriz energética no país no ano de 2020.

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Infográfico ABSOLAR, 2020.

Com a evolução desse cenário, a Agência Nacional de Energia Elétrica emitiu a resolução normativa nº 482/2012 de abril de 2012 estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

A Figura 2 mostra o preço dos leilões de energia solar, segundo a ANEEL. É possível perceber que os mesmos estão ficando mais baixos ao longo dos anos, o que se permite inferir que os subsídios estão sendo efetivos e que o mercado vem crescendo.

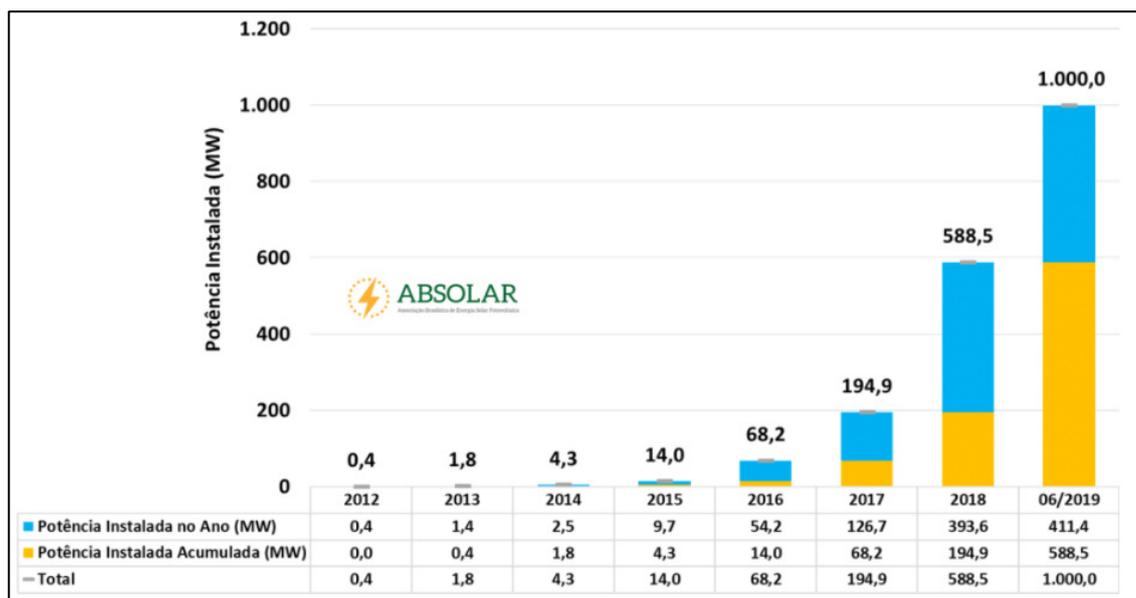
Figura 2 – Evolução do preço de energia solar nos leilões da ANEEL



Fonte: Infográfico ABSOLAR (2020)

O gráfico da figura 3 demonstra a evolução da potência instalada no país, corroborando com as inferências feitas na figura 13 de que o mercado vem crescendo.

Figura 3 – Evolução da Potência Instalada Fotovoltaica no país



Fonte: ABSOLAR (2020)

Dessa forma, a ANEEL promoveu a consulta pública nº 010/2018, a qual tratava sobre a resolução normativa nº 482/2012, onde foi deliberado que o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Essas audiências referiam-se aos processos de micro e mini geração distribuída no Brasil. (ANEEL, 2018a)

Segundo a ANEEL (2018b), o Brasil contava com mais de 201 mil conexões de geração distribuída (GD) no país, totalizando 2,5 GW de potência no ano de 2018. Com o crescimento da GD e baseando-se na resolução normativa referida anteriormente, as audiências públicas tinham como objetivo debater sobre a melhor adequação do sistema de Compensação de Energia Elétrica, o qual injeta na rede elétrica o excedente gerado pelo sistema, onde essa energia pode ser utilizada pelos consumidores da concessionária local quando necessário.

Diante disso, os debates serviram para demonstrar possíveis alternativas para esse sistema, pois havia uma insatisfação por parte das Distribuidoras de Energia, as quais alegam que existe um custo não considerado, pois o sistema de geração usufrui dos equipamentos da concessionária para transmitir essa energia, gerando custos de manutenção, os quais acabam sendo pagos pelo consumidor que não tem geração própria, pois esse custo entra na composição do preço da tarifa de energia, ou seja, quem possui um sistema gerador está se beneficiando em cima de outros consumidores. Contudo, os

portadores de sistemas de micro e mini geração de energia afirmam que o modelo atual é o ideal, pois o sistema é caro e arcar com novos custos acarretaria numa demora no retorno do investimento no sistema de geração fotovoltaica. (ABRACEEL, 2019)

Durante a Consulta Pública número 10, realizada em 2018 pela agência, foi debatida a questão do impacto regulatório, onde uma análise foi feita mostrando soluções alternativas para a manutenção GD no país. De acordo com a ANEEL, várias pesquisas foram realizadas a fim de encontrar alternativas para mudança no sistema de compensação de energia. O que diferencia cada alternativa é a composição do custo da injeção da energia na rede de distribuição. (ANEEL, 2018a)

Além disso, para facilitar a compreensão e simplificar a análise, o sistema foi comparado a baterias, onde o valor a ser pago pelo dono do sistema de geração simulava a eficiência dessa bateria. Como resultado da consulta pública foram geradas 6 alternativas que serão apresentadas a seguir.

A alternativa 0 significa que o sistema continuará como está hoje, ou seja, o consumidor injeta a energia na rede e pode utilizar a mesma quantidade futuramente. Assim a “bateria” possuiria 100% de eficiência.

A alternativa 1 sugeria que o consumidor pagaria pelo valor correspondente ao transporte na distribuição da energia que foi consumida, o que é 28% do kW/h utilizado.

A alternativa 2 supunha que o consumidor pagaria por todo o transporte na distribuição e na transmissão pelo valor que foi consumido o que equivale ao valor de 34% do kW/h utilizado.

A alternativa 3 corresponde ao pagamento do transporte e dos encargos que é equivalente ao valor de 41% do kW/h.

A alternativa 4 sugere que o consumidor pague os custos mencionados nas alternativas anteriores e também pague o valor relacionado as perdas durante o transporte o que seria referente a 49% do kW/h.

A alternativa 5 sugere que o micro e mini gerador de energia pagaria apenas a parcela correspondente à compra de energia. Nesse caso, no nosso comparativo, a bateria teria apenas 37% de eficiência.

Dessa forma, faz-se necessário analisar a legitimidade das indagações das concessionárias e mensurar o impacto das possíveis mudanças para os consumidores que não possuem sistemas de geração supracitados, mas também para aqueles os quais possuem sistemas de geração citados anteriormente, uma vez que o mercado de energia será impactado diretamente por essa mudança. Segundo Sauaia e Koloszuk (2020) a

ANEEL registra que 92,4% da potência instalada de GD no Brasil são de geração fotovoltaica, portanto, esse trabalho considerará os impactos das alternativas referentes a esse tipo de sistema.

Assim, a metodologia utilizada foi uma revisão bibliográfica das atas e vídeos das audiências públicas realizadas pela ANEEL. Ademais, para melhor compreensão do trabalho, fez-se necessário discorrer sobre o sistema elétrico brasileiro, com o objetivo de situar o leitor no tema. Também foi abordada a temática de GD e o cenário dela no Brasil. Para melhor análise, abordou-se sobre o sistema de compensação no Brasil e seu efeito sobre a composição tarifária da energia no país.

Por fim, foi feita uma comparação das alternativas, aliado a metodologia quantitativa estatística, visando demonstrar o tempo de retorno dos investimentos para a opção selecionada.

Dessa maneira, espera-se elucidar o porquê das realizações das audiências e a consulta pública, explanando o cenário nacional e as reivindicações das partes envolvidas, com o objetivo final de fomentar a discussão do tema, capacitando, mesmo quem não seja da área da engenharia elétrica ou de energias renováveis, levando o leitor a entender as argumentações das concessionárias.

1.1. Justificativa

Diante do cenário apresentado anteriormente, a composição tarifária do sistema de compensação não leva em conta os custos operacionais, das concessionárias de distribuição, gerados pelas unidades de geração distribuída, ou seja, a unidade geradora utiliza-se da rede elétrica sem arcar com nenhum custo da energia. Esse custo é repassado para o consumidor final, através da tarifa de uso de energia elétrica. Diante dessa realidade, as concessionárias se mostram insatisfeitas, solicitando, assim, uma consulta pública à ANEEL visando buscar soluções para a problemática citada.

Logo, tem-se como motivação apresentar um tema pouco discutido, aliado a falta de material teórico, com o intuito de expor a problemática na composição tarifária do sistema de compensação de energia elétrica na mini e micro geração distribuída, demonstrando o impacto das alternativas nesse mercado.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

- Analisar o impacto das alternativas de compensação tarifária proposta pela ANEEL para o sistema de compensação das microgerações e minigerções distribuídas, e por fim chegar a uma conclusão.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Justificar a motivação das audiências públicas;
- Explicar a metodologia de comparação das alternativas dadas pela ANEEL;
- Simular o payback da alternativa indicada pela ANEEL para sistema de geração local;
- Expor as sugestões dos expositores inscritos nas audiências.

1.3. Estrutura do trabalho

O estudo é composto por 4 capítulos que se dividem da seguinte forma:

O capítulo 1 apresenta a introdução do assunto, contendo justificativa, objetivos e metodologia utilizada.

O capítulo 2 é composto pelo referencial teórico que começa apresentando a matriz energética brasileira, seguido do sistema elétrico brasileiro, posteriormente a energia elétrica e a GD, finalizando com a tarifação de energia no país.

O Capítulo 3 apresenta as alternativas sugeridas pela ANEEL, em seguida apresenta o impacto da alternativa indicada para a GD local, demonstrando como isso afeta o *payback*. Também são expostas as sugestões e propostas dos expositores inscritos nessa audiência pública, mostrando seus posicionamentos perante o debate. Além disso, são feitas considerações finais sobre o tema, discorrendo acerca da tramitação política da proposta no país e a diferença entre a realidade atual e o cenário projetado pela ANEEL.

O capítulo 4 tem-se a conclusão do trabalho, respondendo a todos os objetivos supracitados e sintetizando seu conteúdo e, por fim sugere pesquisas futuras.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. O Sistema Elétrico Brasileiro

Magalhães (2009) relata que a história da energia elétrica comercial no Brasil tem início no final do século XIX, com a construção das primeiras usinas hidrelétricas. Na década de 30, no governo de Getúlio Vargas, foram tomadas as primeiras medidas de atuação visando regular as questões de geração e transmissão de energia elétrica, visando solucionar problemas de demanda de energia no Brasil.

Na década de 50 o Brasil teve sua primeira crise energética, culminando num racionamento. Tal crise originou-se devido à seca de 1951 a 1956, ao crescimento da industrialização e urbanização nos grandes centros e a falta de recursos para investimento. Assim, em 1957 o então presidente, Juscelino Kubitschek, sancionou a construção da hidroelétrica de Paulo Afonso, na Bahia, e a termoelétrica de Piratinga, São Paulo. Essas foram, respectivamente, as primeiras centrais energéticas do Brasil. (MAGALHÃES, 2009)

Segundo Oliveira (2000), a década de 60 foi marcada pela criação da Eletrobrás e do Ministério de Minas e Energia (MME), durante o governo do presidente João Goulart, resultando nas construções das usinas hidrelétricas de Itaipu e Furnas. Na década de 80 com o lançamento do Programa Nacional de Conservação de Energia – PROCEL em 1985, o país enfrentou o seu segundo racionamento de energia, onde no fim da década, as regiões Norte e Nordeste foram obrigadas a reduzir o consumo inicialmente em 15% e posteriormente em 10%. A década de 90 foi importante, pois foi nela que se deu o início de privatização do sistema de energia elétrica brasileiro. Segundo Almeida (2013) o lançamento do Programa Nacional de Desestatização (PND), durante o governo do presidente Fernando Collor de Mello. Esse programa teve por finalidade reduzir a participação do Estado em setores da base industrial do país, visando reduzir a dívida pública.

Na década de 90 foi criado o Operador Nacional do Sistema (ONS), substituindo o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOL), que existe até hoje e tem como função coordenar a operação de instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), sob regulação da ANEEL. (OLIVEIRA, 2000)

Um marco na história do setor elétrico brasileiro é a publicação da Lei nº 8.631 editada em março de 1993. Esta lei põe fim a equalização das tarifas que vigoraram 24

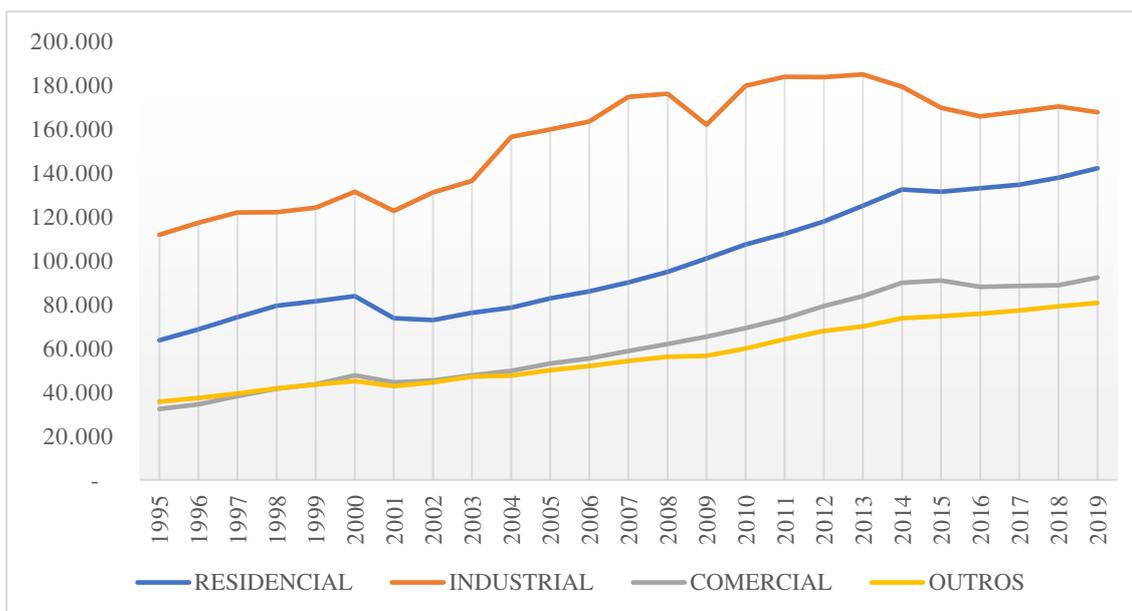
por vinte anos e que não contemplava as diferentes características e custos de produção de cada área de concessão. O fim da tarifa única encerra o mecanismo que assegurava o retorno financeiro das concessionárias sem qualquer esforço por eficiência operacional e econômica (ANEEL, 2008).

