



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

RHOANA KALINE DOS SANTOS

ANÁLISE ECONÔMICA DO MARCO REGULATÓRIO NA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Rio Largo, Alagoas

2023

RHOANA KALINE DOS SANTOS

ANÁLISE ECONÔMICA DO MARCO REGULATÓRIO NA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao colegiado do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Engenheira de Energia.

Orientadora: Jamile Pinheiro Nascimento Amoah

Coorientadora: Alana Kelly Xavier de Barros Branco

Rio Largo, Alagoas

2023

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca do Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecária Responsável: Myrtes Vieira do Nascimento

S237a Santos, Rhoana Kaline dos

Análise econômica do marco regulatório na geração distribuída fotovoltaica. / Rhoana Kaline dos Santos - 2023.
62 f.; il.

Monografia de Graduação em Engenharia de Energia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Universidade Federal de Alagoas, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias. Rio Largo, 2023.

Orientação: Dra. Jamile Pinheiro N. Amoah

Coorientação: Dra Alana Kelly Xavier de B. Branco

Inclui bibliografia

1. Energia fotovoltaica 2. Distribuição de energia. 3. Energia - economia. I. Título


CDU: 621.8.036

Folha de Aprovação


RHOANA KALINE DOS SANTOS

Análise econômica do marco regulatório na geração distribuída fotovoltaica

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energia pela Universidade Federal de Alagoas. Aprovado em 17 de outubro de 2023.


Documento assinado digitalmente
 JAMILE PINHEIRO NASCIMENTO AMOAH
Data: 13/11/2023 16:30:38-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Profa. Dra. Jamile Pinheiro Nascimento Amoah, CECA/UFAL (Orientadora)


Documento assinado digitalmente
 ALANA KELLY XAVIER DE BARROS BRANCO
Data: 13/11/2023 16:04:56-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Profa. Dra. Alana Kelly Xavier de Barros Branco (Coorientadora)

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 AMANDA SANTANA PEITER
Data: 13/11/2023 16:16:50-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Profa. Dra. Amanda Santana Peiter, CECA/UFAL (1ª Avaliadora)

Documento assinado digitalmente
 LEONARDO FAUSTINO LACERDA DE SOUZA
Data: 13/11/2023 15:36:54-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza, CECA/UFAL (2º Avaliador)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente quero agradecer a Deus, por ter me permitido chegar até aqui, também gostaria de agradecer minha família pois sem eles eu não sou nada e tudo que sou hoje em dia é porque fui educada por eles. Gostaria também de agradecer os meus amigos da faculdade por traçarmos essa jornada juntos e agradecer também os amigos do trabalho que me acompanharam desde o início da produção do TCC e me apoiaram e me ajudaram em todas as dúvidas que tive. E por último, mas não menos importante as minhas orientadoras Jamille e Alana, que me deram assistência em tudo que precisava, e que graças à ajuda e compreensão delas a conclusão do TCC se tornou possível.

RESUMO

Com o intuito de promover o uso da geração distribuída no Brasil, em 2012, a agência nacional de energia elétrica (ANEEL) possibilitou a criação da resolução normativa n.º 482, buscando regulamentar a inserção no sistema elétrico. Entretanto, como a resolução não era respaldada por lei, houve a necessidade da criação de um documento que trouxesse uma maior segurança jurídica. Então, no dia 7 de janeiro de 2022, foi sancionada a Lei n.º 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, em que ocorreram mudanças em relação a resolução n.º 482, com destaque para a retirada da compensação de 100% das componentes tarifárias. Neste sentido, este trabalho tem o objetivo de discutir o impacto que a Lei n.º 14.300 produz na viabilidade econômica da geração fotovoltaica, a partir de um estudo de caso no estado de Alagoas. O estudo analisou os reflexos e a atratividade de projetos de Microgeração Distribuída no âmbito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, considerando as propostas atuais do Marco Legal e da última revisão da Resolução Normativa n.º 482/2012 proposta pela ANEEL. Ademais, o trabalho apresenta as principais mudanças no contexto regulatório. Para fins de validação da análise são utilizados dois sistemas fotovoltaicos reais, os quais retrataram os impactos e implicações a partir da REN 482 e da Lei n.º 14.300. Para isto uma análise comparativa a partir dos dados obtidos foi realizada. Desse modo, concluiu-se que apesar da Lei n.º 14.300 impactar na viabilidade financeira dos projetos de geração distribuída - GD, o investimento em energia solar continua sendo atrativo.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Lei n.º 14.300, Resolução Normativa 482, Análise Econômica.

ABSTRACT

In order to promote the use of distributed generation in Brazil, in 2012, the national electric energy agency (ANEEL) enabled the creation of normative resolution n.º 482, seeking to regulate its insertion into the electrical system. However, as the resolution was not supported by law, there was a need to create a document that would bring greater legal certainty. Then, on January 7, 2022, Law n.º 14.300/2022, known as the Legal Framework for Distributed Generation, was sanctioned, in which changes occurred in relation to Resolution n.º 482, with emphasis on the withdrawal of 100% compensation of the tariff components. In this sense, this work aims to discuss the impact that Law n.º 14.300 has on the economic viability of photovoltaic generation, based on a case study in the state of Alagoas. The study analyzed the consequences and attractiveness of Distributed Microgeneration projects within the scope of the Electric Energy Compensation System, considering the current proposals of the Legal Framework and the latest revision of Normative Resolution n.º 482/2012 proposed by the ANEEL. Furthermore, the work presents the main changes in the regulatory context. For the purpose of validating the analysis, two real photovoltaic systems are used, which portrayed the impacts and implications based on REN 482 and Law n.º 14.300. For this, a comparative analysis based on the data obtained was carried out. Therefore, it was concluded that despite Law n.º 14.300 impacting the financial viability of distributed generation projects - DG, investment in solar energy continues to be attractive.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Law n.º 14.300, Normative Resolution 482, Economic Analysis.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 - Classificação de Mercado | 12 |
| Figura 2 – Sistema Elétrico Brasileiro..... | 17 |
| Figura 3 - Estrutura Organizacional | 18 |
| Figura 4 - Componentes Tarifárias | 19 |
| Figura 5 - Matriz Elétrica Brasileira | 20 |
| Figura 6 – Esquema de funcionamento do SCEE..... | 22 |
| Figura 7 - Ranking Estadual de Geração Distribuída por potência Instalada..... | 28 |
| Figura 8 - Unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil em 2012 e 2021 | 30 |
| Figura 9 – Geração Distribuída Solar FV por classe de consumo | 31 |
| Figura 10 - Quantidade de unidades de geração distribuída..... | 31 |
| Figura 11 – Energia Solar Fotovoltaica no Brasil | 32 |
| Figura 12 - Cobrança gradual do fio B | 36 |
| Figura 13 – Cobrança parcial dos componentes tarifários..... | 36 |
| Figura 14 - Período de transição..... | 37 |
| Figura 15 – Fluxograma do Estudo de Caso | 42 |
| Figura 16 - Comparação da fatura: Sem GD X REN 482 X LEI 14.300 – Caso 1 | 50 |
| Figura 17 - Comparação da fatura: REN 482 X LEI 14.300 – Caso 2 .. | 54 |
| Figura 18 - ECONOMIA R\$/Ano | 54 |

LISTAS DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1: Grupo A | 21 |
| Tabela 2: Grupo B..... | 21 |
| Tabela 3: Custo deDisponibilidade..... | 34 |
| Tabela 4: Diferença entre excedente e crédito de energia | 39 |
| Tabela 5: Dados referente ao Caso 1 | 44 |
| Tabela 6: Dados referente ao Caso 2 | 45 |
| Tabela 7: Dados da tarifa – ANEEL..... | 46 |
| Tabela 8: Consumo sem GD X Energia compensada com simultaneidade de 30% | 48 |
| Tabela 9: Valores da tarifa - Caso 1 | 49 |
| Tabela 10: Fluxo de Caixa – Caso 1..... | 51 |
| Tabela 11: Retorno financeiro – Caso 1..... | 51 |
| Tabela 12: Consumo sem GD X Energia compensada com simultaneidade de 70% | 52 |
| Tabela 13: Valores da tarifa: Caso 2 | 53 |
| Tabela 14: Economia anual: Ren 482 x Lei 14.300– Caso 2..... | 55 |
| Tabela 15: Retorno financeiro caso 2..... | 56 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|--|
| ABSOLAR | Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica |
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulada |
| ANEEL | Agencia Nacional de Energia Elétrica |
| BEN | Balanço Energético Nacional |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CDE | Conta de Desenvolvimento Energético |
| CMSE | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| COFINS | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social |
| CUSD | Contrato de Uso do Sistema de Distribuição |
| EOL | Central Geradora Eólica |
| EMUC | Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| CGH | Central Geradora Hidráulica |
| GD | Geração Distribuída |
| ICMS | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MMGD | Micro e Minigeração Distribuída |
| MW | Mega Watts |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| PCH | Pequenas Centrais Hidrelétricas |
| PDE | Plano Decenal de Expansão de Energia |

| | |
|---------|---|
| P&D | Pesquisa e Desenvolvimento |
| PERS | Programa de Energia Renovável Social |
| PIS | Programa de Integração Social |
| PROCEL | Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição |
| PROINFA | Programa de Incentivo às Fontes de Alternativas de Energia Elétrica |
| REH | Resolução Homologatória |
| REN | Resolução Normativa |
| REVISE | Revisão Institucional do Setor Elétrico |
| SCEE | Sistema de Compensação de Energia Elétrica |
| SEB | Setor Elétrico Brasileiro |
| TE | Tarifa de Energia |
| TFSEE | Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| TMA | Taxa Mínima de Atratividade |
| TUSD | Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição |
| UFV | Usina Fotovoltaica |
| UTE | Usina Termelétrica |
| VPL | Valor Presente Líquido |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 12 |
| 1.1 | OBJETIVOS | 14 |
| 1.1.1 | Objetivo geral | 14 |
| 1.1.2 | Objetivos Específicos | 14 |
| 1.2 | Estrutura do trabalho | 14 |
| 2 | SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB | 15 |
| 2.1 | Setor elétrico brasileiro | 15 |
| 2.2 | Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro | 18 |
| 2.3 | Estrutura Tarifária | 19 |
| 2.3.1 | Tarifa de Energia | 19 |
| 2.3.2 | Modalidades Tarifárias | 20 |
| 2.4 | Fontes Renováveis | 22 |
| 3 | GERAÇÃO DISTRIBUIDA | 23 |
| 3.1 | Conceito de geração distribuída | 23 |
| 3.2 | Modalidades de geração | 24 |
| 3.3 | Aspectos regulatórios | 25 |
| 3.4 | Sistema de compensação de energia elétrica- SCEE | 28 |
| 3.5 | Cenário da geração distribuída no Brasil | 29 |
| 3.6 | Resolução Normativa n.º 482/2012 | 33 |
| 4 | Lei n.º 14.300 | 35 |
| 4.1 | Lei n.º 14.300: Marco Legal | 35 |
| 4.2 | Período de Transição | 37 |
| 4.3 | Alocação de créditos | 39 |
| 4.4 | Simultaneidade | 41 |
| 5 | ESTUDO DE CASO | 42 |
| 5.1 | Metodologia | 42 |
| 5.2 | Dados das Microgeradoras | 43 |
| 5.2.1 | Outras premissas de análise | 45 |
| 5.3 | Valor Presente Líquido - VPL | 46 |
| 5.4 | Taxa Interna de Retorno - TIR | 47 |
| 5.5 | Payback | 47 |
| 5.6 | Estudo de Caso 1 | 47 |
| 5.7 | Estudo de caso 2 | 52 |

| | |
|---------------------------|-----------|
| 6. CONCLUSÃO | 57 |
| REFERÊNCIAS | 58 |

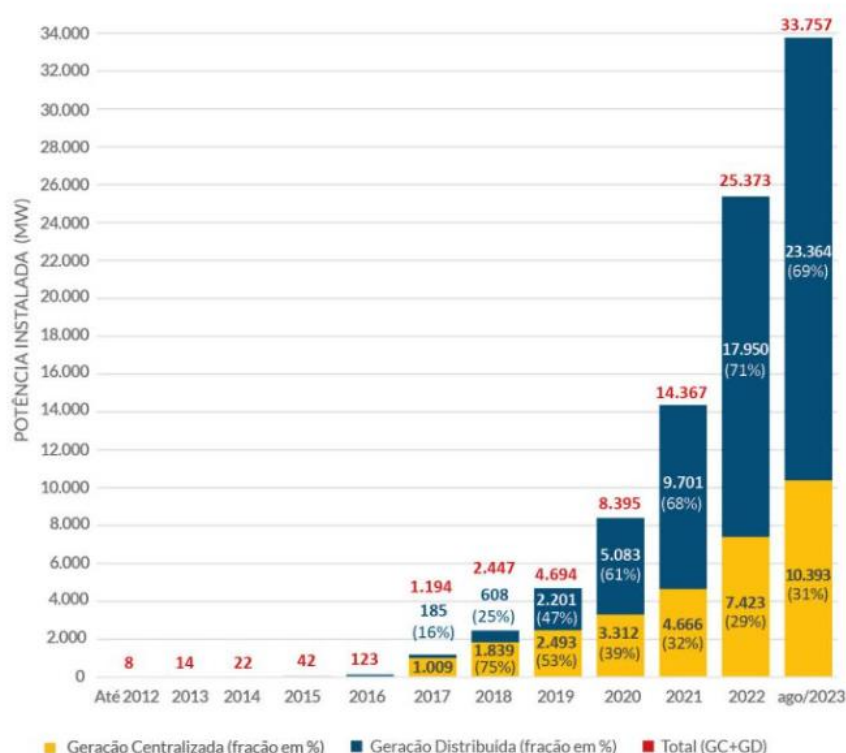
1 INTRODUÇÃO

A tecnologia da energia solar fotovoltaica tem sido progressivamente considerada em vários países como uma possibilidade para reduzir os impactos ambientais relacionado às mudanças climáticas e à dependência de combustíveis fósseis (BONDAIK *et al.*, 2018).