Com a estabilização econômica a partir de 1994 e a transferência dos ativos do sistema elétrico do Estado para a iniciativa privada um novo cenário se instala com a mudança do “Estado investidor” para o “Estado regulador”. Em 1996 foi criada a ANEEL que tinha como missão: “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade” (ANEEL, 2008, pág.7).

Porém, o primeiro leilão do setor elétrico só ocorreu em 1998. Em 2000 foi editado o Decreto 3.371, o qual incentivava a produção termoelétrica, usando gás natural como fonte primária. No ano de 2001, o país passou pela sua pior crise energética, onde o corte no consumo de energia foi de 20% para as regiões Sudeste e Sul e 10% para o Norte e Nordeste. A falta de investimento no setor elétrico foi a razão desse racionamento. Isso resultou no endividamento das empresas geradoras e distribuidoras e a retração do PIB nacional. (MAGALHÃES, 2009)

No gráfico1, pode-se ver que durante os anos de 2000 a 2001, houve uma queda no consumo de energia em todos os setores consumidores devido à crise energética citada anteriormente.

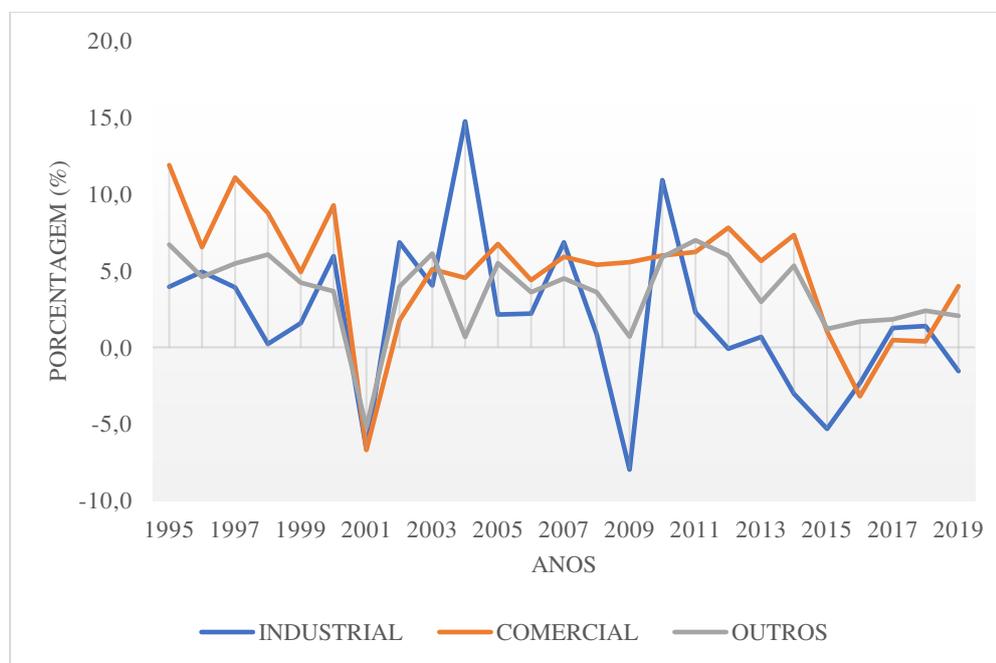
Gráfico 1: Consumo anual de Energia Elétrica no Brasil por Setores (GWh)



Fonte: EPE 2021(a).

No gráfico 2 com dados de crescimento do consumo de energia por setor no Brasil, vê-se que em 2001 a taxa de crescimento no consumo energético foi negativo, para todos os setores.

Gráfico 2: Taxa de Crescimento no consumo energético do Brasil por classe



Fonte: EPE 2021(a).

Conforme ANEEL (2008), a solução para esse período foi o investimento em termelétricas a gás natural, como já havia sendo feito em 2000. Entretanto, essas medidas ainda eram tidas como um risco, pois dependíamos de fontes finitas tais quais gás natural e recursos hídricos para as gerações de fontes hidráulicas. Dessa forma, em 2004 o decreto 5.025 marcou a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), visando diversificar, e aumentar, a participação de fontes renováveis e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's).

2.2. A Matriz Energética Brasileira

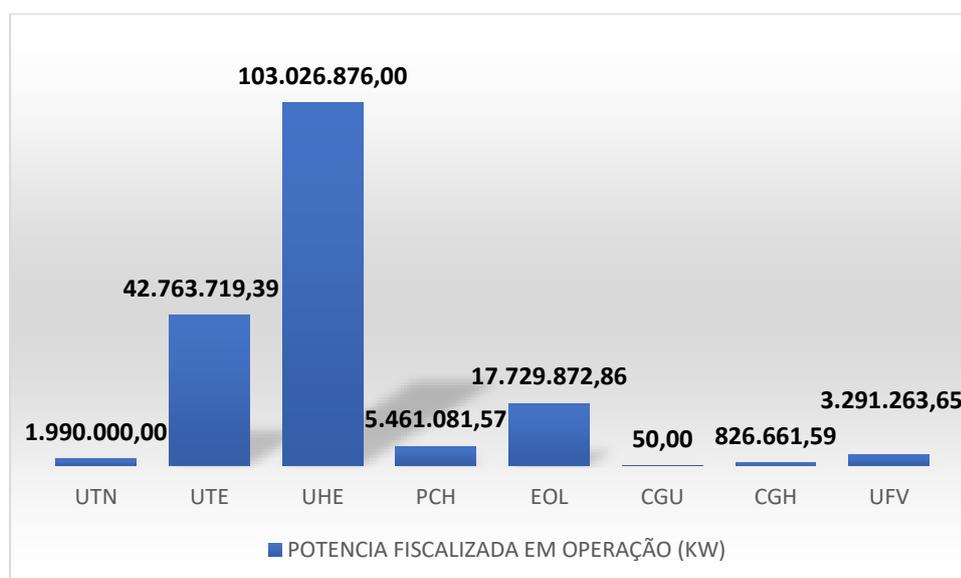
A Empresa de Pesquisa Energética (2021b) define como matriz energética a projeção de energia, em seu estado primário, disponível na natureza para ser convertida em energia elétrica, visando a transmissão e o consumo desta.

Segundo o relatório de 10 Anos da ANEEL, dada condição hidrográfica, o Brasil optou pela utilização de energia hidroelétrica como sua principal fonte de produção. Porém, a forte dependência de uma única fonte fez com que nas últimas décadas o planejamento energético brasileiro também se voltasse na busca de outras fontes para geração. (ANEEL,2008)

Dados do Sistema de Informações de Geração da Aneel (SIGA) informam as fontes de energia de acordo com sua fase. Tais fases podem ser de Operação, Construção e Construção não iniciada representadas nos gráficos 3, 4 e 5 respectivamente. As fontes de energia utilizadas para a composição do estudo foram a Usina Termo Nuclear (UTN), Usina Térmica de Energia (UTE), Usina Hidrelétrica (UHE), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Central Geradora Eolielétrica (EOL), Central Geradora Undi-Elétrica CGU e a Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Central Geradora Fotovoltaica (UFV).

No gráfico 3, pode-se ver a quantidade de potência fiscalizada, que é a potência em operação numa central geradora, no país (SIGA ANEEL, 2021).

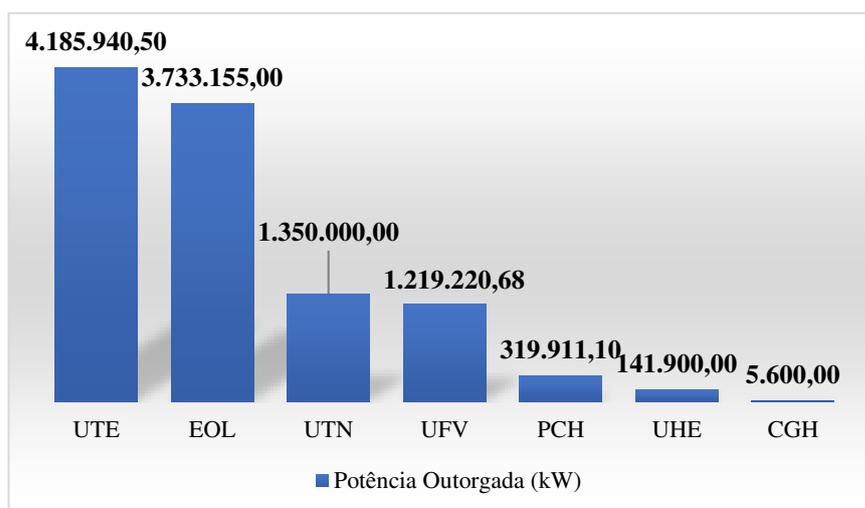
Gráfico 3 - Potência fiscalizada (kW) - Fase: Em Operação



Fonte: SIGA ANEEL (2021).

O gráfico 4 nos mostra a potência outorgada, ou seja, a potência autorizada pela ANEEL para cada central geradora. Além disso, no gráfico 4, em fase de construção destaca-se o setor de Termo Elétricas (UTE), com 4,1 GW de potência outorgada, totalizando cerca de 36% do total da produção outorgada, seguida de perto pela Eólica (EOL), a qual tem 3,7 GW de potência outorgada, o que representa 34% do total (SIGA ANEEL, 2021).

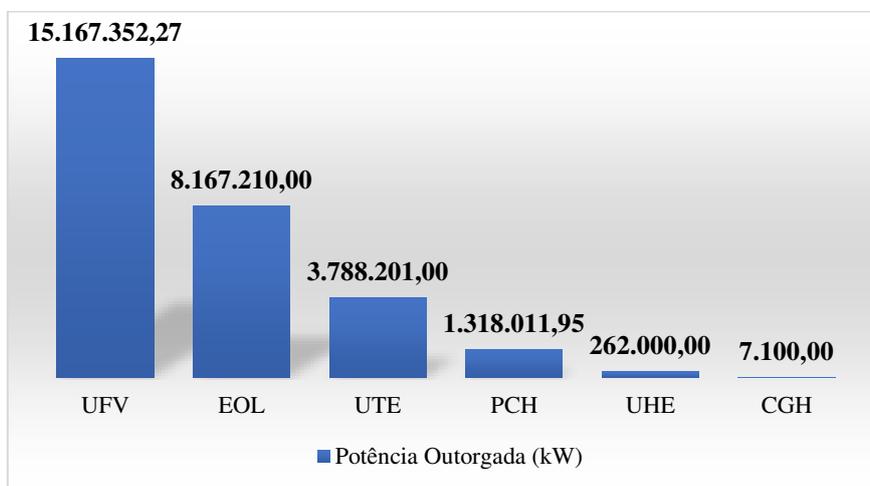
Gráfico 4 - Potência Outorgada (kW) fase: Em Construção



Fonte: SIGA ANEEL (2021).

Por fim, no gráfico 5, “Em fase de construção não iniciada”, tem-se como destaque as fontes solar e eólica, que, juntas, detêm cerca de 52,8% da potência outorgada, totalizando 15 GW.

Gráfico 5 - Potência Outorgada (kW) - Fase: Construção Não Iniciada



Fonte: SIGA ANEEL (2021).

O planejamento de expansão do setor elétrico brasileiro é produzido pela EPE. De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, o país busca uma diversificação de sua matriz energética brasileira, buscando descentralizar a fonte hídrica hidráulica, com objetivo de diminuir a dependência da capacidade hidrológica das usinas (EPE, 2007). Diante disso, pode ser observado na Tabela 1 que a potência outorgada das fontes hídricas é menor em relação as outras

Tabela 1 - Potência Outorgada (kW) de operações em construção em 2021

Tipo	Potência Outorgada (kW)	% (Potência Outorgada)
UTE	4.185.940,50	38,21%
EOL	3.733.155,00	34,07%
UTN	1.350.000,00	12,32%
UFV	1.219.220,68	11,13%
PCH	319.911,10	2,92%
UHE	141.900,00	1,30%
CGH	5.600,00	0,05%

Fonte: SIGA ANEEL 2021.

Na tabela 2, observa-se os dados relativos a operações em que a construção não foi iniciada. Destaca-se a capacidade de Eólica e Fotovoltaica, mostrando a tendência a fontes não poluentes.

Tabela 2 - Potência Outorgada(kW) de operações em que a construção não foi iniciada em 2021

Tipo	Potência Outorgada (kW)	% (Potência Outorgada)
UFV	15.167.352,27	52,83%
EOL	8.167.210,00	28,45%
UTE	3.788.201,00	13,19%
PCH	1.318.011,95	4,59%
UHE	262.000,00	0,91%
CGH	7.100,00	0,02%

Fonte: SIGA ANEEL 2021.

2.3. Energia Elétrica e Geração Distribuída

Segundo a Agência Norte Americana de Informação Energética (EIA, *Emergy Information Administration*), energia é a habilidade de produzir trabalho, tendo como fontes o calor, radiação, movimento (cinética), química, nuclear e gravitacional. (EIA, 2020)

Ainda sobre fontes de energia, a EIA (2021) elucida que existem dois tipos, as renováveis e as não renováveis. As fontes renováveis de energia são definidas assim por poderem ser renovadas, ou seja, a matéria prima usada para gerar a energia pode ser reabastecida facilmente e, geralmente, sem nenhum dano a natureza. Já as fontes não renováveis são definidas por sua matéria prima para geração de energia ser finita e em algum momento se torna escassa.

Sobre fontes de energia renováveis, a Empresa de Pesquisa Energética do Brasil (EPE) define como fontes renovável aquela que a matéria prima utilizada na geração de energia se renova durante o processo de geração de energia. (EPE, 2021c)

2.3.1. Energia Elétrica

O EIA define como eletricidade o fluxo de carga elétrica e que a eletricidade é a forma de energia mais utilizada no mundo, visto que fontes primárias, fontes energéticas disponíveis na natureza ainda não consumidas, são utilizadas para converter energia em eletricidade. (EIA, 2020)

Essa fonte primária transforma a energia de matéria prima em potencial elétrico, o que possibilita o fluxo de potência para os pontos de consumo, gerando assim um sistema elétrico.