A energia solar é uma fonte de energia renovável que vem crescendo consideravelmente em todo o mundo nas últimas décadas. No Brasil, esse crescimento não é diferente. Dados do Balanço Energético Nacional – BEN, mostram que em 2023, o Brasil apresentou uma expansão de 82,4% de potência instalada em relação ao ano de 2022, alcançando 22.435 MW (BEN, 2023).

De acordo com dados ABSOLAR, entre 2021 e meados de 2023, os registros da energia solar na geração distribuída cresceram passando de 9,72 MW para 23,36 MW. Além do mais, a hipótese é de que, até o final de 2023, a geração distribuída atinja um marco de 26,00 MW de potência gerada, totalizando mais de 3 milhões de unidades consumidoras, o que é algo bastante favorável e de grande importância para o contexto energético atual. A Figura 1 mostra a evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil.

Figura 1: Energia solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2022).

Esse crescimento é resultado de vários fatores, como a conscientização ambiental, os avanços tecnológicos na área, benefícios governamentais, a crescente demanda por energia elétrica no país e principalmente decorrente da diminuição de custos dos sistemas fotovoltaicos, em que de acordo com Greener (2023), o silício, matéria-prima da fabricação de painéis fotovoltaicos, representou uma redução de cerca de 77% quando comparado aos preços observados em 2022, implicando na redução de preços dos painéis solares. Um outro ponto importante que interferiu na queda dos preços foi devido ao atual contexto internacional de mercado, onde apresenta um excesso de oferta de painéis solares, produzidos na China, possibilitando assim a redução de custos, já que no momento atual a produção se encontra maior que a oferta. Dessa forma, é concebível diminuir consideravelmente a dependência das fontes fósseis de energia, como o petróleo e o carvão mineral, ajudando para a preservação do meio ambiente e para o desenvolvimento sustentável (SILVA, J. A. *et al.*, 2015).

Segundo dados atualizados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no ano de 2023 o Brasil ultrapassou a marca de 500 mil instalações de energia solar instalados. Do início do ano até o dia 23 de outubro, foram mais de 497,7 mil conexões contabilizadas em microgeração (com até 75 kW de potência) e 11,6 mil de minigeração (entre 75 kW e 3 MW)(ANEEL, 2023).

Com a promulgação da lei n.º14.300 conhecida como o marco legal da microgeração e minigeração distribuída (MMGD), a geração distribuída ganhou regras mais estáveis, onde acredita-se que o mercado da energia renovável entrará em um novo patamar que irá gerar uma maior segurança jurídica e irá possibilitar que a geração distribuída se torne cada vez mais atrativa para os consumidores.

Por outro lado, a aprovação da nova Lei n.º 14.300, levantou uma série questionamentos para os integrantes do setor, precisamente em relação à essa atratividade da GD, visto que durante seu período de transição, o consumidor passará a pagar gradativamente uma parcela pertencente a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), o fio B, que corresponde a uma componente da fatura de energia que representa 28% do total da tarifa. (WAY2, 2022)

Começando com o pagamento de 15% do valor total do fio B em 2023, até 90% em 2028, além dessas tarifas de uso do sistema de distribuição, os encargos e todas as componentes tarifárias que não sejam relacionadas ao custo da geração de energia, podem ser cobradas.

Nesse sentido, o trabalho em questão se propõe a analisar o impacto que a aprovação desta medida vai trazer no mercado de geração distribuída, sobretudo no setor da energia solar, e entender como o Marco Legal Geração Distribuída colocará o Brasil um passo à frente no seu processo de transição energética. Além disso, serão apresentadas as mudanças que vão impactar quem quer investir em energia renovável, como ficará para quem já possui GD e para quem vai investir após esse período de transição.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é realizar uma comparação e análise financeira tanto para a Lei n.º 14.300 quanto para Resolução Normativa 482 de dois sistemas de microgeração instalados no estado de Alagoas, onde o primeiro caso se trata de uma planta residencial e o segundo de uma planta comercial.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Descrever um breve histórico do Setor Elétrico Brasileiro- SEB;
- Descrever as principais mudanças regulatórias desde a REN n.º 482/2012 até a lei n.º 14.300;
- Analisar a viabilidade financeira de plantas de microgeração antes e após a sanção da Lei n.º 14.300.

1.2 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está organizado da seguinte maneira:

No Capítulo 2, é apresentado um breve histórico do setor elétrico brasileiro através de uma revisão bibliográfica, onde foram relatados os fatos que mostraram a necessidade da criação de uma estrutura organizacional para melhor funcionamento do setor elétrico brasileiro. Além disso, o capítulo apresenta como funciona a estrutura tarifária por meio das modalidades e grupos tarifários. Por fim, neste capítulo foi apresentado dados referentes a matriz elétrica brasileira, com ênfase na energia renovável.

O Capítulo 3 apresenta o conceito de Geração distribuída, bem como as modalidades de geração, dados atuais e aspectos regulatórios que deram início ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e a REN n.º 482/2012.

O Capítulo 4 tem destaque para a Lei n.º 14.300, em que foram apresentadas as principais mudanças realizadas, que foram fundamentais para realização do estudo de caso.

Por fim no Capítulo 5 é realizado o estudo de caso em dois sistemas de microgeração, com duas classes distintas: residencial e comercial, onde é realizada uma análise a partir de indicadores de viabilidade financeira antes e após a mudança regulatória. No Capítulo 6, é apresentada a conclusão do trabalho, onde são discutidos os impactos da mudança regulatória com base nos resultados obtidos.

2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB

Este capítulo apresenta de maneira resumida a evolução do sistema elétrico brasileiro, ressaltando principalmente o desenvolvimento regulatório dos consumidores no ambiente cativo. Portanto, será possível o entendimento das constantes mudanças associadas ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e que rege estes tipos de clientes.

2.1 Setor elétrico brasileiro

A energia elétrica foi inserida no Brasil na última década do império através de Thomas Edison no ano de 1879, em que convidado por Dom Pedro II, introduziu no país equipamentos e processos de eletricidade voltados a iluminação pública, iniciando-se em 1879 a primeira instalação de iluminação permanente a ser instalada no país na Estação de Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II. Em 1883, teve início no país a primeira usina hidrelétrica instalada no Ribeirão do Inferno, na cidade de Diamantina-MG. No mesmo ano, na cidade de Campos – RJ, começou a operar a primeira central geradora do país, caracterizando-se por ser uma unidade termelétrica movida a vapor, concebido em caldeira a lenha, com capacidade de 52 KW, apta a alimentar 39 lâmpadas (SILVA, J. A. *et al.*, 2015).

O ano de 1984 foi bastante importante tanto para o setor elétrico brasileiro, como internacional, com a introdução em operação da primeira das 20 unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional (ITAIPU BINACIONAL, 2018). O

projeto praticamente dobrou a capacidade de geração de eletricidade no Brasil que naquele ano era de 16,7 mil megawatts (MW) e a usina de Itaipu Binacional sozinha acrescentou ao sistema 14 mil megawatts (MW). Dois anos depois, em 1988, foi criado o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e a Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), que foi essencial para que acontecessem as grandes mudanças que o setor elétrico sofreu na década de 90 (RUTHER, 2016).

Na década de 1990 sucederam mudanças expressivas no setor elétrico brasileiro, a começar pela revogação do regime de equalização tarifário em 1993 através da Lei n.º 8.631.

Essa lei disciplinou que a partir da sua publicação, os reajustes tarifários seriam em função de seus custos de produção, de modo a preparar o setor para uma possível desestatização. Outro objetivo dessa lei foi criar contratos entre distribuidores e geradores, abrangendo a figura do produtor independente de energia, fato que proporcionou que os grandes consumidores apresentassem energia onde quisessem, concedendo maior liberdade ao permitir o seu acesso livre ao sistema de distribuição e transmissão (FERNANDES, 2017).

A década de 90 foi um período de transformações importantes para o setor elétrico brasileiro, em que o governo buscou tomar medidas que pudessem atrair investidores para o desenvolvimento do parque gerador de energia elétrica do país, e dessa maneira estimular o desenvolvimento econômico da nação. Estes investimentos, no entanto, não ocorreram da maneira prevista por conta das estratégias políticas antigas que faziam com que as empresas do setor elétrico absorvessem prejuízos para não repassar reajustes aos consumidores. Assim a capacidade de geração e transmissão de energia elétrica do país não recebeu investimentos apropriado, resultando num sistema que não atendia à demanda de energia (CASTRO, 2014).

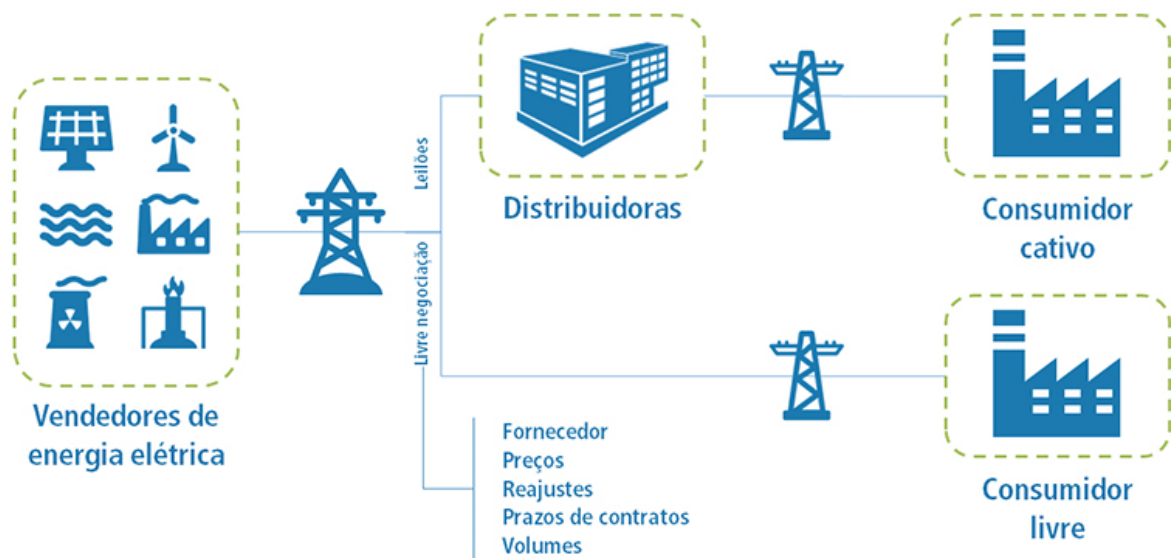
Neste contexto, bastou um período hidrológico desfavorável para que o sistema brasileiro, fortemente dependente de hidroeletricidade, fornecesse aquém do que era necessário, impondo o governo federal a realizar em 2001 dois programas de racionamento de energia elétrica, um voltada a região Norte e outro direcionado as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

O ano de 2004 foi marcado por decretos que proporcionaram a criação das seguintes instituições:

- CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) – Instituição responsável em avaliar e subsidiar o planejamento do setor elétrico.
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) – Instituição responsável pela comercialização de energia elétrica.

Com a criação da CCEE, foi desenvolvida bases para uma nova ideia de comercialização de energia. O mercado de energia poderia a partir deste momento assistir dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), caracterizado por meio de leilões de energia e dos consumidores cativos, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo caracterizado pelos agentes de comercialização, geração e consumidores livres. Na Figura 2 é apresentada essa divisão de mercado:

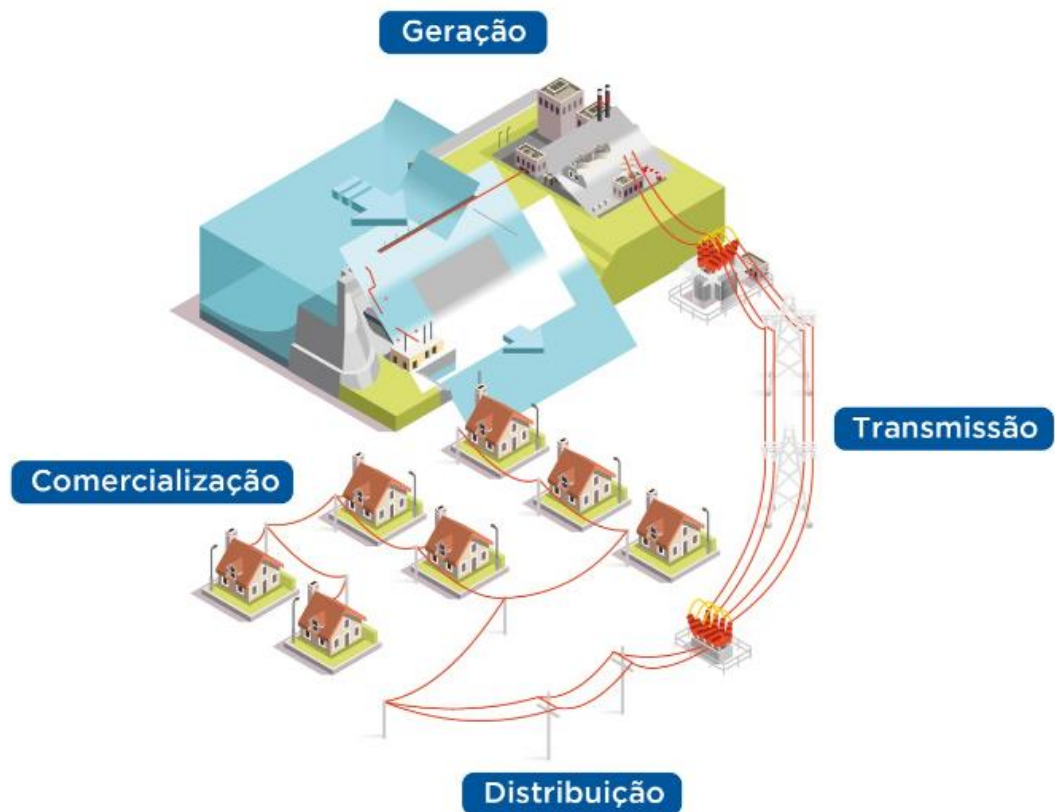
Figura 2: Classificação de Mercado



Fonte: Togawa (2018).

Podemos dizer que atualmente o setor elétrico brasileiro é basicamente dividido em: geração, transmissão, distribuição e comercialização. (ENGIE, 2020)

Figura 3: Sistema elétrico Brasileiro (SEB)

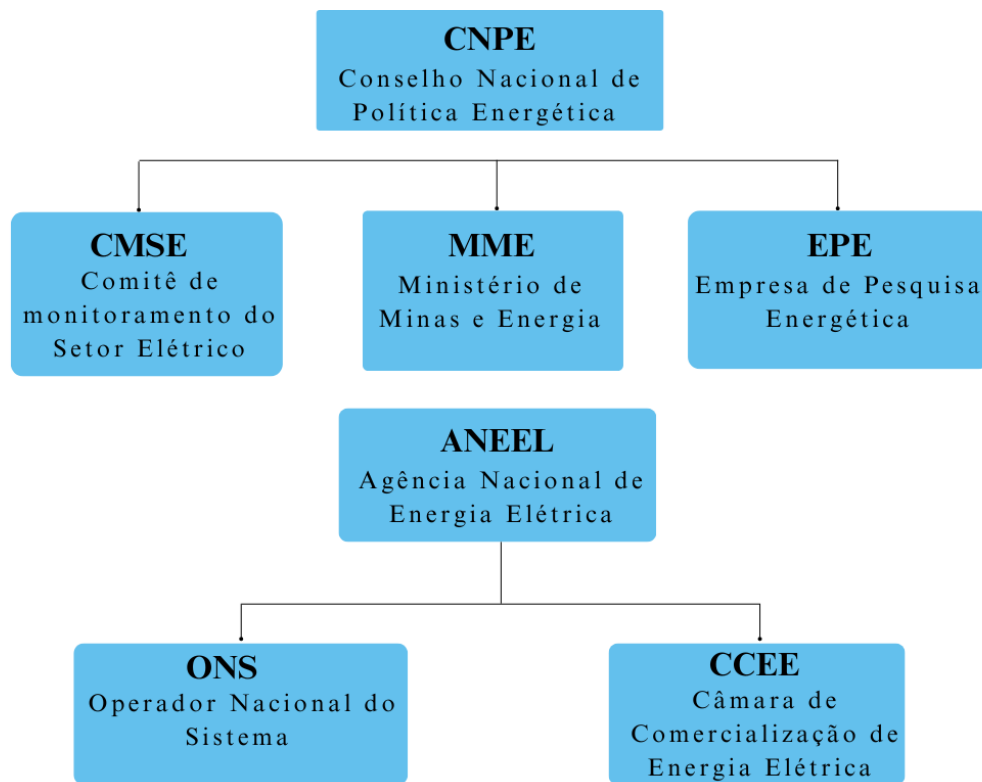


Fonte: Portal da Indústria (2021).

2.2 Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro

A partir de 2004, o governo federal, com a finalidade de tornar o sistema menos sujeito a falhas e instabilidades, decretou diretrizes de funcionamento para o setor elétrico brasileiro. Assim, o governo passou a ter um controle do mercado mesmo com a desestatização das empresas do setor elétrico. Para gerir o novo setor elétrico, o governo criou uma estrutura organizacional, que é ilustrada na Figura 4.

Figura 4: Estrutura Organizacional



Fonte: Autoria Própria.

2.3 Estrutura Tarifária

A tarifa de energia é basicamente dividida em 3 parcelas:

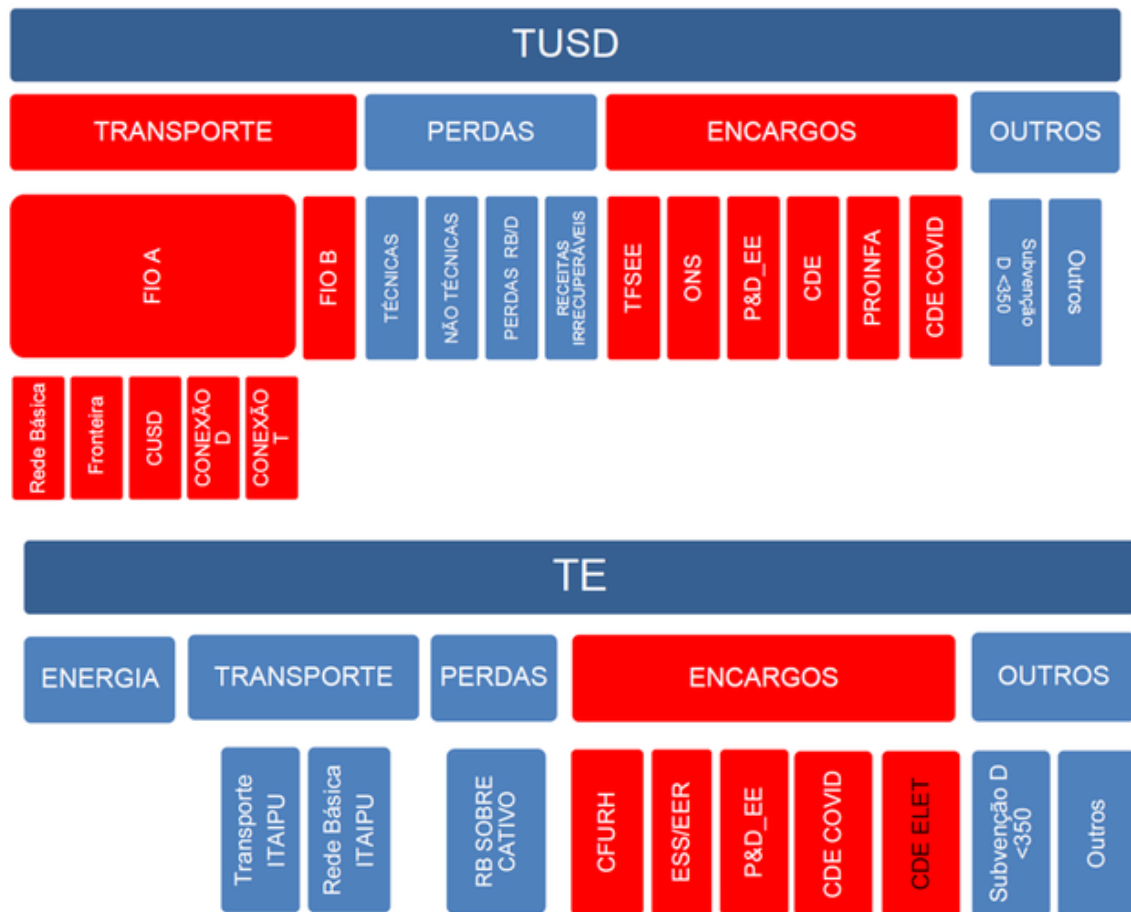
Energia Gerada + Transporte + Encargos Setoriais

Vale lembrar que, além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram os seguintes tributos na conta de energia: PIS/COFINS, ICMS e Iluminação Pública, respectivamente. O valor do PIS/COFINS sofre alterações mensais e todas elas são apresentadas pelas concessionárias.

2.3.1 Tarifa de Energia

Segundo a ANEEL (2022) os custos da distribuidora são divididos em 2 parcelas: A tarifa do uso de distribuição – TUSD e a tarifa de energia - TE, que são ilustradas na Figura 5:

Figura 5: Componentes tarifárias



Fonte: ANEEL (2022).

2.3.2 Modalidades Tarifárias

A resolução 414/2010 da ANEEL divide os consumidores em dois grupos: aqueles cuja demanda de potência é inferior a 75 kW, que são recebidos em tensão secundária de distribuição (até 2,3 kV) constituem o chamado grupo B, enquanto aqueles com demanda superior a 75 kW são alimentados em tensão primária e formam o chamado grupo A, cada um possuindo regras próprias de cobrança (VILLALVA, 2015).

Segundo Villalva (2015), as tarifas correspondentes ao grupo A, apresentam diferentes estruturas de aplicação tarifária, a convencional, a horo-sazonal azul e horo-sazonal verde. Dentre as estruturas tarifárias, a convencional é caracterizada a partir de uma tarifação do consumo de energia e/ou demanda de potência, independentemente do horário de utilização do dia e dos períodos do ano, onde

mostra um valor invariável de acordo com a hora e época do ano, para o consumo em R\$/MWh e demanda de potência em R\$/kW.