2.3.2. Geração Distribuída no Brasil

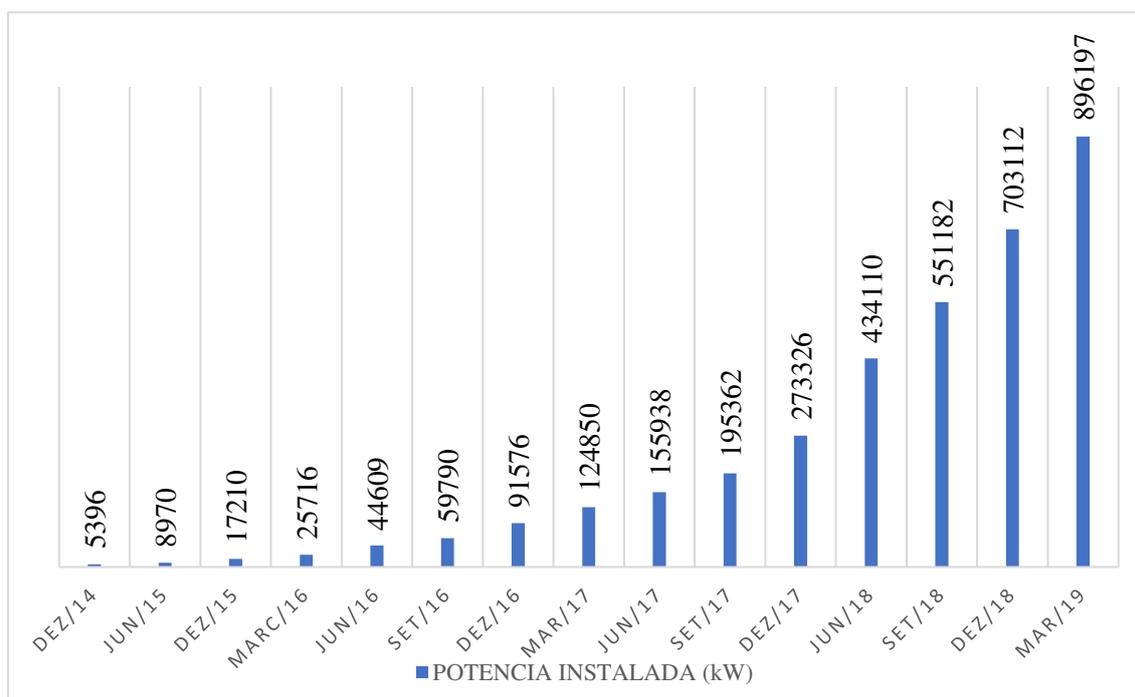
Ackermann, Andersson e Soder (2001) definem GD como energia com uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição. Para o autor, definir GD é complexo, pois existem diferentes publicações com terminologias as quais são usadas para definir GD.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2016), consideram-se micro e minigeradores sistemas de geração de energia elétrica capazes de abastecer unidades consumidoras que estão próximas do centro de carga. São classificados como micro geradores sistemas com potência até 75 kW e os minigeradores têm potência entre 75 kW e 5 MW, para fontes hídricas o limite maior é 3 MW.

Dessa forma, para este trabalho utiliza-se como definição para GD a mesma utilizada pela ANEEL no seu caderno Temático de GD, a qual define como GD a instalação de geradores, independentemente de serem de fontes renováveis ou não, instalados próximos ao consumidor final da energia elétrica. Ainda segundo ANEEL (2016), existem alguns benefícios em ter-se esses geradores próximos as suas cargas, uma vez que os mesmos têm pouco impacto ambiental, melhoram o nível de tensão na rede de transmissão e diversificam a matriz energética do Brasil.

No gráfico 6 é possível se observar o crescimento da potência instalada de gerações distribuídas no Brasil, destacando-se que essa potência mais que dobrou de 2016 a 2017.

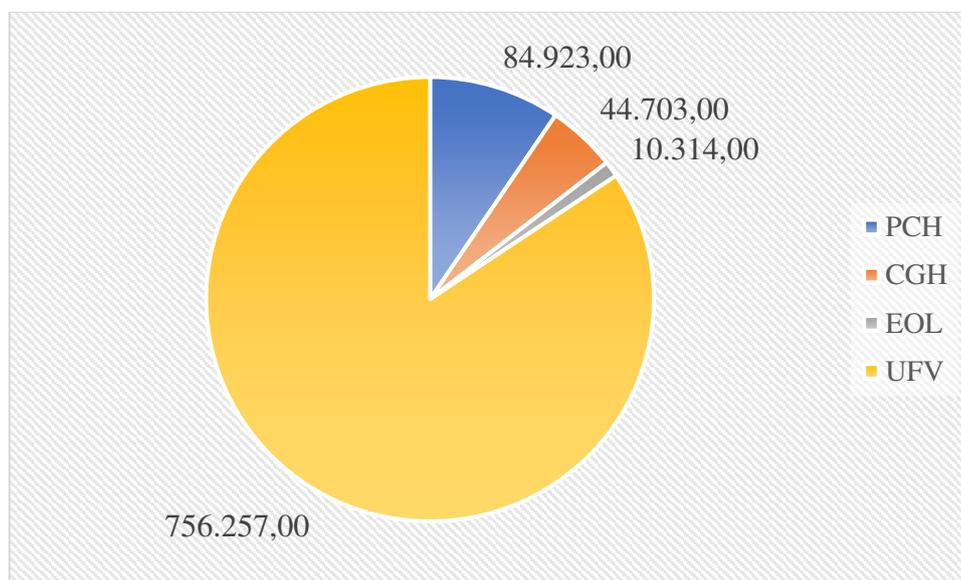
Gráfico 6: Evolução da potência instalada em geração distribuída no Brasil



Fonte: SIGA ANEEL 2021.

No gráfico 7 é possível se observar a potencia instalada de GD no Brasil, por fonte de geração em 2019.

Gráfico 7: Potência instalada (kW) da Geração Distribuída no Brasil por Central de Geração em 2019



Fonte: SIGA ANEEL 2021

O primeiro registro histórico de regulação para a GD foi descrito como um Decreto Lei nº 5.163/2004, onde era regulamentada a comercialização da energia elétrica, assim como o processo de concessões e autorizações para geração de energia elétrica.

A ANEEL (2016) cita que algumas resoluções foram criadas para abordar aspectos que surgiam ao longo do tempo. Entretanto, a agencia cita que apenas nas consultas públicas nº 15/2010 (de 10/09 a 9/11/2010) e a Audiência Pública nº 42/2011 (de 11/08 a 14/10/2011), visando discorrer sobre os dispositivos normativos sobre a conexão da GD de pequenos portes na rede de distribuição. O resultado desse conjunto de audiências foi a elaboração por parte da ANEEL da Resolução Normativa - RN nº 482, de 17/04/2012, a qual estabeleceu as condições para o acesso a micro e minigeração distribuídas e sua inserção na rede de distribuição elétrica. Além disso, essa resolução criou o sistema de compensação de energia elétrica.

Segundo a ANEEL (2016), existem diferenças entre Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede e sistemas off grid. Os impactos da regulação atingem apenas os Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede.

2.3.3. O sistema de compensação de energia elétrica

De acordo com o Caderno Temático de Micro e Mini geração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica foi uma inovação regulatória implementada pela ANEEL na resolução normativa nº 482/2012. (ANEEL, 2016)

2.3.3.1. Definição do sistema de compensação

Segundo ANEEL (2016), esse sistema funciona de uma maneira a qual a energia excedente gerada pela unidade consumidora seja injetada na rede de distribuição da concessionária. Por sua vez, a rede de distribuição agiria como uma bateria, pois armazenaria esse excedente. Sendo a energia injetada na rede maior que a consumida, a unidade consumidora receberá um crédito de energia em kWh, o qual será utilizado para abater o valor de energia consumido em sua fatura tendo esses créditos

O consumidor também pode utilizar esse crédito em outras unidades consumidoras, desde que essas estejam cadastradas dentro da mesma área de concessão. Para isso, as mesmas também necessitam estar caracterizadas como uma das classificações abaixo:

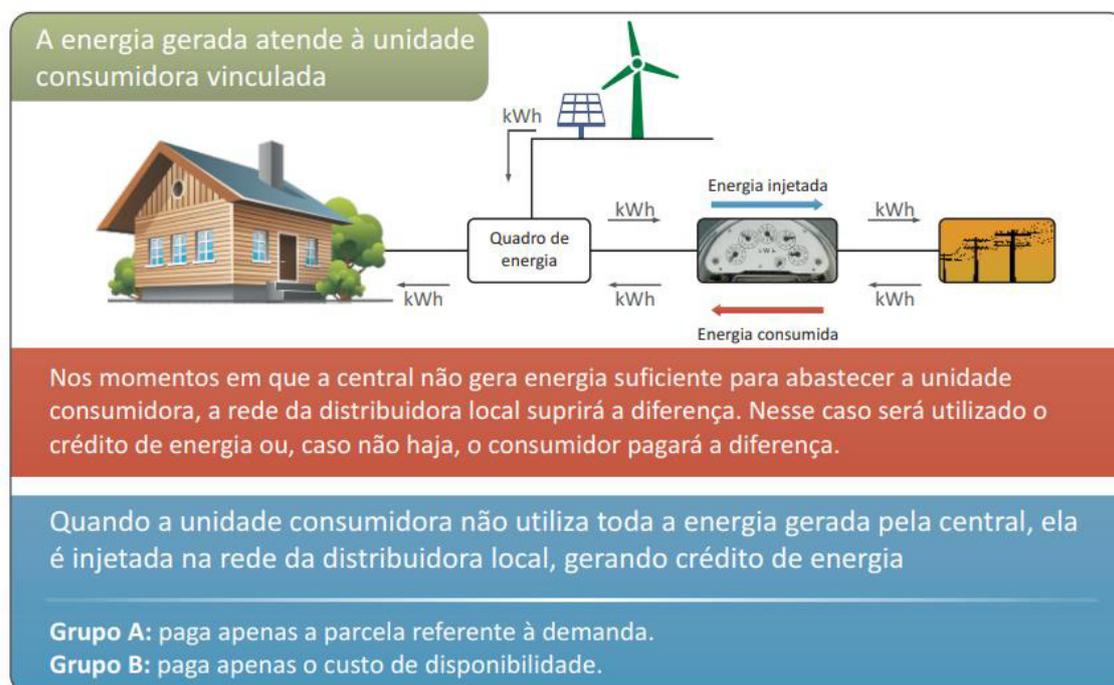
- **Autoconsumo Remoto:** Quando o dono da unidade consumidora que possua sistema de micro, ou mini, geração distribuída em um local na mesma área de concessão, mas não na área da unidade consumidora do proprietário, que a energia excedente é injetada. (ANEEL, 2016)
- **Geração compartilhada:** Quando mais de um consumidor, por meio de consórcio ou cooperativa, da mesma região de concessão, possui sistema de mini, ou micro, geração distribuída, mas num local diferente das unidades consumidoras de onde a energia excedente é compensada. (ANEEL, 2016)
- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios):** Quando a utilização da energia elétrica é de forma independente com uso individualizado de energia por uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, administração de condomínio ou do proprietário do empreendimento, com sistema de 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. (ANEEL, 2016)

Segundo o Caderno Temático de Micro e Mini geração Distribuída (ANEEL, 2016), para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B) que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será necessário o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). De forma análoga, para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A) será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada.

A figura 4 retrata um sistema de compensação de energia, exemplificando a compensação dos créditos gerados.

Figura 4 - Sistema de Compensação de Energia



Fonte: ANEEL 2016

2.3.3.2. Faturamento

De acordo com o art. 7º da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, a composição de faturamento de um sistema de compensação de energia difere caso o Sistema de Microgeração, ou minigeração, estejam em locais diferentes ou iguais ao da unidade consumidora. (ANEEL, 2012)

2.3.3.2.1. Sistema de Mini/micro geração no mesmo local da unidade consumidora

O faturamento deve seguir os procedimentos estabelecidos no art. 7º da Resolução Normativa nº 482/2012, que podem ser resumidos da seguinte forma:

- A energia injetada em determinado posto tarifário (ponta, fora de ponta ou intermediário), se houver, deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;
- Se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, se houver, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento;
- O valor a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para o caso de consumidores do Grupo B (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade;
- Para os consumidores do Grupo A (alta tensão), não há valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda;
- Após a compensação na mesma unidade consumidora onde está instalada a micro ou minigeração distribuída, se ainda houver excedente, um percentual dos créditos poderá ser utilizado para abater o consumo de outras unidades escolhidas pelo consumidor no mesmo ciclo de faturamento; e essas unidades devem ter a mesma titularidade e devem estar na mesma área de concessão.
- Os créditos remanescentes podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento. (ANEEL, 2012)

2.3.3.2.2. Sistema de Mini/micro geração em local diferente da unidade consumidora

O faturamento deve seguir os procedimentos estabelecidos no art. 7º da Resolução Normativa nº 482/2012, que podem ser resumidos da seguinte forma:

- Para o caso de autoconsumo remoto e geração compartilhada, a energia excedente é a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida. Já para empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), o excedente é igual à energia injetada;
- Compete ao titular da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída informar à distribuidora o percentual da energia excedente a ser alocada entre as demais unidades consumidoras caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;
- O valor a ser faturado em cada uma dessas unidades é a diferença positiva entre a energia consumida e os créditos alocados no mês para a unidade consumidora, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que, caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para o caso de consumidores do Grupo B (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade.
- Para os consumidores do Grupo A (alta tensão), não há valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda.
- Os créditos podem ser utilizados por até 60 meses após a data do faturamento. (ANEEL, 2012)

A figura 5 mostra um exemplo real de uma fatura de consumo de energia elétrica submetida ao sistema de compensação de energia, onde o consumidor em questão é do Grupo B e a unidade consumidora é atendida em tensões 220V/127V. Além disso, a ligação é trifásica e o histórico dos últimos meses é apenas de consumo. A leitura em questão é referente a um período de 32 dias.

Figura 5 - Exemplo de extrato de consumo de energia elétrica com sistema de compensação



Fonte: ENERGÊS 2020

As leituras da fatura são:

– Leitura consumo anterior = 177 kWh

– Leitura consumo atual = 2.393 kWh

Consumo no mês = 2.216 kWh (2.393-177).

– Leitura energia injetada anterior = 149 kWh

– Leitura energia injetada atual = 2.431 kWh

Energia injetada no mês = 2.282 kWh (2.431-149).

O consumo total foi de 2.216 kWh e, segundo o art. 7º da Resolução Normativa nº 482/2012, essa mesma quantidade é compensada, sendo os 66 kWh excedentes, injetados no sistema, se tornaram créditos de energia para meses futuros.

2.4. Tarifação de energia no Brasil

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2021), define-se como tarifa de energia elétrica o valor composto pela soma das parcelas dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia de produção e distribuição de energia elétrica. Além dos custos de produção e distribuição, essa tarifa também é composta pelos

encargos referentes a aplicação de políticas públicas e impostos relacionados a conta de luz.