Cabe salientar ainda algumas particularidades: os grupos tarifários A e B ainda são divididos em subgrupos. No caso do grupo A, estes subgrupos relacionam-se ao nível de tensão de alimentação:

Tabela 1: Grupo A

| Grupo A |
|--|
| Subgrupo A1: tensão igual ou superior a 230 kV; |
| Subgrupo A2: tensão entre 88 e 138 kV; |
| Subgrupo A3: tensão de 69 kV; |
| Subgrupo A3a: tensão entre 30 e 44 kV; |
| Subgrupo A4: tensão entre 2,3 e 25 kV; |
| Subgrupo AS: tensão inferior a 2,3 kV, mas em sistema subterrâneo. |

Fonte: ANEEL (2022).

Já no caso do grupo B, os subgrupos dizem respeito à classe de consumidores, sendo:

Tabela 2: Grupo B

| Grupo B |
|----------------------------------|
| Subgrupo B1: residencial; |
| Subgrupo B2: rural; |
| Subgrupo B3: demais classes; |
| Subgrupo B4: iluminação pública. |

Fonte: ANEEL (2022).

Para os consumidores dos grupos A1, A2 e A3, é obrigatório o faturamento na modalidade Horo-sazonal Azul. Os grupos A3a, A4 e AS podem optar pelas modalidades Azul ou Verde. A tarifa convencional binômia é aplicada ao grupo A, onde a cobrança é feita pelo consumo de energia e pela demanda de potência da unidade consumidora, independente dos horários de utilização ao longo do dia. Já no grupo B a tarifa a ser aplicada é a convencional, ou seja, monômia, que consiste na cobrança de uma tarifa única baseada no consumo de energia da unidade consumidora. Além da tarifa convencional, a ANEEL criou em 2010 uma nova modalidade: a Tarifa branca. Sua aplicação não tem como objetivo reduzir o consumo, e sim, praticar

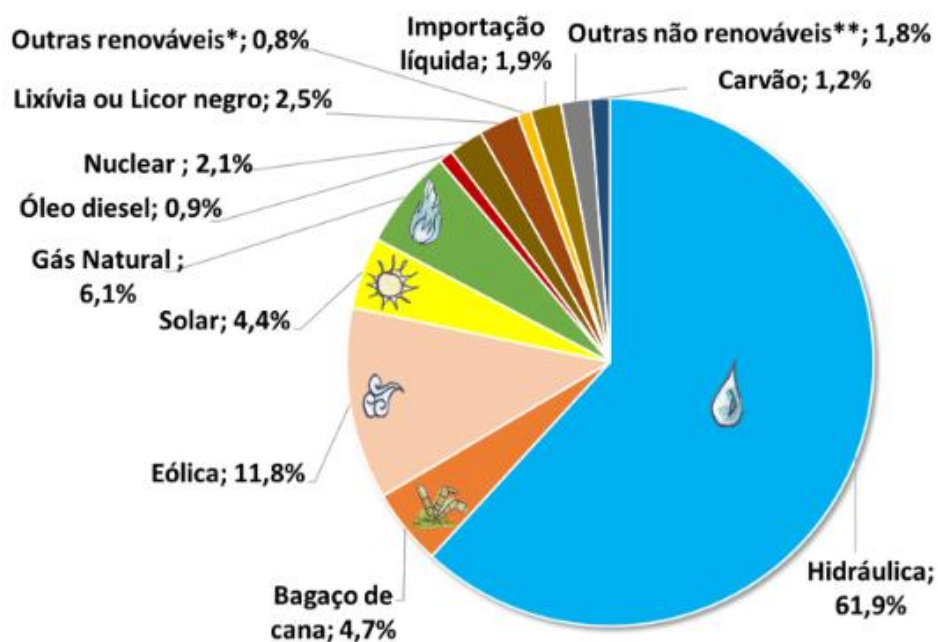
preços que estejam de acordo com os custos de atendimento, dessa forma reduzindo o custo médio ao consumidor e aumentando a eficiência das redes de distribuição de energia elétrica e, por conseguinte, reduzindo os investimentos na geração (LEITE, 2013).

2.4 Fontes Renováveis

É bastante conhecido que o Brasil, além de ser referência mundial em energias renováveis, apresenta também enorme potencial de produção em todas as demais modalidades. O grande potencial hídrico do Brasil, a sua capacidade de produção de biomassa, a enorme e contínua incidência luminosa nas diversas regiões são fatores naturais que favorecem a produção e o consumo de energias renováveis. A produção dessa maneira de energia designa oportunidade para a indústria de insumos tecnológicos indispensáveis em toda a cadeia produtiva (PEREIRA, 2017).

Segundo dados do Balanço Energético Nacional, em 2022, a matriz energética brasileira possuía aproximadamente 84% proveniente de energia renovável, onde a energia hidráulica detém de 61,9% e a solar 4,4%, como é apresentado na Figura 6:

Figura 6: Matriz Energética Brasileira 2022



Fonte: Balanço Energético (2023).

O Brasil é uma grande potência energética mundial e sustentável. Este aspecto auxilia também no crescimento econômico, tecnológico e social, aumentando qualidade de vida e conforto para a sua população, consequentes do uso e exploração dos energéticos, pois o objetivo dos recursos naturais, de fato, é servir à sociedade (SILVEIRA, 2018).

3 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Este capítulo apresenta de forma resumida a geração distribuída, bem como suas normas e definições, as vantagens de utilização do sistema.

3.1 Conceito de geração distribuída

A geração distribuída surgiu como uma tecnologia disruptiva e promissora de geração de energia, em especial por se mostrar como um método de energia relacionado a superar os desafios supracitados e, especialmente, por certificar que a energia renovável ganha novos horizontes.

O incentivo de uso da geração distribuída se deu inicialmente nos EUA a partir das mudanças na legislação, estabelecida pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA) em 1987 e que foram desenvolvidas, em 1992, pelo *Energy Policy Act*. A difusão da geração distribuída teve como principal colaboração a evolução tecnológica mundial na área de computação, gerando um processamento de dados e controles mais abertos financeiramente e mais rápidos, além da evolução no campo das telecomunicações, que apresentaram maior rapidez e menor custo de transmissão de volume de informação (OLIVEIRA, 2018).

De acordo Lopes (2015, p. 108) “define-se como geração distribuída um sistema de geração de energia com o principal intuito de atender cargas locais”. Por meio desse sistema, busca-se a viabilidade de um consumidor de energia elétrica se tornar também um gerador da mesma. A possibilidade de realização desse novo método se dá por meios da instalação de um sistema de geração de energia em sua residência, comércio ou indústria, que pode ser solar, de biomassa ou eólica. Nessa forma, há um esforço para que as fontes sejam predominantemente renováveis.

Uma das definições mais aceita pela bibliografia é a definição de Ackermann *et al.*, proposta em 2001:

Geração Distribuída é uma fonte de energia ligada diretamente à rede de distribuição ou ao local de medição do cliente. A distinção entre as redes de distribuição e transmissão baseia-se na definição legal, que é normalmente parte da regulação do mercado de eletricidade em cada país (ACKERMANN., *et al*, 2001).

De acordo com a Aneel (2022), partir da regulamentação do setor elétrico em abril de 2012, a REN n.º 482/2012 estendeu a alguns aspectos da geração distribuída e permitiu ao consumidor brasileiro a autorização de gerar sua própria energia, a partir de fontes renováveis ou cogeração competente e inclusive proporcionar o excedente de energia gerado para a rede de distribuição onde a unidade geradora estivesse conectada. A Resolução determinou as condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia, e iniciou o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), conhecido internacionalmente como *Net Metering* (ANEEL, 2022).

No SCEE, a distribuidora opera como uma bateria, ou seja, quando uma unidade consumidora tiver a geração de energia superior à consumida naquele mês, o consumidor fica com créditos de energia e a distribuidora guarda esse restante. Esses créditos podem ser usados para diminuir a fatura nos meses seguintes ou podem ser usados para suprir o consumo de unidades consumidoras do mesmo nome que estão em outro local, porém precisa que esteja na mesma distribuidora, chamado de “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2022).

A implantação de unidades de geração distribuída pode trazer vários benefícios à rede elétrica, como: aumento na eficiência e diminuição dos custos de transmissão de energia, aumento da confiabilidade do sistema, diminuição da necessidade de grandes intervenções ao ambiente para construção de usinas e crescimento do uso de fontes renováveis, como a solar.

3.2 Modalidades de geração

Há quatro modalidades para aproveitamento da energia. A primeira denominada de autoconsumo local é determinada pela instalação da geração distribuída no local em que a energia será consumida, com titularidade sendo Pessoa Física ou Pessoa Jurídica

A segunda modalidade é de autoconsumo remoto, a qual possibilita que a energia produzida seja compensada em outras unidades consumidoras em local diferente da geração, desde que seja de mesma titularidade e na mesma área de concessão (ANEEL, 2021). A geração de autoconsumo remoto define pela instalação de um micro ou minigerador de energia em uma unidade consumidora com o envio de créditos de energia a outra unidade consumidora de mesma titularidade e que detenha o mesmo distribuidor responsável. Esse método proporciona a instalação de usinas distante em localidades que possuem melhor irradiação solar (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016).

A terceira modalidade consiste nos Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidora (EMUC) que permite que unidades consumidoras de titularidades diferentes, mas que fazem parte de um mesmo condomínio (residencial ou comercial) possam se beneficiar do sistema de geração distribuída. Nesse modelo de geração compartilhada de energia, é permitida a instalação de um sistema fotovoltaico em condomínios, horizontais ou verticais (OLIVEIRA, 2018).

A quarta modalidade de geração compartilhada também criada pela ANEEL (2015) consiste no compartilhamento de energia de mini ou microgeração entre dois ou mais consumidores, com a condição de todos os integrantes estarem na mesma área de concessão.

3.3 Aspectos regulatórios

Conforme a expansão da geração distribuída, foi necessário regulamentar a sua utilização e a introdução no sistema elétrico. Nesta seção serão apresentadas as principais leis que incentivaram a utilização da geração distribuída no Brasil.

Em 2002 foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 26 de abril de 2002, pela Lei n.º 10.438. O programa tem o objetivo de crescer a participação de energia elétrica gerada por empreendimentos de produtores independentes autônomos, desenvolvidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa..

A Lei n.º 10.848 de 2004 estabeleceu que passassem a ser realizados leilões para a contratação de GC (grandes usinas de geração de eletricidade) e também foi definido o conceito de geração distribuída no Brasil.

A lei em questão também estabeleceu, no mercado econômico, dois novos ambientes, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (ANEEL, 2016).

Estabelecidos pela Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, e regulamentado pelo Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, os leilões de energia elétrica buscam a contratação de energia com finalidade de garantir a modicidade tarifária.

O Decreto n.º 5.163/2004 concluiu a reorganização do SEB, regulamentando a comercialização da energia elétrica, os direitos entre outros processos relacionados. Também surgiram legislações complementares, assim como as Resoluções Normativas (REN) n.º 77/2004 e n.º 414/2010. A REN n.º 77/2004 estabeleceu métodos associado à redução de tarifas pelo uso de sistemas de transmissão e distribuição para geração distribuída. A REN n.º 414/2010 atualizou e estabeleceu as condições gerais de fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2010).

No dia 17 de abril de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica aprova a resolução normativa n.º 482 que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências (ANEEL, 2012). Após a Audiência Pública 026/2015 para revisão da REN n.º 482, a ANEEL publicou uma mudança da normativa, que proporcionou uma melhora das normas estabelecidas referente a micro e minigeração distribuída: a REN n.º 687 de 24 de novembro de 2015. Esta atualização proporcionou mudanças quanto as definições de micro e minigeração (Resolução Normativa nº687, 2015, Art. 2º).

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

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (Resolução Normativa nº687, 2015, Art. 2º).

A resolução teve como um de seus objetivos o sistema de compensação de energia elétrica implantado. Conforme o sistema, aquele consumidor que, por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada, se enquadrasse nas categorias de centrais geradoras de Microgeração (menor ou igual a 100kW) ou Minigeração (de

100kW a 1MW) distribuídas, poderia diminuir o valor de sua produção em seu consumo. A energia gerada em excesso passava a gerar créditos para aquela unidade. Os créditos poderiam ser usados em até 36 meses seguido ou ainda distribuídos para a redução de outras contas de energia no mesmo ciclo de faturamento, para o caso de proprietário comum entre unidades (ANEEL, 2012).

Luna *et al.* (2018), Junior, Trigos e Cavalcanti (2017), Amaral *et al.* (2016) salientam a importância da REN n.º 482/2012, que pode ser visto como o marco regulatório inicial da geração distribuída no Brasil. Ainda em 2012, a ANEEL (2012) publicou o REN n.º 517/2012 para complementar o REN n.º 482/2012, onde um saldo positivo de energia elétrica de um mês seria utilizado para abater o consumo do consumidor no mês seguinte ou na fatura de meses subsequentes. Os créditos de energia gerados terão validade de 36 meses e um consumidor poderá usar em outras unidades consumidoras, porém, estas precisam estar na mesma área de concessão da empresa distribuidora e que pertençam ao mesmo CPF ou CNPJ (OLIVEIRA, 2018).

Esse processo promove somente a compensação (*net metering*) de energia (em kWh) entre um consumidor e a concessionária, sem relacionar nenhum tipo de remuneração.

Em 2015, a ANEEL (2015) emitiu o REN n.º 687/2015, definindo novas regras para a geração distribuída. Os limites de potência (capacidade instalada) foram mudados para a mini geração (até 75 kW) e a micro geração (entre 75 kW e 5.000 kW e até 3.000 kW para pequenas centrais hidrelétricas – PCH). Esses tipos de mini geração e micro geração compreende propriedades individuais, condomínios e cooperativas.

Quando a quantidade de energia gerada em um estabelecido mês é maior que a energia utilizada no respectivo mês, o consumidor obtém créditos para compensação com o prazo de validade aumentado de 36 meses para 60 meses.

Além disso, esses créditos podem ser diminuídos da conta de energia relacionado ao consumo de unidades consumidoras pertencentes ao mesmo titular de CPF ou CNPJ. A lógica de compensação de créditos em nada mais compreende senão em proporcionar que a energia excedente do gerador seja injetada na rede de distribuição, de que será calculado como créditos de energia, sendo abatido no consumo mensal da unidade do consumidor (OLIVEIRA, 2018).

3.4 Sistema de compensação de energia elétrica- SCEE

A ANEEL criou, em 17 de abril de 2012, o sistema de compensação de energia elétrica. Desde então, é usada como uma ferramenta no qual a energia elétrica ativa inserida por uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é concedida, através de empréstimo gratuito, à distribuidora e logo abatida do consumo (ANEEL, 2015). Esse excedente, não compensado na própria unidade residencial consumidora pode compensar o consumo de outras unidades consumidoras, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação, se estas forem atendidas pela mesma distribuidora. Os créditos, isto é, o excedente não compensado, expirarão 60 meses após a data de faturamento.

Além disso, a resolução cita que os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função especificamente da conexão de microgeração distribuída, como por exemplo o ajustamento do medidor de energia, não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo inteiramente assumido pela distribuidora. Essa medida ajuda a motivar os pequenos consumidores a se tornarem também pequenos geradores, visto que os custos de implementação do sistema são reduzidos (CASTANHEIRA, 2016). Os créditos são estabelecidos em termos de energia elétrica ativa, não estando sujeitos a compensação monetária ou mudanças nas tarifas de energia, e acabam em 60 meses após a data do faturamento (ANEEL, 2022). A Figura 7 ilustra o funcionamento do SCEE.

Figura 7 – Esquema de funcionamento do SCEE



Fonte: ANEEL (2013).

A adesão ao SCEE é restrita aos consumidores cativos. O faturamento da unidade integrante do sistema deve considerar a energia consumida, conclui a energia injetada e o crédito de energia acumulado. Os elementos da tarifa e as bandeiras tarifárias cabem apenas sobre a quantidade de energia faturada. Deve ser cobrado, pelo menos, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A (ANEEL, 2022). Vale salientar que o custo de disponibilidade é a taxa mínima mensal cobrada pelas concessionárias de energia para os consumidores, mesmo não havendo consumo. O valor é baseado na disponibilidade elétrica fornecida ao consumidor em kWh, o qual é convertido ao valor em moeda vigente na região onde atua a concessionária.

Sobre o faturamento, a REN n.º 482/2012 comunica que “deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso” (Art. 7º, I). A REN n.º 1000/2021, no seu art. 291º, regulamenta a cobrança do custo de disponibilidade, onde é cobrado uma taxa mínima pelo uso do sistema de distribuição de energia.

No faturamento, deve ser considerada a energia consumida, deduzidos a energia injetada e os eventuais créditos de energia acumulados em ciclos de faturamentos anteriores. No inciso V do artigo 7º, indica que, quando os créditos de energia acumulados em ciclos de faturamentos anteriores forem utilizados para compensar o consumo, não deve ser debitado do saldo o montante de energia referente ao custo de disponibilidade (para consumidores do grupo B).

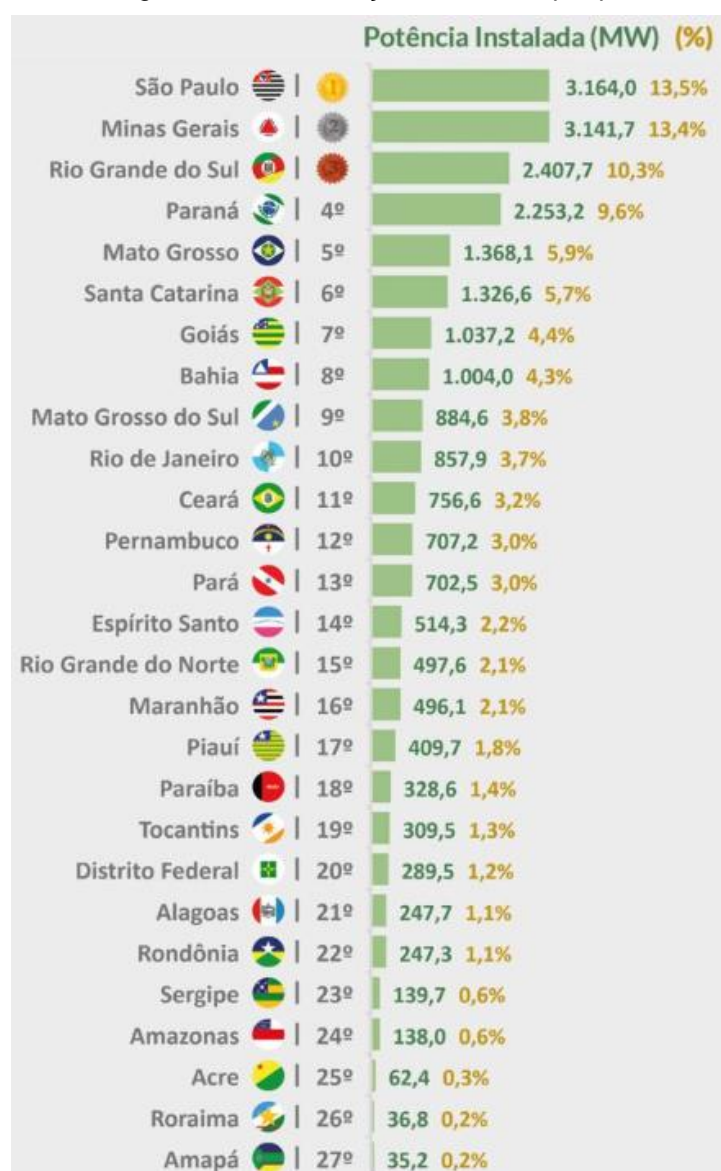
Vale ressaltar que dentro do artigo 7º é descrito no inciso VIII, no que se refere que o titular da unidade consumidora, que a microgeração ou minigeração distribuída estiver instalada deve definir o percentual de energia restante a ser designada a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia.

Além do mais, a resolução cita que os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função em específico da conexão de microgeração distribuída, como por exemplo a adaptação do medidor de energia, não precisam fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo totalmente atribuído pela distribuidora.

3.5 Cenário da geração distribuída no Brasil

Para analisar a evolução da GD no Brasil, a ABSOLAR disponibilizou o *ranking* estadual do segmento, conforme apresentado na Figura 8, com dados até agosto de 2023. De acordo com a Figura 8, o *ranking* considera a potência instalada de cada estado (ABSOLAR, 2023). Portanto, os líderes em geração distribuída são: São Paulo, Minas Gerais e Rio Grande do Sul, e o estado de Alagoas aparece na 21ª posição, com o percentual de apenas 1,1% em relação ao âmbito nacional, tendo 247,7 MW de potência instalada. Ainda, de acordo com a ANEEL (2022), 98,9% da energia elétrica produzida pela geração distribuída é proveniente da Solar Fotovoltaica (ANEEL, 2022).

Figura 8 - Ranking Estadual de Geração Distribuída por potência instalada



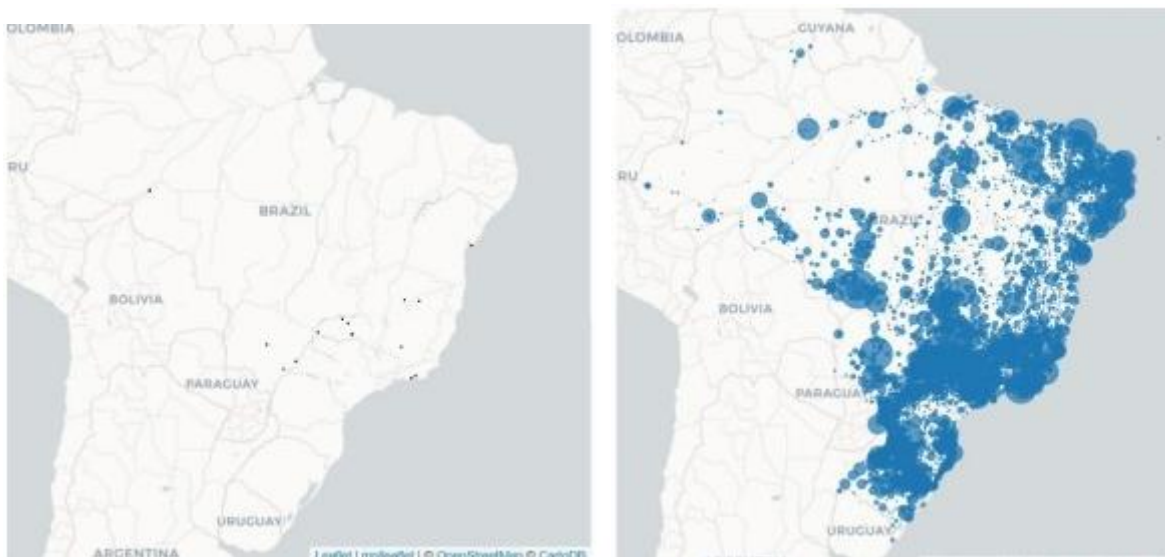
Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2023).

A alta disponibilidade de recursos naturais, distintas tarifas de eletricidade e um modelo de compensação de créditos favorável transformou o investimento em geração própria bastante benéfico no Brasil.

Desde a publicação da REN 482/2012, percebe um crescimento significativo no número de unidades de geração distribuída no Brasil, e também no volume de energia gerada por esse meio (CORIOLANO; PEREIRA; PINTO, 2020; EPE, 2021).

Na Figura 9 é apresentada as unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil em 2012 e 2021, respectivamente. A partir da Figura 9, percebe-se o crescimento de instalações de micro e minigeração distribuída no Brasil nesse horizonte de nove anos, desde a publicação da resolução. O tamanho do marcador é proporcional ao número de unidades em cada município.

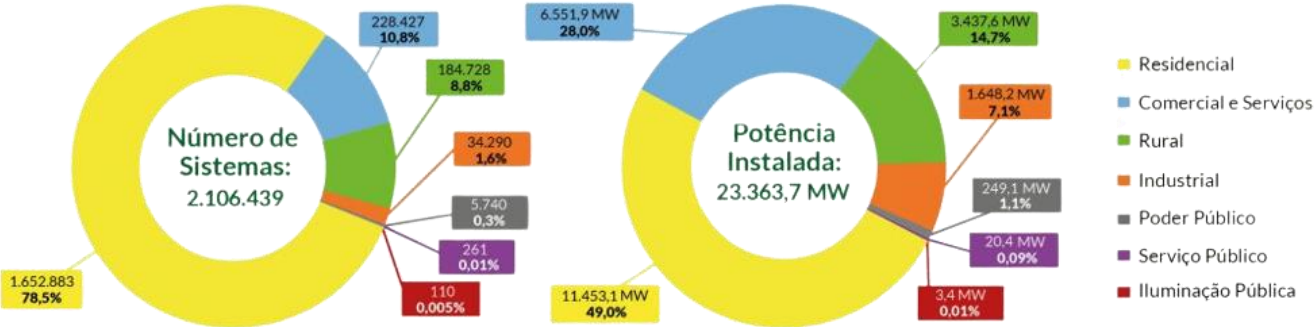
Figura 9 – Unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil em 2012 e 2021.