2.4.1. Composição da tarifa

Existem três tipos de tarifas, a tarifa referente a energia elétrica que os usuários consomem (Tarifa de Energia- TE), a Tarifa de Uso de sistema de Transporte (TUST) e a tarifa referente a distribuição de energia (Tarifa de Uso de sistema de Distribuição - TUSD) (ANEEL 2012, 2020).

Conforme determina o inciso XVIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, compete à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (BRASIL, 1996).

Dessa forma, na figura 6 pode-se ver como a ANEEL estabelece a composição tarifária de energia elétrica no Brasil, a qual é constituída por três custos distintos, sendo esse o custo de geração de energia, o custo do transporte e distribuição e os encargos setoriais.

Figura 6 - Composição tarifária segundo a ANEEL



Fonte: ANEEL 2015(a).

Ademais, a ANEEL (2015a) indica que a conta final do consumidor é a soma da tarifa com os impostos federais, estaduais e municipais, sendo esses PIS (Programa de Integração Social)/COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente.

Dessa forma, o consumidor final paga pela compra da energia (custos do gerador), pela transmissão (custos da transmissora) e pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos.

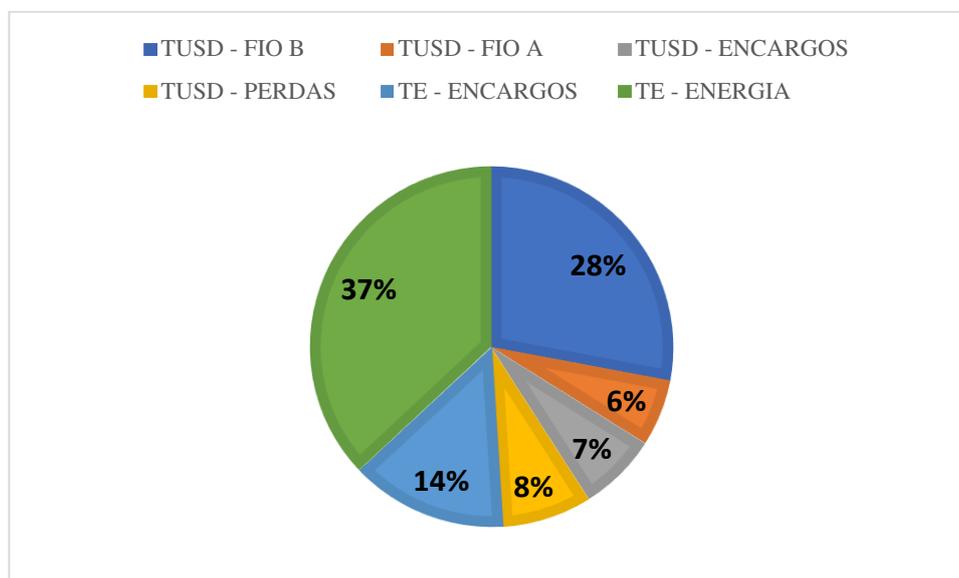
Para fins de cálculo tarifário, os custos da distribuidora são classificados em dois tipos:

Parcela A: Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais; e

Parcela B: Distribuição de Energia.

O gráfico 8 apresenta a porcentagem de cada tarifa na composição tarifária (ANEEL, 2015a).

Gráfico 8 - Porcentagem de cada tarifa na composição tarifária.



Fonte: ANEEL 2015(a).

2.4.1.1. Parcela A

A ANEEL (2015b) define como a parcela A de custos os gastos das distribuidoras relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação específica. Esses custos são definidos por lei, não seguindo à vontade ou gestão das distribuidoras. Tais custos são o de aquisição da energia, o custo com o transporte dessa energia e os encargos setoriais

2.4.1.2. Parcela B

A ANEEL (2015c) define como a parcela B de custos os gastos gerenciáveis pela distribuidora, próprios da atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa, como custos operacionais.

2.4.2. Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão

Conforme Resolução Normativa ANEEL - RN nº 559/2013, o pagamento do uso do sistema de transmissão é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de

Transmissão (TUST). Assim, as tarifas são reajustadas de ano em ano, no mesmo período do ano onde ocorre o Reajuste Anual Permitido (RAP) das concessionárias de transmissão de energia elétrica. (ANEEL, 2015)

“O cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e a RAP total a ser arrecadada no ciclo.

A parcela principal da TUST, a TUST-RB refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, utilizada para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, é aplicável a todos os usuários. O serviço de transmissão prestado pelas unidades transformadoras previstas no art. 2º da REN nº 67/2004 é pago por distribuidoras que dele se beneficiam, mediante parcela específica da TUST, denominada TUST-FR, que incorpora, ainda, os custos de transporte associados às Demais Instalações de Transmissão - DITs compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

Outra tarifa calculada é a Tarifa de Transporte de Itaipu, aplicável às distribuidoras cotistas, que remunera as instalações de transmissão de uso exclusivo associado à usina Itaipu Binacional.

Para exportadores e importadores de energia, são calculadas tarifas específicas para remunerar a Rede Básica (TUST exp/imp) e, caso utilizem, para remunerar as instalações necessárias aos intercâmbios internacionais (TUII).” (ANEEL, 2015d, para.2)

2.4.3. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 479/2012, a Tarifa de Energia TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) é o valor financeiro, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema. Essa tarifa cobre os custos com as instalações, equipamentos e componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia com qualidade.(ANEEL, 2012b)

2.4.4. Tributação sobre Energia Elétrica

Agência Nacional De Energia Elétrica (2021b, para.1) define como:

“...tributo todos os impostos, taxas e contribuições, incidentes sobre o objeto deste Contrato, excluído qualquer outro existente ou que venha a ser

criado sobre o lucro líquido ou resultado de qualquer das Partes. Tal exclusão abrange, não estando limitada ao imposto sobre a renda da pessoa jurídica, a contribuição social sobre o lucro e impostos ou contribuições sobre movimentações financeiras.”

Segundo Instituto de Defesa do Consumidor (IDEC, 2021): “os tributos são pagamentos obrigatórios ao governo para garantir que o poder público possa desenvolver suas atividades. Na conta de energia estão embutidos tributos federais, estaduais e municipais. As distribuidoras recolhem esses valores e repassam às autoridades competentes.”

Os tributos que incidem na conta de luz são:

PIS - Programas de Integração Social (federal)

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (federal)

CIP - Custeio do Serviço de Iluminação Pública - (municipal)

ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (estadual)

3. AS AUDIÊNCIAS PÚBLICAS E AS PROPOSTAS

A Resolução Nº 482 de abril de 2012 definiu que o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, inserindo o excedente dessa geração na rede de distribuição do seu município. (ANEEL, 2012a)

A Consulta pública 010/2018, realizada pela ANEEL, teve como objetivo obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012. Segundo a reunião da audiência pública 001/2019, realizada em 21/02/2019, a ANEEL, teve por objetivo, através de seu estudo, analisar os impactos da resolução nº 482/2012 nos custos das concessionárias (ANEEL, 2012a).

Os estudos da agência indicaram que a manutenção das regras atuais pode levar a custos elevados para os usuários da rede elétrica que não têm geração própria de energia. Isso indica uma defasagem nas normas, que foram elaboradas num cenário visando expandir a geração própria de energia no Brasil, entretanto, com o estudo realizado pela ANEEL, foi possível inferir que após a consolidação desse mercado, precisa-se atualizar tais normas, pois há um desequilíbrio no sistema de compensação de energia.

O sistema de compensação atual, conforme consta na resolução nº 482/2012 torna possível que o usuário, com seu sistema de micro/mini geração distribuída, utilize a própria energia que o mesmo gera, injetando o que a unidade consumidora não utilizar na rede elétrica de sua área de concessão, gerando ao dono da unidade consumidora um crédito de energia. Entretanto, caso a energia gerada pelo sistema do usuário acabe e seja necessário recorrer a energia da rede elétrica, o valor que o mesmo injetou anteriormente pode ser utilizado, contudo, essa energia é oriunda da concessionária mantenedora da rede elétrica.

Para facilitar o entendimento, o sistema de compensação pode ser comparado ao de uma bateria de energia, onde o carregamento dessa bateria é comparado a injeção da carga excedente na rede. O armazenamento dessa carga na bateria se compara ao período que o portador do sistema de compensação pode utilizar seu crédito de energia junto a concessionário que, de acordo com a resolução normativa nº 482/2012, pode ser de até 60 meses.

Segundo a ANEEL (2019b), o sistema de compensação impede uma

remuneração adequada da rede de distribuição, uma vez que todos os usuários, independente de possuírem ou não o sistema de micro/mini geração, usufruem da rede elétrica, mas quem gera a energia não paga pela manutenção dessa rede, repassando esse custo para o usuário que adquire sua energia integralmente da concessionária elétrica.

3.1. Legitimidade das Alternativas

A Agência Nacional de Energia Elétrica é instituída no Brasil como agência reguladora de energia, segundo o Art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1997 (Brasil, 2021). Assim sendo a ANEEL responsável pela regulamentação da energia no país e também autora da resolução normativa nº 482/2012, é legítimo dessa agência poder querer monitorar os processos criados pela mesma, visando melhorar a regulação energética do país. Dessa forma, a agência nada mais que está exercendo sua função como entidade analisando o impacto de uma resolução normativa e avaliando se, passado um período de 6 anos, a resolução está defasada.

3.2. Avaliação de impactos da ANEEL

Durante a consulta pública nº 010/2018 a ANEEL projetou o impacto das alternativas, onde a agência se baseou na quantidade de unidades de GD no Brasil, a potência instalada delas e o valor calculado pela razão entre os subsídios de unidades geradoras pelo custo para os consumidores que não possuem sistema de geração. A agência projetou um cenário para dois tipos de GD, tanto local quanto remota.

A projeção da ANEEL foi dividida em dois cenários, conforme citado anteriormente, onde a agência estabeleceu um período de 10 anos para a geração local, a iniciar-se de 2025, onde a mesma projeta uma potência instalada de 3.365 GW para a modalidade. Já para o sistema de geração remota, a agência projetou o início a partir de 2020, com um período de 15 anos, porém a agência não apresentou projeção de potência instalada para esse sistema (ANEEL, 2016).

3.3. Alternativas Propostas e seus Impactos

Na consulta pública 010/2018 a ANEEL concluiu uma análise do impacto regulatório onde apontava algumas alternativas, visando solucionar o impasse no sistema

de compensação. A principal diferença entre as alternativas é a maneira que a energia injetada na rede é valorada, considerando diferentes componentes da tarifa de fornecimento. (ANEEL, 2019b)

Os impactos foram calculados sem levar em conta a energia injetada na rede das concessionárias. Caso a ANEEL levasse em conta a energia consumida no momento de sua geração, os impactos de todas as alternativas seriam negativos para as unidades consumidoras sem geração própria.

Vale salientar que os impactos indicados foram calculados sem levar em conta a energia que é consumida nas unidades no momento da sua geração, apenas a parcela de energia que entra na rede das concessionárias. Dessa forma, levando em conta essa energia consumida no momento de sua geração os impactos de todas as alternativas são negativos e de alto valor.

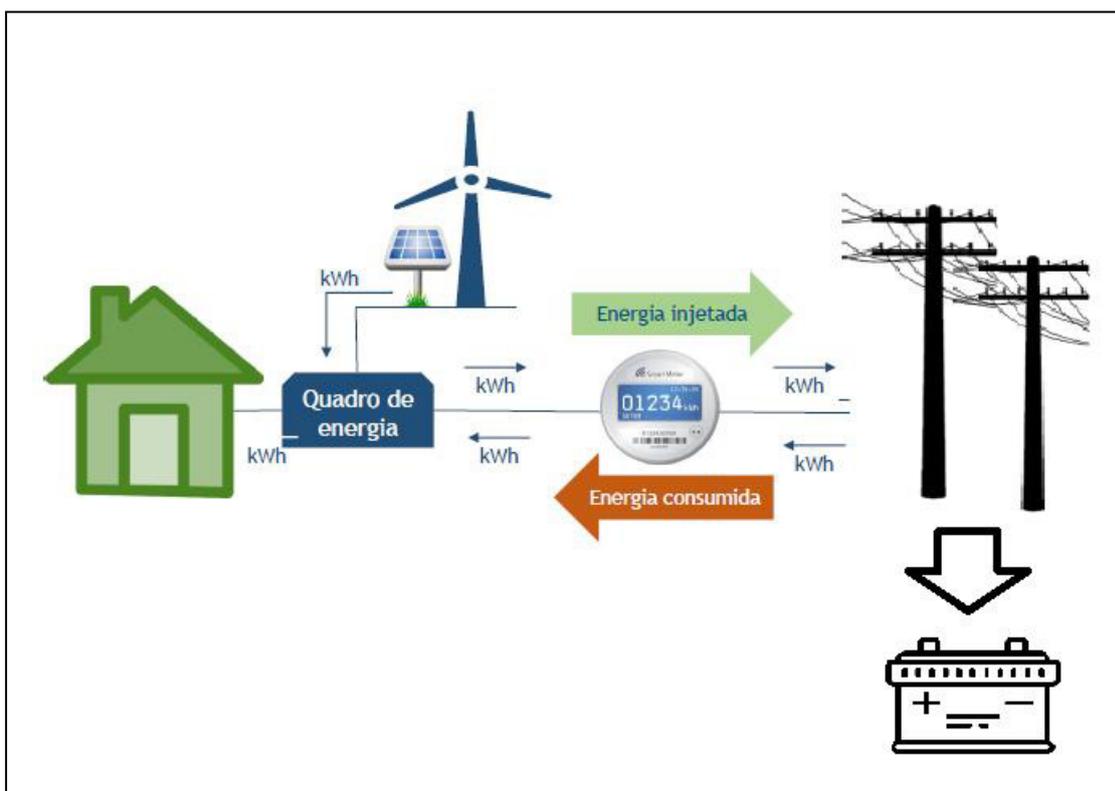
3.3.1. Metodologia de análise do sistema de compensação da ANEEL

A EPE (2019) menciona que uma bateria tem a capacidade de armazenar carga elétrica. Dessa forma, na modelagem das alternativas a ANEEL compara a rede elétrica da concessionária de energia a uma bateria, onde a injeção de carga excedente na rede representa a injeção de carga na bateria. A utilização dos créditos referentes a esse excedente é comparada com o consumo da carga pela bateria.

A eficiência de uma bateria é importante para dimensionar sua capacidade de reter a energia lá armazenada sem perde-la ao ceder essa carga para algum sistema. Na modelagem da ANEEL essa eficiência foi comparada a porcentagem de energia a ser devolvida para o consumidor.