Fonte: Adaptado de ANEEL(2022).

Ao analisar a GD no país por classe de consumo, ou seja, pelo tipo de unidade consumidora, a classe residencial possui 1.652.883 conexões de micro ou minigeradores atribuído a considerar a sua demanda, caracterizando 78,5% do total, como é ilustrado na Figura 10:

Figura 10: Geração distribuída Solar FV por Classe de consumo

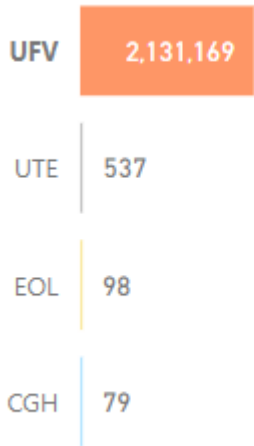


Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2023).

Em segundo lugar, vem a classe comercial com 10,8% (228.427 conexões) seguida pela classe rural com 8,8% (184.728 conexões), essas duas juntas totalizam 19,6% das conexões de geração distribuída do país. Portanto, pelas informações apresentadas, é possível afirmar que a classe residencial ainda lidera numericamente o número de conexões existentes de GD no Brasil.

Em relação à fonte de energia utilizada, a Figura 11 mostra a situação em agosto de 2023.

Figura 11 - Quantidade de unidades de geração distribuída



Fonte: ANEEL (2023).

No gráfico, UFV representam a Central Geradora Fotovoltaica, UTE a Usina Termelétrica, nessa situação compreendendo somente as que usam como fonte biomassa ou cogeração qualificada a gás natural, EOL a Central Geradora Eólica e CGH a Central Geradora Hidrelétrica.

Dentre as fontes existentes de geração distribuída, a energia solar fotovoltaica representa mais de 98,9% das instalações. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, essa tecnologia possui o maior potencial de crescimento nos próximos anos. Isso sucede por conta de vários fatores, como a possibilidades de instalação, operação e manutenção, modularidade e entendimento de custo decrescente. Há ainda grandes indicadores de incidência de radiação solar, em relação a bem apresentados na maior parte do território nacional, e grande número de empresas no setor (BRASIL, 2017).

A geração distribuída vem se tornando cada vez mais importante no Brasil. Ela é muito importante para asseverar o aproveitamento do alto potencial de geração de energia por intermédios de fontes renováveis, como também de cogeração de energia. Além disso, políticas que estimulem geração distribuída podem vir a proporcionar ganhos em eficiência energética. Os estímulos à geração distribuída, em especial a geração fotovoltaica, fundamentam pelos potenciais proventos que ela pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles estão criação de empregos diretos e indiretos para instalação dos sistemas; o baixo impacto ambiental; a diminuição no carregamento das redes; a redução das perdas; diversificação e complementariedade da matriz energética; maior segurança do abastecimento de eletricidade nas cidades e economia de investimentos na rede de transmissão.

3.6 Resolução Normativa n.º 482/2012

Como já mencionado, a Resolução Normativa n.º 482, publicada em 2012, foi um marco para a geração distribuída no país. No dia 17 de abril de 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica aprova a resolução normativa n.º 482 que “Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências” (ANEEL, 2012).

Foi através desta normativa que existiu a possibilidade de os consumidores que são obrigados a adquirir energia elétrica de uma distribuidora específica, designada para a sua região geográfica, gerarem sua própria energia a partir de fontes renováveis de energia e redistribuir a energia excedente para outra unidade consumidora ou deixá-la de crédito para um outro período do ano para a mesma unidade.

Com o objetivo de reduzir custos, aumentar o público-alvo e conciliar o SCEE com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa n.º 414/2010), a ANEEL publicou em 2015 a Resolução Normativa n.º 687, de maneira a revisar a Resolução Normativa n.º 482 (ANEEL).

Cada quilowatt-hora (kWh) injetado é utilizado para abatimento de todas as componentes da tarifa do consumidor, com um prazo de 60 meses para utilização desses créditos (ANEEL, 2015). Em relação à tarifa de energia elétrica, existem 2 principais componentes que são a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Instituídas pela Resolução Normativa 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, as regras para Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica permitem às unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição injetar a energia elétrica excedente gerada, que pode ser compensada em outro momento de maneira remota ou local.

Esta resolução normativa regula e classifica usinas em microgeração e minigeração da seguinte forma:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

Mais um ponto fundamental para esta normativa é referente a tarifa mínima para os consumidores da Geração Distribuída.

Caso o faturamento do consumidor seja inferior ao mínimo, será cobrada uma taxa referente à tarifa de distribuição de rede. Esta tarifa varia segundo o padrão de conexão da Unidade Consumidora. Para os consumidores do grupo A não é cobrado custo de disponibilidade, apenas o custo de serviço (ANEEL, 2012).

A Tabela 3 mostra os valores que devem ser pagos no grupo B de acordo com o tipo de ligação da unidade consumidora.

Tabela 3: Custo de Disponibilidade

| Tipo de ligação | Custo de disponibilidade (kWh) |
|-----------------|--------------------------------|
| Monofásica | 30 |
| Bifásica | 50 |
| Trifásica | 100 |

Fonte: ANEEL (2010).

4 Lei n.º 14.300

Este capítulo apresenta de maneira resumida a lei n.º 14.300, ressaltando os principais pontos. Portanto, será de extrema importância o entendimento das constantes mudanças associada a geração distribuída.

4.1 Lei n.º 14.300: Marco Legal

Em janeiro de 2022, foi publicada a Lei n.º 14.300, que concebe o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. O texto utiliza como base a REN n.º 687/2015, contudo, inclui novos termos, modificar o limite de potência para minigeração, determina regras de transição para o SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (BRASIL, 2022).

A resolução garante acesso dos projetos à rede de distribuição e necessitam que as concessionárias façam mudanças internas para se moldarem às novas regras, determinando nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

A nova lei traz regras aplicadas ao mercado de geração distribuída, o qual dispõem sua regulamentação através da REN n.º 482/12 da ANEEL. Dessa forma, há a expectativa do exame da REN n.º 482, previsto na Agenda Regulatória 2022-2023 da ANEEL.

Segundo Taill, Chequer advogados associados a Mayer Brown (2022), as principais disposições da Lei n.º 14.300/2022 são:

[...] Limites da potência instalada da minigeração distribuída: Foram estabelecidos limites de potência instalada distintos para minigeração distribuída com fontes despacháveis e não despacháveis;

[...] Fontes despacháveis: São consideradas fontes despacháveis a hidrelétrica, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fotovoltaica, com baterias com capacidade de armazenamento de, no mínimo, 20% da capacidade de geração mensal da central geradora que possam ser despachadas local ou remotamente

[...] Direito adquirido e período de transição: Um dos pontos centrais da Lei, debatido intensamente desde a tramitação do PL n.º 5.289/2019, é o direito adquirido – sobretudo das unidades consumidoras já participantes do SCEE – e os períodos de transição da Lei.

[...] Novo regime tarifário das unidades consumidoras participantes do SCEE: Concluído o período de transição, as unidades consumidoras participantes do SCEE serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou demanda, das componentes tarifárias não associadas ao custo da energia elétrica e todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelos sistemas de GD serão abatidos

[...] Impossibilidade de comercializar parecer de acesso e transferir titularidade da unidade consumidora: A Lei veda expressamente (i) a comercialização de pareceres de acesso; e (ii) a transferência da titularidade ou do controle societário do titular da unidade consumidora com GD indicado no parecer de acesso antes da solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora.

[...] Não incidência das bandeiras tarifárias sobre os excedentes: As bandeiras tarifárias, que exercem a função de indicadores dos custos atuais de geração ao consumidor por meio da tarifa, incidirão apenas sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, e não sobre a energia excedente que foi compensada

[...] Grupo B optante: As unidades consumidoras do Grupo A com GD local, cuja potência nominal dos transformadores seja igual ou inferior a 1,5 do limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, poderão optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão

[...] Criação do Programa de Energia Renovável Social: Visando à democratização do acesso às energias renováveis, a Lei instituiu o PERS, o qual promoverá investimentos na instalação de sistemas de fontes renováveis em benefício dos consumidores da subclasse residencial de baixa renda (BRASIL, 2022, p.12).

Os consentimentos do Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, como foi denominada a Lei n.º 14.300, garantiu para todas as unidades já existentes, ou que protocolarem acesso até 12 meses após publicação da mesma, a manutenção dos benefícios já obtidos até 2045. Além do mais, definiu as regras que serão empregadas durante e após a mudança regulatória (BRASIL, 2022).

Para Consumidores que protocolaram a solicitação de acesso após os 12 meses da publicação da Lei, isto é, não tiverem Direito adquirido, o faturamento se dará da seguinte forma:

a) Geração junto à carga, Geração compartilhada, EMUC ou autoconsumo menor que 500 kW, o faturamento terá cobrança gradual da TUSD fio B de acordo com a Figura 12 (BRASIL, 2022).

Figura 12 – Cobrança gradual do fio B

| Geração Junto à Carga Geração Compartilhada EMUC Autoconsumo até 500 kW Fontes Despacháveis - qualquer modalidade - % de pagamento da TUSD fio B | | | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 (*) |
| 15% do fio B | 30% do fio B | 45% do fio B | 60% do fio B | 75% do fio B | 90% do fio B | Nova regra |

Fonte: Rubim (2022).

b) Autoconsumo remoto acima de 500 kW ou Geração compartilhada em que um dos consumidores detenha 25% ou mais de participação dos créditos de energia, haverá cobrança da TUSD fio B, 40% da TUSD fio A, que representa a parcela referente aos custos de transporte das linhas de transmissão, TFSEE e P&D. Conforme Figura 13 (BRASIL, 2022).

Figura 13 – Cobrança parcial dos componentes tarifários

| Autoconsumo Remoto > 500 kW G. Compartilhada quando um consumidor tiver 25% ou mais dos créditos | |
|---|--------------------|
| 2023 a 2028 | 2029 em diante (*) |
| 100% da TUSD fio B + 40% da TUSD fio A + TFSEE + P&D | Nova regra |

Fonte: Rubim (2022).

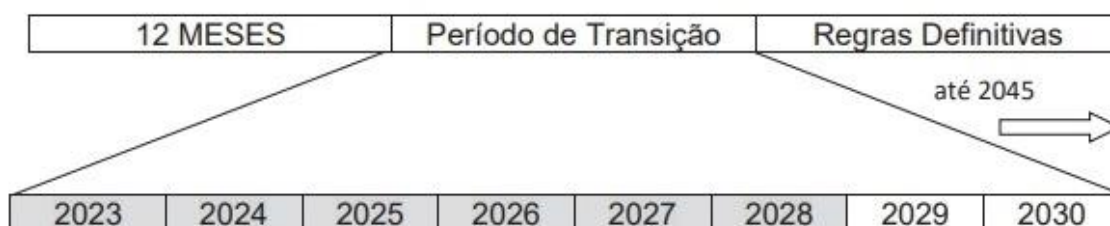
Uma das novidades é a citação aos sistemas híbridos, ou seja, que usufruem mais de uma fonte de energia e que possuem algum sistema de armazenamento de energia, como baterias, e estão conectados à rede. Complementarmente, os sistemas fotovoltaicos com baterias passam a ser considerados como fonte despachável, desde que sejam capazes de armazenar pelo menos 20% da capacidade de geração da unidade e tenham potência instalada de até 3 MW.

4.2 Período de Transição

As principais mudanças no sistema de compensação de energia elétrica tratam da mudança na valoração da energia compensada. O Marco Legal garante a manutenção dos direitos adquiridos na REN n.º 482/212 até 31 de dezembro 2045 (dentro das condições de implantação especificadas na Lei n.º 14.300), às instalações reais até a publicação da Lei, ou com solicitação de acesso registrada em até um ano

a partir desta data. A partir de então, deixa de ocorrer a compensação de parte da energia injetada, conforme Figura 14:

Figura 14 – Período de Transição



Fonte: Adaptado de BRASIL (2022).

As regras definitivas serão causadas a partir de cálculos realizados pela ANEEL, a partir de diretrizes do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). A partir da publicação da Lei, o CNPE tem o prazo de seis meses para a definição destas diretrizes, e a ANEEL mais 12 meses para definição dos cálculos que irão compreender os custos e benefícios da geração distribuída (BRASIL, 2022).

Para unidades que solicitarem acesso entre o 13º e o 18º mês após a publicação da lei, haverá ocorrências parcial do elemento tarifário TUSD fio B sobre toda a energia elétrica ativa utilizada da rede, mesmo que seja recuperado, nos seguintes percentuais (BRASIL, 2022):

- 15% a partir de 2023;
- 30% a partir de 2024;
- 45% a partir de 2025;
- 60% a partir de 2026;
- 75% a partir de 2027;
- 90% a partir de 2028.

Após o período de mudança, nesse caso a partir de 2031, será aplicada uma nova regra tarifária a ser definida pela ANEEL nos próximos 18 meses. Para pedido de acesso feitas após o 18º mês, a fase de transição se acaba em 2028, sendo utilizada a nova regra a partir de 2029 (BRASIL, 2022).

O artigo que aborda esse item é o 27, conforme:

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

I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;

- II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029 (DOU, 2022, p.21).

Durante o período de transição, a CDE financiara possíveis perdas resultantes das componentes tarifárias não recompensada pelos consumidores que tenham geração distribuída (BRASIL, 2022).

De acordo com a Lei n.º 14.300 (BRASIL, 2022) para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW de autoconsumo remoto em fonte não enviáveis ou na modalidade geração compartilhada, em que um único detentor apresente 25% ou mais do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia do SCEE deve considerar aplicação, até 2028, de:

- 100% do fio B
- 40% do fio A
- 100% da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Após o período de transição, a partir de 2029, as novas regras tarifárias serão estabelecidas segundo a diretriz do CNPE e reconhecimento dos benefícios da GD segundo a regulamentação da ANEEL (BRASIL, 2022).

4.3 Alocação de créditos

Uma importante alteração trazida pela Lei n.º 14.300/22 é a possibilidade de “envio” de energia entre distribuidoras. O artigo 15º da Lei descreve:

Os excedentes de energia provenientes de geração distribuída em unidades geradoras atendidas por permissionárias de energia elétrica podem ser alocados nas concessionárias de distribuição de energia elétrica onde a permissionária de distribuição de energia elétrica se encontra localizada, atendidas as normas estabelecidas pela Aneel (BRASIL, 2022).

De acordo com o Diretor da ANEEL, essa é uma das alterações que apenas poderá ser executados após definições determinadas em regulamentação técnica da ANEEL, pois envolve 105 distribuidoras e este processo tende a ser muito complexo.

Esse tema é importante para a geração distribuída, afinal, o principal objetivo da MMGD é o benefício financeiro que a compensação de energia proporciona. Isto

é, injetar energia na rede em aspectos de empréstimo gratuito e receber a compensação pela energia injetada.

O marco legal trouxe uma diferenciação entre excedente e crédito de energia. Essa diferença deve ficar muito clara, assim, vamos destacar primeiramente esses conceitos (tabela 4) e, depois, mostra os pontos trazidos na lei referente à utilização e alocação dos excedentes e dos créditos de energia.

Tabela 4: Diferença entre excedente e crédito de energia.

| Excedente de Energia | Crédito de Energia |
|---|--|
| Energia que sobra da unidade consumidora no ciclo de faturamento atual. | Após o ciclo de faturamento, o excedente restante que não é compensado nas beneficiárias se torna crédito, acumulando para outros ciclos de faturamento. |

Fonte: Aneel (2023).

Em setembro de 2022, a ANEEL publicou a Nota Técnica n.º 41/222 (ANEEL, 2022), que tem o objetivo de mostrar a proposta, para ser levada à consulta pública, relativo à adaptação dos regulamentos cabíveis à micro e minigeração distribuída.

Um dos pontos para esse artigo é de que o excedente de energia pode ser alocado em unidades consumidoras atendidas nas concessionárias com as quais a permissionária tenha um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) celebrado na condição de usuária do sistema (ANEEL, 2022).

De acordo com o definido pela lei, o excedente de energia será utilizado primeiro para abater o consumo da unidade geradora no mesmo posto tarifário em que foi gerado e, em seguida, em diferentes postos tarifários da mesma unidade consumidora. Se não fruído o excedente restante vai se tornar crédito, para ser usado em outros ciclos de faturamento.

A denotação das unidades consumidoras beneficiadas, acompanhado pela concessionária de que trata o caput, deve ser efetuada pelo interessado à permissionária que atende à unidade com microgeração ou minigeração. Em até 5 dias úteis, contados da indicação das UC beneficiadas, a permissionária deve comunicar à concessionária associado na operação, as unidades consumidoras favorecidas (ANEEL, 2022).

As distribuidoras têm o prazo de 30 (trinta) dias para realizar a mudança dos percentuais dos excedentes de energia elétrica e é provável analisar um atraso nas mudanças em reclamações feitas para a ouvidoria da ANEEL (BRASIL, 2022). Para esta nova operação serão 5 dias a mais para a mudança, o que ocorre um problema técnico para as distribuidoras e para os geradores de energia, pois atualmente o prazo equivale a um ciclo de faturamento, e 35 dias pode gerar um atraso de compensação de energia de até 2 meses.

4.4 Simultaneidade

Conforme dito anteriormente, a não isenção do fio B previsto pela lei n.º 14.300 nos mostra a importância da simultaneidade nos projetos fotovoltaicos, para isso, é necessário compreender sobre o que se trata este indicador. O fator de simultaneidade consiste basicamente na razão entre a demanda e o consumo. O cálculo seria da seguinte forma:

$$\text{Fator de simultaneidade\%} = \frac{\text{Autoconsumo}}{\text{Energia total gerada}} \quad (1)$$

Analisando antes da REN n.º 482/2012, para cada 1 kWh injetado, gerava-se o direito ao consumidor de poder recuperar da rede 1 kWh que seria em forma de créditos, em uma relação que é chamada de “um para um”.

De acordo com a lei n.º 14.300 a cobrança do fio B incidirá somente na energia injetada na rede, ou seja, no excesso. Desse modo, o fator de simultaneidade pode evitar que grandes custos com a TUSD fio B sejam cobrados, desde que ocorra um equilíbrio entre a geração e o consumo instantâneo da energia gerada. Nesse sentido, quanto melhor for calculado e projetado o fator de simultaneidade, menos dependente da rede elétrica o consumidor fica. Desse modo, é preciso deixar claro que o pagamento do fio B na lei n.º 14.300 é realizado da seguinte maneira: É cobrado apenas o que incide sobre a energia que é injetada na rede elétrica, onde a energia que é produzida e consumida instantaneamente não será taxada.

Para a realização do estudo de caso a seguir, algumas premissas foram adotadas com base na REH n.º 3194, de 24 de maio de 2023, como será apresentado no próximo capítulo.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 Metodologia

Nesta seção é descrita a metodologia utilizada para a realização de uma análise econômica do projeto e avaliar o impacto do marco legal de geração distribuída para diferentes consumidores. A seguir, é apresentado um fluxograma para facilitar o entendimento em um processo que foi realizado ao decorrer do trabalho.

Figura 15: Fluxograma do estudo de caso



Fonte: Autoria Própria.

De acordo com a Figura 15, inicialmente foi realizada a coleta de dados, onde foram escolhidos sistemas de microgeração pertencentes aos subgrupos B1 e B3, caracterizado pelos grupos residencial e comercial, respectivamente. Em seguida, baseado no perfil do consumidor, foi possível determinar a simultaneidade dos empreendimentos estudados. Após a coleta de informações foi realizada análise de viabilidade para chegar nos resultados esperados.

Para demonstrar que a lei n.º 14.300 não inviabilizou o investimento em energia solar, foi realizada uma análise de 2 projetos fotovoltaicos considerando diferentes cenários. Dentre os métodos atuariais mais consolidados para a análise de viabilidade

econômica, selecionou-se neste trabalho, o método do valor presente líquido (VPL) em conjunto com os métodos de taxa interna de retorno (TIR) e *payback*, cujos fundamentos são apresentados nos subitens 5.3, 5.4 e 5.5.

5.2 Dados das Microgeradoras

Para a execução dos estudos realizados neste trabalho, dados fundamentais para a construção dos estudos de caso foram levantados. Dados como localidade de instalação, classe de atendimento, classificação e levantamento anual de consumo são fundamentais.

Além disso, é necessário compreender e conhecer as condições de instalação do sistema (orientação e inclinação do telhado, distância do ponto de conexão e local de instalação dos equipamentos), já que estão diretamente associadas ao custo do projeto e, por assim, interferem no *payback* a longo prazo.

Os dois casos consistem em dados de duas plantas existentes de microgeração e que são atendidas pela Equatorial Energia- AL, cujos dados foram disponibilizados pela empresa integradora Ecosolar Energia. No entanto, por questões de confidencialidade, ou seja, para não compartilhamento de dados pessoais dos clientes analisados, ambos os casos serão tratados por:

- Caso 1: Planta residencial;
- Caso 2: Planta comercial.

Coletando informações acerca dos sistemas, adotaremos as seguintes premissas referente a degradação dos módulos fotovoltaicos e os impostos, bem como dados da geração fotovoltaica, que são apresentados nas Tabelas 5 e 6.

Tabela 5: Dados referente ao Caso 1

| | |
|--|-----------------------|
| Grupo Tarifário | B1 - residencial |
| Tipo de alimentação | Trifásica |
| Consumo Anual [kWh] | 4.352,00 |
| Simultaneidade [%] | 30 |
| Custo de disponibilidade [kWh] | 100 |
| Potência do sistema [kW] | 5 |
| Energia Anual Produzida [kWh] | 7.203,35 |
| Modalidade de Geração | Geração junto à carga |
| CAPEX (Investimento Inicial) | R\$ 21.146,00 |
| Depreciação módulos a.a. (primeiro ano) | 2,50% |
| Depreciação módulos a.a. (demais anos) | 0,50% |
| Reajuste anual da tarifa [%] | 18% |
| ICMS | 21% |
| PIS | 0,62% |
| COFINS | 2,88% |
| Inflação [%] a.a. | 6,00% |
| Iluminação Pública | R\$ 94,15 |

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 6: Dados referente ao Caso 2

| Grupo Tarifário | B3 - Comercial |
|--|-----------------------|
| Tipo de alimentação | Trifásica |
| Consumo Anual [kWh] | 112.000,00 |
| Simultaneidade [%] | 70 |
| Custo de disponibilidade [kWh] | 100 |
| Potência da Usina [kW] | 75 |
| Energia Anual Produzida [kWh] | 186.461,69 |
| Modalidade de Geração | Geração junto à carga |
| CAPEX (Investimento Inicial) | R\$306.145,64 |
| Depreciação módulos a.a. (primeiro ano) | 2,5% |
| Depreciação módulos a.a. (demais anos) | 0,5% |
| Reajuste anual da tarifa [%] | 18% |
| ICMS | 21% |
| PIS | 0,62% |
| COFINS | 2,88% |
| Inflação [%] a.a. | 6,00% |
| Iluminação Pública | R\$94,15 |

Fonte: Autoria Própria.

A partir do levantamento de consumo e análise de todos os indicadores descritos acima, projeta-se o sistema ideal para suprir a demanda de energia analisada, sucedida de toda a análise de viabilidade técnica para implementação do sistema. Com os dados em mãos, utiliza-se de diversos indicadores financeiros (*payback* e retorno mensal) para realização da viabilidade financeira do projeto, permitindo um comparativo entre os dois sistemas de compensação de créditos (REN n.º482/2012 e Lei n.º14.300/2022).

5.2.1 Outras premissas de análise

Os valores da tarifa de energia elétrica utilizados no estudo serão de acordo com os dados coletados para o grupo B, obtidos na ANEEL (2023), pela concessionária Equatorial AL. De acordo com a última Resolução Homologatória n.º

3.194, de 2 de maio de 2023, houve um ajuste de 17,59% na tarifa de energia (RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA N.º 3.203, DE 23 DE MAIO DE 2023).