Na figura 7 vê-se uma representação da analogia feita pela ANEEL, onde a rede elétrica é vista como uma bateria.

Figura 7: Modelagem de sistema de compensação



Fonte: ANEEL 2019.

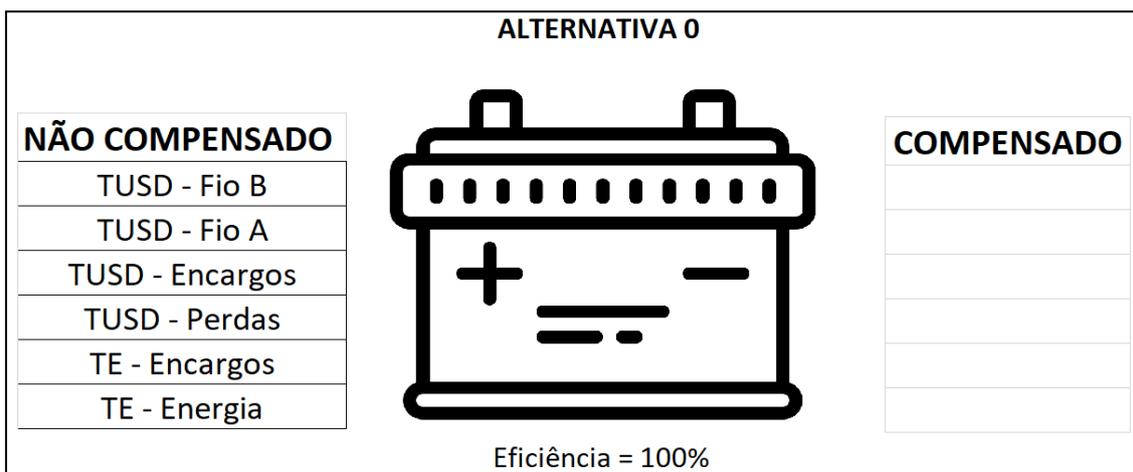
3.3.2. Geração Local

3.3.2.1. Alternativa 0

Nesta alternativa o consumidor injeta o excedente na rede, sem nenhuma compensação para com a concessionária quando utilizar seu crédito de energia.

Na figura 8 é retratado a representação da alternativa 0, onde existem as composições tarifárias compensadas e não compensadas. Nesse caso, como nenhuma tarifa é compensada, a eficiência da bateria é 100%.

Figura 8- Modelo de análise de compensação para a alternativa 0



Fonte: Autor, 2021.

No caso descrito na figura 8, o sistema de compensação se mantém como descrito na resolução nº 482/2012.

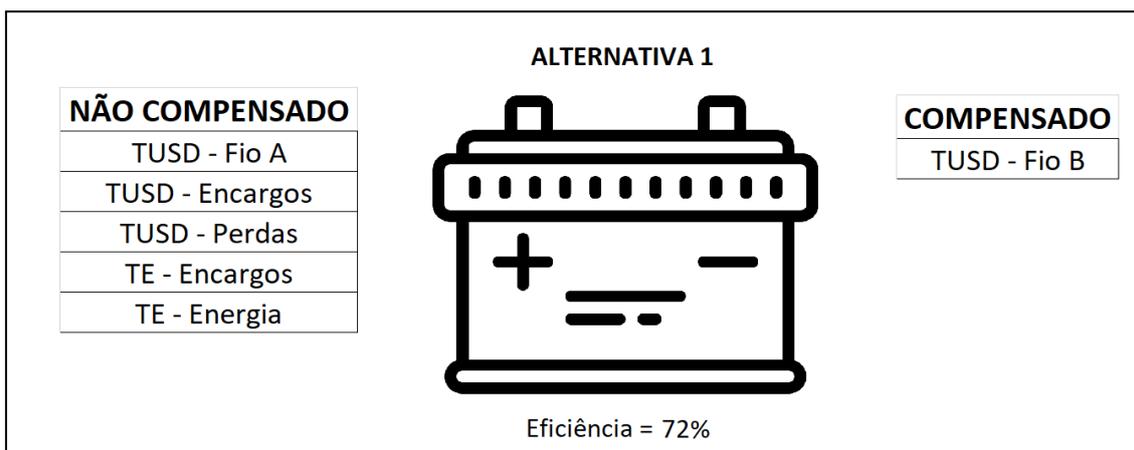
Para esta alternativa, o estudo da ANEEL projetou que o número de unidades geradoras chegue a 3.145.314 em 2035, com uma potência instalada de 25.590 MW, gerando um custo de 4,7 bilhões de reais para os consumidores que não possuem a sua geração.

3.3.2.2. Alternativa 1

Nesta alternativa o consumidor com geração injeta o excedente na rede, com a compensação do custo referente ao transporte do valor de energia que o sistema consumir posteriormente.

Na figura 9 é retratado a representação da alternativa 1, onde existem as composições tarifárias compensadas e não compensadas. Nesse caso, como apenas tarifa TUSD – Fio b, a qual é tida como a tarifa sobre o uso da rede distribuição da própria concessionária, é compensada, a eficiência da bateria é 72%.

Figura 9 - Modelo de análise de compensação para a alternativa 1



Fonte: Autor, 2021.

A ANEEL considerou para este modelo o valor médio dessa tarifa no Brasil em 2018, que foi de aproximadamente 28% do valor do quilowatt hora utilizado.

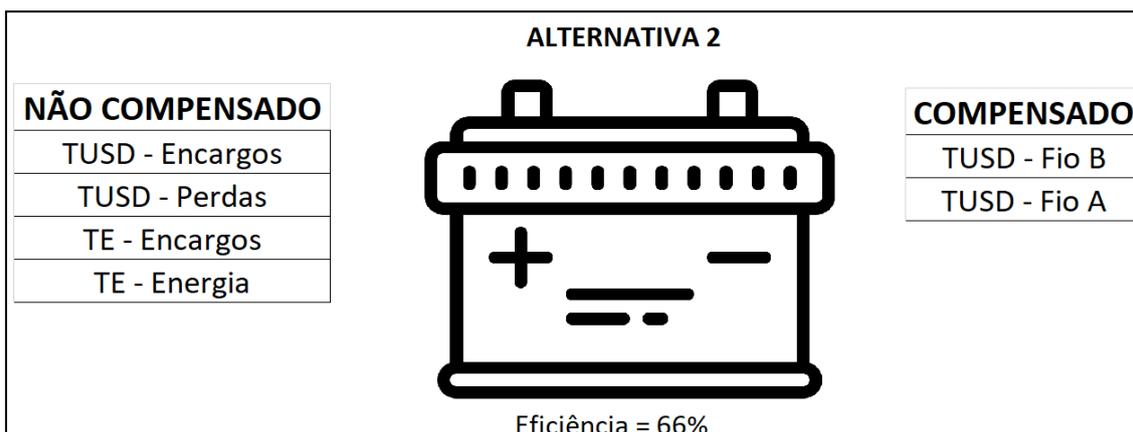
Para esta alternativa, o estudo da ANEEL projetou que o número de unidades geradoras chegue a 2.313.128 em 2035, com uma potência instalada de 17.348 MW, gerando uma economia de 7 bilhões de reais para os consumidores que não possuem a sua geração. Esse impacto positivo corresponde a não cobrança desse valor para com o consumidor que não possui geração.

3.3.2.3. Alternativa 2

Nesta alternativa o consumidor com geração injeta o excedente na rede, com a compensação do custo referente a transmissão e ao transporte do valor de energia que sistema consumir posteriormente.

Na figura 10 é retratado a representação da alternativa 2, onde existem as composições tarifárias compensadas e não compensadas. Nesse caso, como as tarifas TUSD – Fio B, a qual é tida como a tarifa sobre o uso da rede distribuição da própria concessionária, e a de TUSD – Fio A, referente ao uso da rede de transmissão de terceiros, são compensadas, a eficiência da bateria é 66%.

Figura 10 - Modelo de análise de compensação para a alternativa 2



Fonte: Autor, 2021.

A ANEEL considerou para este modelo a o valor médio das tarifas no Brasil em 2018, que foi de aproximadamente 34% do valor do quilowatt hora utilizado.

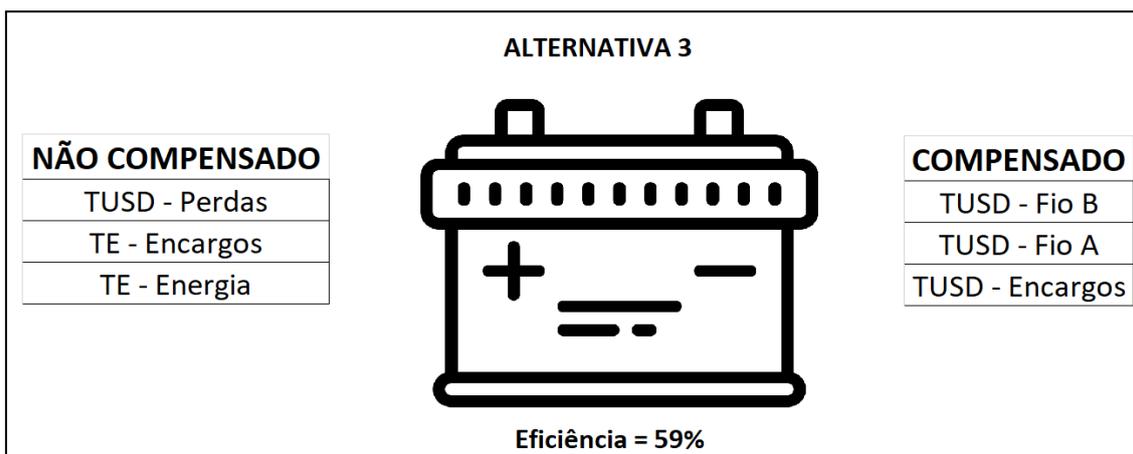
Para esta alternativa, o estudo da ANEEL projetou que o número de unidades geradoras chegue a 2.093.099 em 2035, com uma potência instalada de 15.689 MW, gerando uma economia de 8,5 bilhões de reais para os consumidores que não possuem a sua geração. Esse impacto positivo corresponde a não cobrança desse valor para com o consumidor que não possui geração.

3.3.2.4. Alternativa 3

Nesta alternativa o consumidor com geração injeta o excedente na rede, com a compensação do custo referente a todo o transporte e aos encargos do valor de energia que o sistema consumir posteriormente.

Na figura 11 é retratado a representação da alternativa 3, onde existem as composições tarifárias compensadas e não compensadas. Nesse caso, como as tarifas TUSD – Fio B, a qual é tida como a tarifa sobre o uso da rede distribuição da própria concessionária, a de TUSD – Fio A, referente ao uso da rede de transmissão de terceiros, e a TUSD – Encargos, referente aos encargos de distribuição, são compensadas, a eficiência da bateria é 59%.

Figura 11 - Modelo de análise de compensação para a alternativa 3



Fonte: Autor, 2021.

A ANEEL considerou para este modelo a o valor médio das tarifas no Brasil em 2018, que foi de aproximadamente 41% do valor do kilowatt hora utilizado.

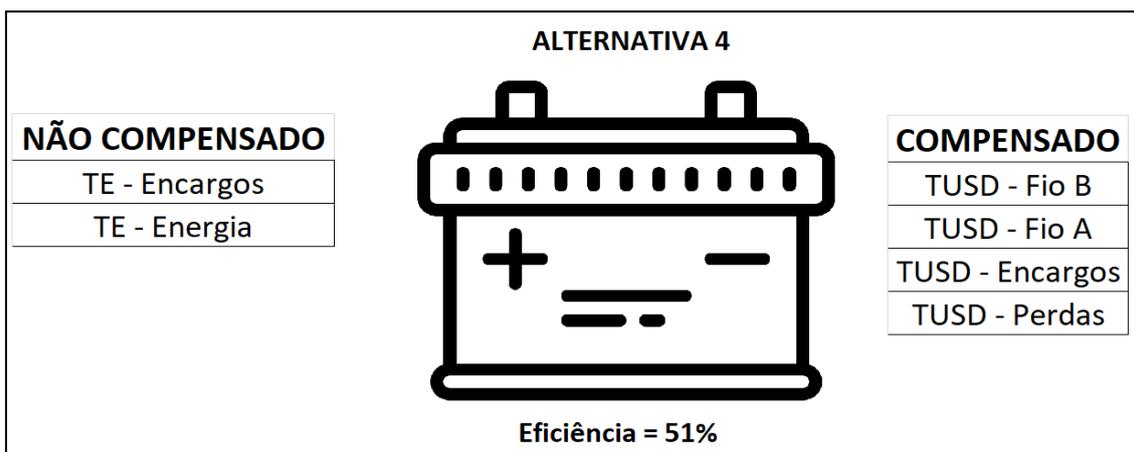
Para esta alternativa, o estudo da ANEEL projetou que o número de unidades geradoras chegue a 1.896.020 em 2035, com uma potência instalada de 14.220 MW, gerando uma economia de 9,5 bilhões de reais para os consumidores que não possuem a sua geração. Esse impacto positivo corresponde a não cobrança desse valor para com o consumidor que não possui geração.

3.3.2.5. Alternativa 4

Nesta alternativa o consumidor com geração injeta o excedente na rede, com a compensação do custo referente a todo o transporte, as perdas referentes ao transporte dessa energia e, por fim, aos encargos do valor de energia que o sistema consumir posteriormente.

Na figura 12 é retratado a representação da alternativa 4, onde existem as composições tarifárias compensadas e não compensadas. Nesse caso, como as tarifas TUSD – Fio B, a qual é tida como a tarifa sobre o uso da rede distribuição da própria concessionária, a de TUSD – Fio A, referente ao uso da rede de transmissão de terceiros, e a TUSD – Encargos, referente aos encargos de distribuição, TUSD – Perdas, correspondente as perdas técnicas do sistema, são compensadas, a eficiência da bateria é 51%..

Figura 12 - Modelo de análise de compensação para a alternativa 4



Fonte: Autor, 2021.

A ANEEL considerou para este modelo a o valor médio das tarifas no Brasil em 2018, que foi de aproximadamente 49% do valor do kilowatt hora utilizado.

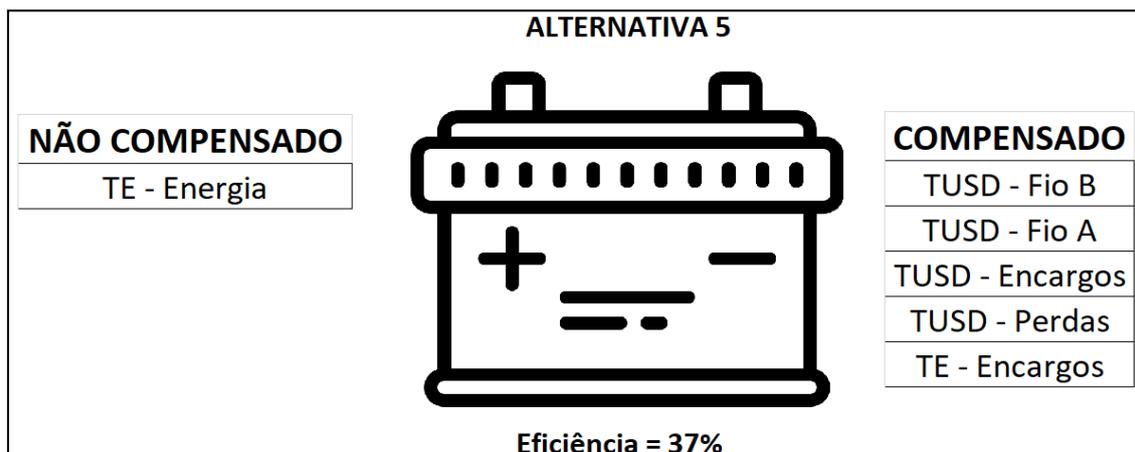
Para esta alternativa, o estudo da ANEEL projetou que o número de unidades geradoras chegue a 1.635.601 em 2035, com uma potência instalada de 12.267 MW, gerando uma economia de 10 bilhões de reais para os consumidores que não possuem a sua geração. Esse impacto positivo corresponde a não cobrança desse valor para com o consumidor que não possui geração.

3.3.2.6. Alternativa 5

Nesta alternativa o consumidor com geração injeta o excedente na rede, porém, a unidade consumidora pagaria por todas as componentes tarifárias, menos a que se refere a compra da energia, pois esta seria abatida do crédito que a unidade consumidora tem por ter injetado energia na rede.

Na figura 13 é retratado a representação da alternativa 5, onde existem as composições tarifárias compensadas e não compensadas. Nesse caso, como as tarifas TUSD – Fio B, a qual é tida como a tarifa sobre o uso da rede distribuição da própria concessionária, a de TUSD – Fio A, referente ao uso da rede de transmissão de terceiros, e a TUSD – Encargos, referente aos encargos de distribuição, e a TE – Encargos, referentes aos encargos do consumo de energia, são compensadas, a eficiência da bateria é 37%.

Figura 13 - Modelo de análise de compensação para a alternativa 5



Fonte: Autor, 2021.

A ANEEL considerou para este modelo o valor médio das tarifas no Brasil em 2018, que foi de aproximadamente 63% do valor do quilowatt hora utilizado.

Para esta alternativa, o estudo da ANEEL projetou que o número de unidades geradoras chegue a 1.222.367 em 2035, com uma potência instalada de e 9.168 MW, gerando uma economia de 9,6 bilhões de reais para os consumidores que não possuem a sua geração. Esse impacto positivo corresponde a não cobrança desse valor para com o consumidor que não possui geração.

A tabela 3 representa, de forma resumida, os dados disponibilizados pela ANEEL na consulta pública nº 010/2018. Além disso, nela pode-se ver os impactos de cada alternativa. Para fazer a análise de impacto, a ANEEL buscou uma alternativa que mantivesse o crescimento do mercado, mas não honorasse o consumidor sem geração própria.

Tabela 3 - Projeções Geração Distribuída Local

ALTERNATIVAS	UNIDADES GD EM 2035	POTÊNCIA INSTALADA			IMPACTO MONETÁRIO PARA CONSUMIDOR SEM GERAÇÃO PRÓPRIA (MILHÕES)
		2025 (MW)	2035 (MW)	CRESCIMENTO (%)	
0	3.145.314	3.365	23.590	601%	-4.734
1	2.313.128	3.365	17.348	416%	6.965
2	2.093.099	3.365	15.698	367%	8.511
3	1.896.020	3.365	14.220	323%	9.493
4	1.635.601	3.365	12.267	265%	10.101
5	1.222.367	3.365	9.168	172%	9.598

Fonte: ANEEL, 2019.

A alternativa indicada pela análise de impacto regulatório, sobre os dados apresentados na tabela 3, foi a alternativa 1, onde há o melhor cenário de crescimento do setor sem haver prejuízo para consumidor sem geração.

3.3.3. Geração Remota

Para a geração remota, foi utilizado o mesmo método descrito no ponto 3.2.1, considerando o mesmo período de projeções, entre 2025 e 2035 e que em 2025 o Brasil teria 3.365 MW de potência instalada em GD.

A tabela 4 demonstra os impactos de cada alternativa. Diferentemente das projeções para GD local, todas as alternativas demonstram um enorme prejuízo para os consumidores que não possuem um sistema de geração próprio. A alternativa 3 é a que melhor mantém o crescimento do setor sem prejudicar o consumidor sem geração própria. Entretanto, a ANEEL analisou que o impacto dessa alternativa era uma estagnação do mercado. Como o intuito é buscar uma solução equilibrada, o sistema de compensação para geração remota seria alternado gradativamente.

Tabela 4 - Projeções Geração Distribuída Remota

PROJEÇÕES GERAÇÃO DISTRIBUÍDA REMOTA					
ALTERNATIVAS	UNIDADES GD EM 2035	POTENCIA INSTALADA			IMPACTO PARA CONSUMIDORES SEM GERAÇÃO PRÓPRIA (MILHOES)
		2020 (MW)	2035 (MW)	CRESCIMENTO (%)	
ALTERNATIVA 0	42.292	2.200	39.617	1701%	-60.496
ALTERNATIVA 1	16.326	2.157	16.326	657%	-10.959
ALTERNATIVA 2	9.121	2.146	9.814	357%	-5.556
ALTERNATIVA 3	3.642	2.133	4.510	111%	-3.384
ALTERNATIVA 4	1.362	2.000	2.098	5%	-2.782
ALTERNATIVA 5	1.362	1.709	1.806	6%	-2.086

Fonte: Audiência Pública ANEEL 001/2019.

A alternativa 0 permanecia em vigor até que o país alcançasse 1,25 GW de potência instalada. Após isso, migrara-se o sistema para a alternativa 1 até o alcance de 2,17 GW de potência instalada. A partir desse momento, o sistema de compensação obedeceria a alternativa três.

3.4. O Impacto no *Payback* nos sistemas de Geração Local

A ANEEL também analisou o impacto financeiro no retorno do investimento em sistemas de geração local. A metodologia para análise do retorno foi o *Payback*.

3.4.1. Método *Payback*

A primeira avaliação de um projeto de investimento é determinar o tempo necessário para recuperar o capital investido, a partir do fluxo de caixa estimado do projeto de investimento (REZENDE e GALERA, 2000). O *Payback* é dado pela equação 1:

Equação 1

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{FCt}{(1 + K)^t}$$

Fonte: BARRETO (2017)

Onde,

I = Investimento inicial;

FCt = fluxo de caixa no t-ésimo período;

T = *payback*;

K = custo do capital ou taxa mínima de atratividade

O cálculo do *payback* de um sistema fotovoltaico deve considerar o investimento total realizado e a geração média mensal (energia em kWh/Mês) (DINIZ, 2017).

3.4.2. O impacto das Alternativas no *Payback* dos Sistemas de geração Local

Segundo Miranda (2014), os dados da tabela 5 são de um sistema de geração local situado na SEMATEL – Sema Engenharia de Telecomunicações LTDA., localizada no bairro de Bonsucesso no Rio de Janeiro, RJ. As coordenadas geográficas da local são 22,8677° S 43,2502° O. O sistema é para uma unidade consumidora pertencente ao grupo B3 e seu consumo mensal médio é de 2000kWh/mês. Para o projeto, Miranda (2014) elaborou dois orçamentos, chamados de alternativa A e alternativa B, que se diferenciam no valor de investimento, devido aos componentes técnicos do sistema serem de diferentes marcas. O projeto SEMATEL é regido pela resolução normativa nº482/2012, onde toda a energia injetada na rede elétrica pode ser consumida em formato de crédito num prazo de 60 meses.

Para o cálculo do *Payback*, Miranda (2014) considerou a energia total gerada, dessa forma, nesse trabalho seguiu-se a mesma metodologia. Ademais, a taxa de atratividade usada nesse trabalho é igual a utilizada pelo autor dos dados.

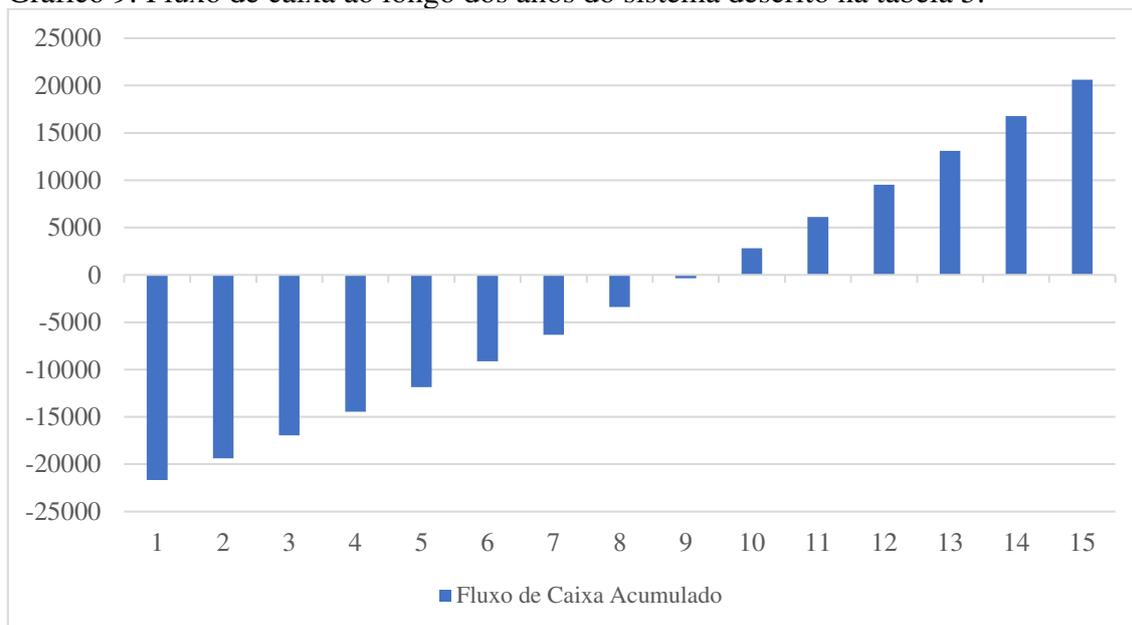
Tabela 5 - Dados da alternativa A do Sistema de Geração Distribuída Local

Ano	Geração com Depreciação (KWh/ano)	Geração com Perdas (Wh/Ano)	Tarifa Elétrica Ajustada (4.8%) (kWh)	Remuneração	Fluxo de Caixa Acumulado
1	6940,3	5691	0,40752	2319,22	-R\$ 21.684,0
2	6884,778	5646	0,42708	2411,09	-R\$ 19.364,8
3	6829,699	5600	0,44758	2506,61	-R\$ 16.953,7
4	6775,062	5556	0,46906	2605,91	-R\$ 14.447,1
5	6720,861	5511	0,49158	2709,15	-R\$ 11.841,2
6	6667,094	5467	0,51518	2816,47	-R\$ 9.132,0
7	6613,758	5423	0,53990	2928,05	-R\$ 6.315,5
8	6560,747	5380	0,56582	3044,00	-R\$ 3.387,5
9	6508,361	5337	0,59298	3164,64	-R\$ 343,5
10	6456,294	5294	0,62144	3290,01	R\$ 2.821,2
11	6404,644	5252	0,65127	3420,35	R\$ 6.111,2
12	6353,406	5210	0,68253	3555,85	R\$ 9.531,5
13	6302,579	5168	0,71529	3696,72	R\$ 13.087,4
14	6252,159	5127	0,74963	3843,17	R\$ 16.784,1
15	6202,141	5086	0,78561	3995,42	R\$ 20.627,3

Fonte: MIRANDA (2014).

O gráfico 9 demonstra o fluxo de caixa ao longo dos anos para os dados da alternativa A, referidos na tabela 5.

Gráfico 9: Fluxo de caixa ao longo dos anos do sistema descrito na tabela 5.



Fonte: MIRANDA (2014).

Dessa forma, esse sistema está regido pelo atual sistema de compensação de energia, onde todo o excedente injetado na rede é consumido pela unidade consumidora, conforme descrito na audiência pública nº 001/2019 da ANEEL.

Como exposto no gráfico 8, o *payback* do sistema acontece entre o 9º e o 10º ano. Logo, utilizando a equação 1, calcula-se para os dados da tabela 3 um *payback* de 9 anos e 1 mês.

Para avaliar o impacto das alternativas propostas pela ANEEL na consulta pública número 010/2018, serão usados os dados da tabela 3 a título de comparação no tempo de retorno do investimento (*Payback*).

Assim sendo, para o cálculo do sistema descrito na tabela 5, utilizando o sistema de compensação proposto da alternativa 1, faz-se necessário considerar a relação de injeção e consumo de energia na rede. A alternativa 1 propõe que o consumidor gerador local deve custear o transporte da energia, o que corresponde a 28% dos kilowatts injetados na rede elétrica. Dessa forma, faz-se necessário corrigir os dados da tabela 3, reajustando a energia injetada na rede, a qual será consumida, em 72%.

Ajustando os valores da tabela 5 de acordo com a alternativa 1, tem-se os valores descritos na tabela 6.

Na tabela 6, observam-se os dados da tabela 5, mas com a geração corrigida a 72%.

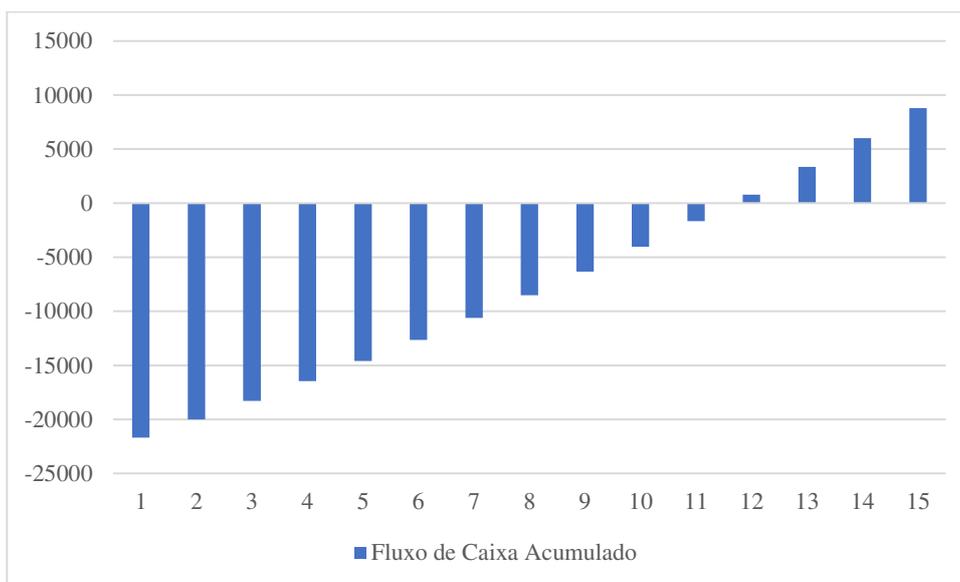
Tabela 6 - Dados da alternativa A do Sistema de Geração Distribuída Local segundo alternativa 1 da ANEEL.

Ano	Geração com Depreciação (KWh/ano)	Geração com Perdas (Wh/Ano)	Geração Corrigida (72%)	Tarifa Elétrica Ajustada (4.8%) (kWh)	Remuneração	Fluxo de Caixa Acumulado
1	6940,3	5691	4097,55	0,40752	1669,83	-R\$ 21.684,0
2	6884,778	5646	4064,77	0,42708	1735,99	-R\$ 20.014,2
3	6829,699	5600	4032,25	0,44758	1804,76	-R\$ 18.278,2
4	6775,062	5556	4000,00	0,46906	1876,26	-R\$ 16.473,4
5	6720,861	5511	3968,00	0,49158	1950,59	-R\$ 14.597,2
6	6667,094	5467	3936,25	0,51518	2027,86	-R\$ 12.646,6
7	6613,758	5423	3904,76	0,53990	2108,20	-R\$ 10.618,7
8	6560,747	5380	3873,47	0,56582	2191,68	-R\$ 8.510,5
9	6508,361	5337	3842,54	0,59298	2278,54	-R\$ 6.318,8
10	6456,294	5294	3811,80	0,62144	2368,81	-R\$ 4.040,3
11	6404,644	5252	3781,30	0,65127	2462,65	-R\$ 1.671,5
12	6353,406	5210	3751,05	0,68253	2560,21	R\$ 791,2
13	6302,579	5168	3721,04	0,71529	2661,64	R\$ 3.351,4
14	6252,159	5127	3691,27	0,74963	2767,08	R\$ 6.013,0
15	6202,141	5086	3661,74	0,78561	2876,70	R\$ 8.780,1

Fonte: MIRANDA (2014).

O gráfico 10 demonstra o fluxo de caixa ao longo dos anos para os dados da alternativa B, referidos na tabela 6. Nele, vê-se que o *payback* para a alternativa 1 de sistema de compensação acontece entre os anos 11 e 12. Utilizando a equação 1 o *payback* calculado é mais preciso e tem como valor de 11,78 anos, o que equivale a 11 anos e 10 meses, aproximadamente.

Gráfico 10: Fluxo de caixa ao longo dos anos do sistema descrito na tabela 6



Fonte: MIRANDA (2014).

Dessa forma, percebe-se que o *payback* da alternativa 1, para o exemplo descrito, aumenta em 2 anos e 9 meses. Vale ressaltar que das alternativas propostas com algum desconto no sistema de compensação, a alternativa B é a que possui menor tarificação, ou seja, as outras alternativas impactam mais ainda o *payback*.

Para o segundo caso descrito por Miranda (2014), tem-se a tabela 7.

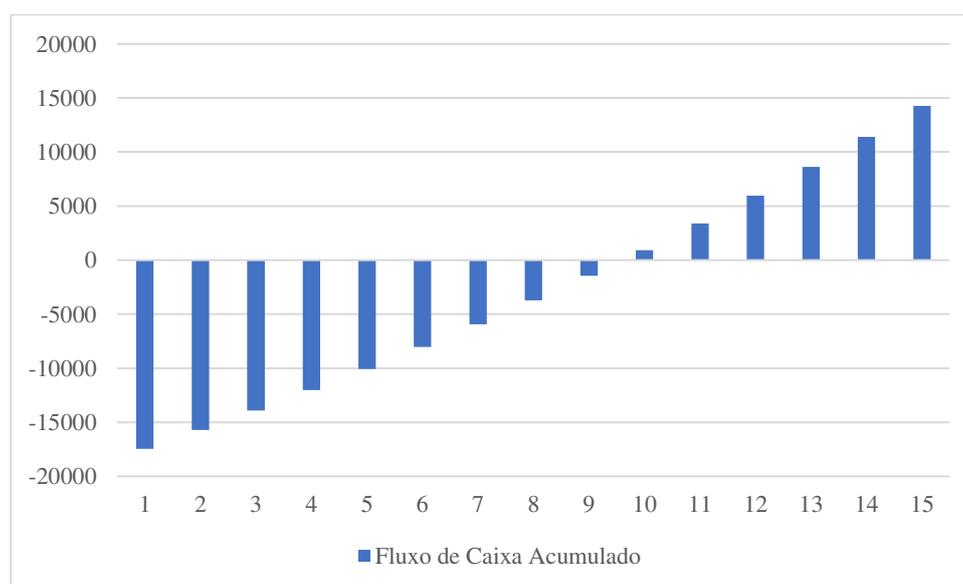
Tabela 7: Dados da alternativa B do Sistema de Geração Distribuída Local

Ano	Geração com Depreciação (KWh/ano)	Geração com Perdas (Wh/Ano)	Tarifa Elétrica Ajustada (4.8%) (kWh)	Remuneração (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado
1	5205,2	4268,26	0,40752	1739,40	-17454,00
2	5163,56	4234,12	0,42708	1808,31	-15714,60
3	5122,25	4200,25	0,44758	1879,95	-13906,29
4	5081,27	4166,64	0,46906	1954,42	-12026,34
5	5040,62	4133,31	0,49158	2031,85	-10071,91
6	5000,3	4100,25	0,51518	2112,35	-8040,06
7	4960,29	4067,44	0,53990	2196,03	-5927,71
8	4920,61	4034,90	0,56582	2283,03	-3731,68
9	4881,25	4002,63	0,59298	2373,47	-1448,65
10	4842,2	3970,60	0,62144	2467,50	924,82
11	4803,46	3938,84	0,65127	2565,25	3392,32
12	4765,03	3907,32	0,68253	2666,87	5957,57
13	4726,91	3876,07	0,71529	2772,53	8624,44
14	4689,1	3845,06	0,74963	2882,36	11396,97
15	4651,58	3814,30	0,78561	2996,55	14279,33

Fonte: Miranda (2014).

O gráfico 11 demonstra o fluxo de caixa ao longo dos anos para os dados da alternativa B, referidos na tabela 7.

Gráfico 11: Fluxo de caixa para os dados da tabela 7



Fonte: Miranda (2014).

Para os dados da tabela 7, segundo o sistema de compensação atual, tem-se um *payback* que ocorre entre o 9 e o 10 ano. Utilizando a equação 1 chega-se a um *payback* de 9,58 anos, o que dá aproximadamente 9 anos e 7 meses.

Corrigindo a tabela 7 para o sistema de compensação da alternativa 1, corrigindo a geração de energia em 72%, tem-se a tabela 8.

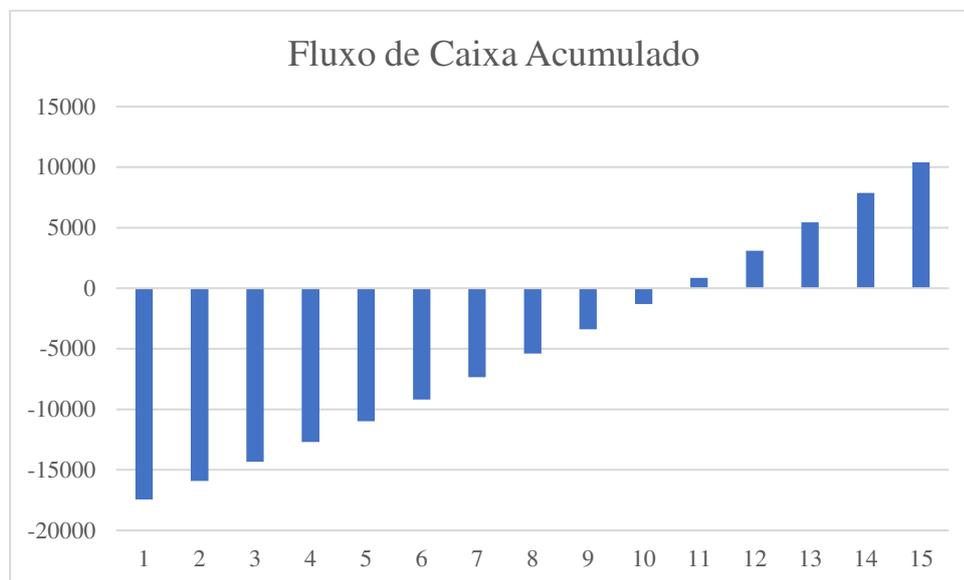
Tabela 8: Dados da alternativa B do Sistema de Geração Distribuída Local segundo Alternativa 1 da ANEEL

Ano	Geração com Depreciação (KWh/ano)	Geração com Perdas (Wh/Ano)	Tarifa Elétrica Ajustada (4.8%) (kWh)	Geração Corrigida (72%)	Remuneração (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
1	5205,2	4268,26	0,40752	3747,744	1527,28	-17454,00
2	5163,56	4234,12	0,42708	3717,7632	1587,79	-15926,72
3	5122,25	4200,25	0,44758	3688,02	1650,69	-14338,93
4	5081,27	4166,64	0,46906	3658,5144	1716,08	-12688,25
5	5040,62	4133,31	0,49158	3629,2464	1784,06	-10972,17
6	5000,3	4100,25	0,51518	3600,216	1854,74	-9188,10
7	4960,29	4067,44	0,53990	3571,4088	1928,22	-7333,36
8	4920,61	4034,90	0,56582	3542,8392	2004,61	-5405,14
9	4881,25	4002,63	0,59298	3514,5	2084,02	-3400,53
10	4842,2	3970,60	0,62144	3486,384	2166,58	-1316,51
11	4803,46	3938,84	0,65127	3458,4912	2252,42	850,08
12	4765,03	3907,32	0,68253	3430,8216	2341,65	3102,49
13	4726,91	3876,07	0,71529	3403,3752	2434,41	5444,14
14	4689,1	3845,06	0,74963	3376,152	2530,86	7878,55
15	4651,58	3814,30	0,78561	3349,1376	2631,12	10409,41

Fonte: Miranda (2014)

O gráfico 12 demonstra o fluxo de caixa ao longo dos anos para os dados da alternativa B, referidos na tabela 5.

Gráfico 12: Fluxo de caixa para os dados da tabela 8



Fonte: Miranda (2014).

Segundo os dados da tabela 8, assim como o gráfico 11, vê-se que o *payback* para a alternativa 1 de sistema de compensação acontece entre os anos 10 e 11. Utilizando a equação 1, o *payback* calculado é mais preciso e tem como valor de 10,58 anos, o que equivale a 10 anos e 7 meses, aproximadamente.

Dessa forma, percebe-se que o *payback* para a alternativa 1, para o exemplo descrito, aumenta em 1 ano. Vale ressaltar que das alternativas propostas com algum desconto no sistema de compensação, a alternativa 1 é a que possui menor tarifação, ou seja, as outras alternativas impactam mais ainda o *payback*.

Com os exemplos mostrados, é possível perceber que há sim um impacto no sistema de compensação. Ambos os exemplos, quando corrigidos para alternativa 1, tiveram impactos no seu *payback*. O Exemplo 1, descrito na tabela 3, tinha seu investimento 24% maior que o investimento do exemplo 2, descrito na tabela 5. O impacto da alternativa 1 do sistema de compensação existe, porém, a análise não pode ficar restrita ao projeto específico nem para apenas os usuários com geração própria.

Um sistema de painéis fotovoltaicos tem uma durabilidade média de 25 anos, a depender de sua manutenção (OLIVEIRA, 2018). Dessa maneira, levando em conta a durabilidade de um painel fotovoltaico, os exemplos supracitados, mesmo com o *payback*

aumentando devido a um novo sistema de compensação, o usuário teria um período de mais de 10 anos gerando créditos de energia.

Além disso, vale ressaltar que a alternativa 1 é a que menos impacta o sistema de compensação, mantendo um crescimento do mercado de GD local. O crescimento e consolidação desse mercado resulta em uma concorrência para com os fabricantes de painéis solares, o que impacta diretamente o preço deles. O preço do sistema baixando, o investimento irá diminuir e, conseqüentemente, obedecendo a relação da equação 1, o *payback* irá diminuir, acarretando num maior período de energia gratuita. Dessa forma, vê-se que o sistema de compensação impacta sim no *payback*, mas existem outros fatores, como o preço do sistema de geração, a serem estimulados.

3.4.3. Considerações sobre a consulta pública nº 010/2018

Em sua consulta pública 010/2018, a ANEEL elaborou uma gama de projeções baseadas em estudos após a resolução normativa nº 482/2012.

A ANEEL, no seu estudo, projetou em seus estudos que em 2025 o Brasil atingiria 3.365 GW de potência instalada de GD local. Entretanto, o país atingiu a marca de 4 GW de potência instalada (ABSOLAR 2020). Isso demonstra que o setor está crescendo, mesmo com a crise econômica e a pandemia do Corona Vírus. Além disso, como os cálculos foram baseados nessa marca, os estudos podem ser questionados, uma vez que houve uma diferença no tempo projetado de mais de quatro anos.

Para agravar a diferença da velocidade de crescimento do mercado no estudo e a real, no início de 2021 o Brasil atingiu a marca de 5 GW de potência instalada em GD, ou seja, entre novembro de 2020 e fevereiro de 2021 o país cresceu em 1 GW a sua potência instalada. (ARAÚJO, 2021).

Além disso, após a consulta pública, realizada em 2018 e os debates que ocorreram ao longo de 2019, ainda não se definiu a alternativa a seguir, mesmo estando em 2021. Segundo Costa (2021), o congresso nacional pode votar ainda este ano um projeto de lei (PL) nº 5.829/2019, o qual diminuiria os subsídios para as unidades consumidoras que possuam GD. No PL mencionado, o deputado Silas Câmara destaca que, em novembro de 2019, a potência instalada no Brasil era de 1,6 GW e afirma que, baseado nisso, precisa-se continuar a subsidiar o mercado de GD. Ou seja, o PL não considera os dados atuais de potência instalada, estando assim, defasado. (Brasil, 2019)

Outro ponto importante é que, com o cenário atual, o preço da fonte solar nos leilões já caíra cerca de 400%, como pode-se ver na figura 13.

3.5. Sugestões de expositores inscritos nas audiências públicas

A ANEEL, durante as audiências, abriu a inscrição para expositores, visando elucidar os impactos da mudança na resolução normativa nº 482/2012.

Segundo ANEEL (2019c), destacaram-se algumas ressalvas e propostas. Destaca-se a ressalva da “AO SOL ENERGIA” de que o fator de simultaneidade que a ANEEL usou foi considerando GD local residencial, porém no cenário brasileiro existe uma considerável quantidade de unidades não residenciais, como escritórios, comércios, centro de compras dentre outros, nas quais o fator de simultaneidade é significativamente maior que o residencial, o que acarreta numa menor injeção de excedente na rede elétrica. Dessa forma, a ANEEL deveria refazer o estudo, considerando amostra maior de sistemas não residenciais, pois um fator de simultaneidade maior diminui a parcela da cobrança de tarifas da unidade consumidora. Além disso, a Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior - Governo do Estado de MG e a Pontífice Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC Rio) sugerem revisão dos valores de simultaneidade por localidade.

Outro ponto importante foi o levantado pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE – Rio grande do Sul), a qual propõe que os impactos da GD sobre as perdas técnicas sejam reavaliados e que seja avaliado mecanismo de incentivo aos empreendimentos que reduzem perdas (ANEEL, 2019b).

Segundo a norma técnica, a Compartisol, empresa expositora, compartilhou a informação que, de acordo com os dados do Plano de Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026, a taxa anual de crescimento composto do número de domicílios entre 2017 e 2026 é de 1,6%. Em discordância com a ANEEL que julgou ser de 2,5% para projetar o crescimento anual do mercado potencial da GD (ANEEL, 2019b). Essa ressalva corrobora com o que foi elucidado no item 3.4.3. CONSIDERAÇÕES SOBRE A CONSULTA PÚBLICA Nº 010/2018 deste trabalho, pois o estudo da ANEEL está desatualizado e, além disso, existem inconsistências técnicas.

Diante do exposto, é compreensível que algumas partes envolvidas nessa mudança de regra estejam descontentes. Essas partes serão impactadas diretamente pela alteração da resolução normativa, acarretando perdas monetárias significativas.

4. CONCLUSÃO

A partir das alternativas analisadas nesse estudo, chegou-se à conclusão de que os impactos são um aumento no *payback* dos projetos de instalação fotovoltaica, a insatisfação das empresas que atuam no ramo de energia solar e, principalmente, uma defasagem no estudo da ANEEL.

Através da consulta pública nº 010/2018 da ANEEL, verificou-se que existe um desequilíbrio no sistema de compensação tarifária para micro e mini geradores de energia elétrica. Isso se dá pelo fato de que a energia excedente gerada pelo sistema é injetada na rede e quando o mesmo precisa consumir energia, se utiliza da rede, compensando seu uso com o crédito de energia que seu sistema já havia injetado. A utilização da rede gera custos para a distribuidora de energia, a qual embute esse custo na tarifa do consumidor final, o qual não possui geração própria. Esse desequilíbrio se dá porque o custo está indo para quem não possui o sistema de GD, o que para a ANEEL é injusto e justifica a mudança na resolução normativa nº 482/2012, que rege o atual sistema de compensação.

A metodologia utilizada pela ANEEL foi a de entender o sistema de GD como uma bateria. A energia excedente injetada na rede se compara a carga armazenada na bateria. A energia utilizada pela unidade consumidora é comparada a carga utilizada da bateria. A eficiência dessa bateria é definida pela totalidade, em porcentagem, da energia que é consumida pela a unidade onde o sistema está instalado sem ser cobrada pela rede de distribuição. Para cada alternativa proposta pela agência, uma componente da tarifa é contemplada, o que afeta, diretamente, a energia que seria consumida sem custos. Com isso, a parcela de energia que não é consumida sem cobrança é entendida como uma perda de eficácia da bateria.

Visando avaliar o impacto das sugestões da ANEEL sobre os *paybacks* de projetos fotovoltaicos, aplicou-se a alternativa sugerida para geração local, visando demonstrar o impacto dela. Dessa forma, utilizando da metodologia descrita no trabalho e os exemplos apresentados, chegou-se a um impacto de 2 anos e 7 meses no primeiro projeto e de 1 ano no segundo projeto, concluindo que a alternativa impacta no retorno do investimento.

Conforme explanado anteriormente, algumas pessoas jurídicas inscritas nas audiências públicas puderam expor ressalvas e sugestões. Dessa forma, contemplando as sugestões citadas em conjunto com o que foi exposto no capítulo 3, entende-se que existem oportunidades de melhorias nos estudos da ANEEL. Primeiramente, pois o cenário da época em que o estudo foi feito mudou, inclusive com as projeções que levariam 7 anos para serem atingidas terem levado

apenas 2 anos. Além disso, conforme exposto, existem divergências quanto aos dados utilizados nas mensurações da agência, o que levou vários expositores a sugerirem mudanças.

Desta forma, conclui-se que a resolução normativa teve sua parcela importante para fomentar o mercado de GD no país, porém, após quase 10 anos desde sua elaboração, houve uma evolução nesse mercado, resultando numa redução dos preços nos leilões de energia solar e em uma crescente no número de instalações no país. A medida cumpriu seu papel, porém, dado os dados expostos no estudo, precisa-se reformar essa medida, não necessariamente extingui-la por completo. Existem classes de consumidores que ainda precisam ser estimuladas, mas, para o uso residencial, é prescindível uma mudança visando não onerar apenas o consumidor que não possui sistema de geração própria.

- **Sugestões de Estudos Futuros**

Alguns estudos podem ser desenvolvidos a partir das premissas expostas neste trabalho. Seguem sugestões:

- Impacto do PL nº 5.829/2019 no mercado de geração distribuída;
- Impacto do PL nº 5.829/2019 na tarifa do consumidor sem geração distribuída;
- Impacto do PL nº 5.829/2019 no preço dos leilões de energia solar.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Goran; SODER, Lennart. Distributed generation: a definition. In: NUCCI, Carlo Alberto; BARROS, Maria Teresa Nunes Padilha de Castro Correia de; FOIADELLI, Federica (ed.). Electric Power Systems Research. Elsevier, 2001. Cap. 57. p. 195-204. Disponível em: https://fardapaper.ir/mohavaha/uploads/2017/09/DG_definition.pdf. Acesso em: 07 out. 2020.

Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL. **ABRACEEL apresenta contribuição à Audiência Pública nº 001/2019 da Aneel e defende que consumidores se tornem prossumidores**. 2019. Disponível em: <https://abraceel.com.br/press-releases/2019/05/abraceel-apresenta-contribuicao-a-audiencia-publica-no-001-2019-da-aneel-e-defende-que-consumidores-se-tornem-prossumidores/>. Acesso em: 31 mar. 2021.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (Brasil). **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. Cadernos temáticos ANEEL 2ª ed – Brasília. 2016. 31 p. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 10 nov. 2020.

_____. **Entendendo a Tarifa**. 2015a. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800. Acesso em: 20 nov. 2020.

_____. **Entendendo a Tarifa**. Entenda a Parcela A. 2015b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/parcela-a/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 20 nov. 2020.

_____. **Entendendo a Tarifa**. O que é a Parcela B? 2015c. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/>. Acesso em 20 nov. 2020.

_____. **Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**. 2018a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 31 mar. 2021.

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 479, DE 3 DE ABRIL DE 2012**. 2012b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2020.

_____. **ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. 2012a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2021.

_____. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL SIGA**. Banco de dados. 2021a. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 26 mar. 2021.

_____. **Tarifa de Uso da Transmissão**. 2015d. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/tarifas-de-uso-do-sistema-de-transmissao-tust/654800?inheritRedirect=false. Acesso em 20 nov. 2020.

_____. **Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e RAP são aprovadas para o ciclo 2020/2021**. 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 15 nov. 2020.

_____. **Tributação**. 2021b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/> Acesso em: 26 mar. 2021

_____. **Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**. 2019c. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 03 abr. 2021.

_____. **Geração distribuída ultrapassa 20 mil conexões**: Classe residencial com 16,2 mil ligações lidera o número de consumidores- geradores. 2018b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/geracao-distribuida-ultrapassa-20-mil-conexoes/656877. Acesso em: 26 mar. 2021.

_____. **Relatório ANEEL 10 anos** – Brasília : ANEEL, 2008. 129 p. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876457/2008_Relatorio10Anos/3e6e6e85-c2d9-98a3-d5fb-7646289abdf0. Acesso em: 06 abr. 2021.

ALMEIDA, Monica Piccolo. **A Privatização Estruturada**: o PND no governo Collor (1990-1992). Outros Tempos: Pesquisa em Foco - História, [S.L.], v. 10, n. 16, p. 65-87, 27 dez. 2013. Universidade Estadual do Maranhão. <http://dx.doi.org/10.18817/ot.v10i16.292>. Disponível em: https://outrostempos.uema.br/index.php/outros_tempos_uma/article/view/292/279. Acesso em: 11 fev. 2021.

ARAÚJO, Ericka. **Geração distribuída alcança 5 GW de potência instalada**. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/geracao-distribuida-alcanca-5-gw-de-potencia-instalada/>. Acesso em: 01 abr. 2021.

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. Infográfico ABSOLAR nº 24. 01/10/2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br>. Acesso em: 31 mar. 2021.

_____. **Geração distribuída solar chega a 4 GW de potência instalada no Brasil**. São Paulo, 2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-solar-chega-a-4-gw-de-potencia-instalada-no-brasil/>. Acesso em: 31 mar. 2021.

BARRETO, Sofia da Costa. **Estudo de viabilidade para implementação de uma planta fotovoltaica integrada em um shopping center de Fortaleza**. Fortaleza, 2017. 85 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, 2017. Disponível em: <http://www.repositorio.ufc.br/handle/riufc/35048>. Acesso em: 4 fev. 2021.

BRASIL. **LEI Nº 9.427**, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996. Poder Executivo. 1996. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427compilada.htm. Acesso em: 19 out. 2020.

BRASIL. **Projeto de Lei. PL 5829/2019**. 2019. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>. Acesso em: 02 abr. 2021.

COSTA, Luciano. **Câmara pode votar nesta semana novas regras para geração distribuída de energia**. 2021 Disponível em:

<https://economia.uol.com.br/noticias/reuters/2021/03/10/camara-pode-votar-nesta-semana-novas-regras-para-geracao-distribuida-de-energia>. Acesso em: 12 mar. 2021.

DINIZ, Jean. **Metodologia para análise de investimento em sistemas fotovoltaicos considerando parâmetros de incerteza e métricas de risco**. Belo Horizonte, 2017. Monografia. Disponível em: <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1385M.PDF>. Acesso em: 23 mar. 2021.

Empresa de Pesquisa Energética EPE . **Plano Nacional de Energia – PNE 2030**. Informe À Imprensa. Rio de Janeiro, 2007. Disponível: <https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A24F0A728E014F0AFD31000510>. Acesso em: 06 out. 2020.

_____. **Fontes de Energia**: Fontes de energia renováveis. 2021c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia#FONTES-RENOVAVEIS>. Acesso em: 01 jan. 2021.

_____. **Sistemas de Armazenamento em Baterias**: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf. Acesso em: 06 out. 2020.

_____. **Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos. Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional)**. 2021a. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-\(nacional\)](https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-(nacional)). Acesso em: 06 abr. 2021.

_____. **Matriz Energética e Elétrica**. 2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#ENERGETICA>. Acesso em: 06 abr. 2021.

ENERGÊS. **Entendendo A Fatura De Energia – 4**. 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/fale-energes/entendendo-a-fatura-de-energia-4/>. Acesso em: 01 jan. 2021.

GOVERNO DO BRASIL. **Aneel ultrapassa meta de expansão da geração de energia em 2020**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/01/aneel-ultrapassa-meta-de-expansao-da-geracao-de-energia-em-2020>. Acesso em: 31 mar. 2021.

Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor – IDEC. **Encargos e tributos compõem mais de 40% da sua conta de luz**. 2021. Disponível em: <https://idec.org.br/edasaconta/> Acesso em: 02 fev. 2021.

MAGALHÃES, Murilo Vill. **Estudo De Utilização Da Energia Eólica Como Fonte Geradora De Energia No Brasil**. 50 f. Monografia - Curso de Ciências Econômicas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009. Disponível em: <http://tcc.bu.ufsc.br/Economia291554>. Acesso em: 06 abr. 2021.

MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA: Proposta em Audiência Pública. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019b. (11 min.), son., color. Youtube. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=BuMRgS0Bmp8&t=574s>. Acesso em: 15 mar. 2021.

MIRANDA, Arthur Biagio Canedo Montesano. **Análise De Viabilidade Econômica De Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede**. Rio de Janeiro, 2014. Monografia. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010504.pdf>. Acesso em: 19 mar. 2021.

OLIVEIRA, Atelmo Ferreira de. **Setor Elétrico, Perspectivas E Desafios Para Contabilidade De Custo**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS VII. Recife-PE, 2000. Disponível em: <https://anaiscbc.emnuvens.com.br/>. Acesso em: 06 abr. 2021.

OLIVEIRA, Luiz Henrique. **Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Residencial Conectado À Rede De Energia Elétrica**. Uberlândia – MG, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/23228/1/DimensionamentoSistemaFotovoltaico.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2021.

PORTAL SOLAR. **Dados do Mercado de Energia Solar no Brasil**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>. Acesso em: 31 mar. 2021.

REZENDE, Ricardo, GALERA Juliana Schmidt. **Métodos de Payback**. 2000. 33 slides. Disponível em: <http://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/6852/material/03%20-%20Payback.pdf>. Acesso em: 01 jan. 2021.

SAUAIA, Rodrigo; KOLOSZUK, Ronaldo. **Evolução e perspectivas da fonte solar fotovoltaica no Brasil: é cada vez mais visível e animador o papel estratégico que a fonte solar fotovoltaica ocupará no Brasil**. É cada vez mais visível e animador o papel estratégico que a fonte solar fotovoltaica ocupará no Brasil. 2020. Disponível em: <https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/evolucao-e-perspectivas-da-fonte-solar-fotovoltaica-no-brasil/>. Acesso em: 06 abr. 2021.

U.S. Energy Information Administration (EIA). **Electricity explained**. Electricity is a secondary energy source. 2021. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/>. Acesso em: 22 mar. 2021.

U.S. Energy Information Administration (EIA). **What is energy?** Energy is the ability to do work. 2020. Disponível em: <https://www.eia.gov/energyexplained/what-is-energy/>. Acesso em: 1 mar. 2021.