Tabela 7: Dados da tarifa - ANEEL

| DADOS TARIFA GRUPO B - ANEEL - SEM IMPOSTOS (R\$/kWh) | | |
|--|-----|--------|
| TE (R\$/kWh) | R\$ | 0,3042 |
| TUSD (R\$/kWh) | R\$ | 0,5618 |
| TE + TUSD (R\$/kWh) | R\$ | 0,8660 |
| Fio B (R\$/kWh) | R\$ | 0,2677 |

Fonte: ANEEL (2023).

Após os dados coletados, faz-se necessário apresentar os indicadores de viabilidade. Dentre os métodos utilizados para a análise de viabilidade econômica, neste trabalho foi selecionado o método do valor presente líquido (VPL) em conjunto com os métodos de taxa interna de retorno (TIR) e *payback*, cujos fundamentos são apresentados em seguida.

4.3 Valor Presente Líquido - VPL

O *VPL* é um dos métodos mais conhecidos quando o assunto é análise da viabilidade de projetos de investimento. Ele representa o valor do investimento no momento atual, sendo calculado pela diferença entre *VPL* do fluxo de caixa das receitas líquidas menos o investimento inicial (GONÇALVES, 2020). Tendo em vista esse conceito, podemos dizer que o *VPL* consiste no retorno financeiro em reais obtido. Pode ser encontrado da seguinte forma:

$$VPL(n) = -FC_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

Sendo: FC_0 , o investimento inicial do projeto (em R\$); t , o período (em anos); VPL , o valor presente líquido no período n (em R\$); FC_t , o fluxo de caixa no período n (em R\$); i , a taxa de inflação (em %).

Quando o *VPL* possui valor maior que zero indica que o projeto é viável e consequentemente terá retorno financeiro. Já quando o *VPL* for igual a zero ou menor que zero significa que o projeto não terá retorno e nem lucro, sendo economicamente inviável.

4.4 Taxa Interna de Retorno - TIR

A *TIR* consiste na taxa de retorno esperada pelo investimento. É a taxa financeira que consegue fazer com que o valor das entradas se iguale com o valor das saídas. O valor da *TIR* é comparado com a taxa mínima de atratividade (*TMA*), uma taxa que representa o mínimo que um investimento deve render para que seja considerado viável economicamente. Desse modo, se a *TIR* for maior do que a *TMA* significa que o projeto é viável, já quando a *TIR* for menor do que a *TMA* significa que o projeto é inviável e por fim, quando a *TIR* for igual a *TMA*, o investimento passar a não ter retorno e nem prejuízo financeiro, é considerado neutro (VALOREASY, 2020). É dado por:

$$0 = -FC_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \leftrightarrow \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = FC_0 \quad (3)$$

Sendo: FC_0 , o investimento inicial do projeto (em R\$); t , o período (em anos); FC_t , o fluxo de caixa no período n (em R\$); *TIR*, a taxa interna de retorno (em %).

5.5 Payback

O *payback* nada mais é do que o tempo necessário para obter o retorno do valor investido. É obtido calculando-se o tempo que será necessário para que os fluxos de caixa futuros acumulados igualem ao investimento inicial (FONSECA; BRUNI, 2013). O *Payback* pode ser encontrado de duas formas, conforme as Equações 3 (simples) e 4 (descontado):

$$PB_s = \frac{I}{FC} \quad (4)$$

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{FC}{(1+k)^t} \quad (5)$$

Sendo: I , o investimento de custeio do sistema (em R\$); FC , o fluxo de caixa anual (em R\$); k , a taxa de desconto (em %); t , o *payback* descontado (dado em n.º de períodos).

5.6 Estudo de Caso 1

O primeiro caso trata-se de um sistema de 5 kW de potência instalada no local, conectado em baixa tensão e possui a geração junto à carga. Sendo assim, a energia gerada é consumida e o fator de simultaneidade é de 30%.

A Tabela 8 evidencia os resultados obtidos no Excel por meio das fórmulas apresentadas, em que foi utilizado 8 módulos do fabricante Trina Solar com uma potência de 545Wp e um inversor de 5 kW da marca *Growatt*.

Considerando o perfil de consumo do cliente e a partir da geração prevista anual do sistema fotovoltaico, juntamente com a simultaneidade de 30%, a Tabela 8 mostra uma média mensal do que seria consumido na residência, considerando que o cliente não queira aumentar sua carga, e o que será injetado na conta de energia em kWh devido a simultaneidade ser de apenas 30%.

Tabela 8: Consumo sem GD X Energia compensada com simultaneidade de 30%

| Ano | Consumo mensal sem GD (kWh) | Com GD - Energia Compensada (kWh) |
|-------------|------------------------------------|--|
| 2023 | 600,28 | 420,20 |
| 2024 | 585,27 | 409,69 |
| 2025 | 582,35 | 407,64 |
| 2026 | 579,43 | 405,60 |
| 2027 | 576,54 | 403,58 |
| 2028 | 573,65 | 401,56 |
| 2029 | 570,79 | 399,55 |
| 2030 | 567,93 | 397,55 |
| 2031 | 565,09 | 395,56 |
| 2032 | 562,27 | 393,59 |
| 2033 | 559,46 | 391,62 |
| 2034 | 556,66 | 389,66 |
| 2035 | 553,88 | 387,71 |
| 2036 | 551,11 | 385,77 |
| 2037 | 548,35 | 383,85 |
| 2038 | 545,61 | 381,93 |
| 2039 | 542,88 | 380,02 |
| 2040 | 540,17 | 378,12 |
| 2041 | 537,47 | 376,23 |
| 2042 | 534,78 | 374,34 |
| 2043 | 532,10 | 372,47 |
| 2044 | 529,44 | 370,61 |
| 2045 | 526,80 | 368,76 |

Fonte: Autoria Própria.

Com os dados de entrada apresentados também foi possível indicar os valores da tarifa de energia sem GD e com GD, como podemos conferir na Tabela 9:

Tabela 9: Valores da tarifa - Caso 1

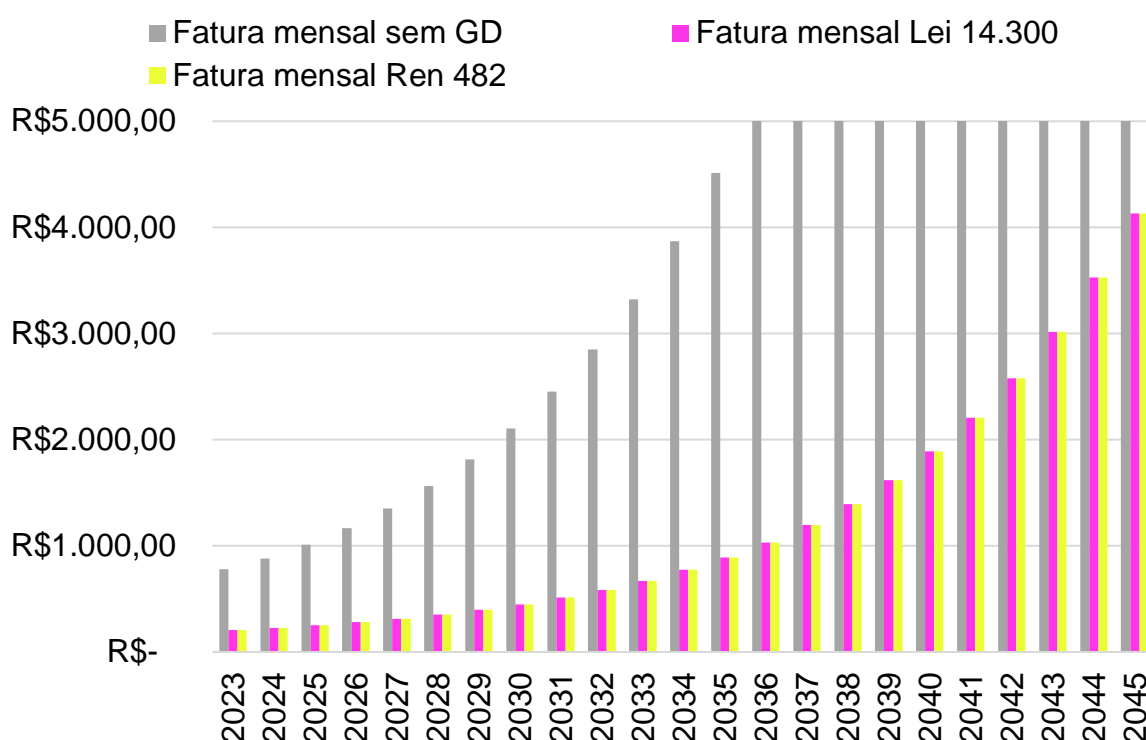
| Fatura mensal sem GD | | Fatura mensal (REN n.º 482/2012) | | Fatura mensal (Lei n.º 14.300) | |
|---------------------------------|-----------------|---|----------------|---|----------------|
| Energia | Total | Energia | Total | Energia | Total |
| 684,32 | 778,47 | 114,10 | 208,25 | 114,10 | 208,25 |
| 784,64 | 878,79 | 134,18 | 228,32 | 134,18 | 228,33 |
| 918,12 | 1012,27 | 157,79 | 251,94 | 157,79 | 251,94 |
| 1074,31 | 1168,46 | 185,56 | 279,71 | 185,56 | 279,71 |
| 1257,08 | 1351,23 | 218,22 | 312,37 | 218,22 | 312,37 |
| 1470,93 | 1565,08 | 256,63 | 350,77 | 256,63 | 350,78 |
| 1721,16 | 1815,31 | 301,79 | 395,94 | 301,79 | 395,94 |
| 2013,97 | 2108,12 | 354,91 | 449,05 | 354,91 | 449,06 |
| 2356,58 | 2450,73 | 417,37 | 511,52 | 417,37 | 511,52 |
| 2757,49 | 2851,64 | 490,83 | 584,97 | 490,83 | 584,98 |
| 3226,59 | 3320,74 | 577,21 | 671,36 | 577,21 | 671,36 |
| 3775,50 | 3869,65 | 678,80 | 772,94 | 678,80 | 772,95 |
| 4417,78 | 4511,93 | 798,26 | 892,41 | 798,26 | 892,41 |
| 5169,34 | 5263,49 | 938,75 | 1032,90 | 938,75 | 1032,90 |
| 6048,75 | 6142,90 | 1103,97 | 1198,11 | 1103,97 | 1198,12 |
| 7077,76 | 7171,91 | 1298,26 | 1392,41 | 1298,26 | 1392,41 |
| 8281,83 | 8375,98 | 1526,75 | 1620,89 | 1526,75 | 1620,90 |
| 9690,73 | 9784,88 | 1795,45 | 1889,59 | 1795,45 | 1889,60 |
| 11339,32 | 11433,47 | 2111,44 | 2205,58 | 2111,44 | 2205,59 |
| 13268,36 | 13362,51 | 2483,04 | 2577,19 | 2483,04 | 2577,19 |
| 15525,58 | 15619,73 | 2920,05 | 3014,19 | 2920,05 | 3014,20 |
| 18166,79 | 18260,94 | 3433,96 | 3528,11 | 3433,96 | 3528,11 |
| 21257,32 | 21351,47 | 4038,32 | 4132,47 | 4038,32 | 4132,47 |

Fonte: Autoria Própria.

Com os dados da Tabela 8 observa-se que não houve diferença quanto a fatura de energia, ou seja, tanto na REN n.º 482/2012 quanto na Lei n.º 14.300 os valores permaneceram iguais. Isso se deve ao fato de que o valor do fio B só será cobrado

caso seja maior que o custo de disponibilidade, ou seja, se a soma do consumo da rede com parcela do fio B na compensação for menor que a disponibilidade (em R\$), só será pago o custo de disponibilidade. Caso contrário, se a soma acima for maior, será pago o fio B mais o consumo da rede, e a disponibilidade não será paga. Na Figura 16 é apresentado um gráfico derivado da Tabela 8, mostrando que não há diferença no que se refere a conta de energia de um sistema instalado antes ou depois da nova regulamentação.

Figura 16: Comparação da fatura: Sem GD X REN 482 X LEI 14.300 – Caso 1



Fonte: Autoria Própria.

A partir da Figura 16, percebe-se que ainda assim o consumidor possui vantagens em colocar energia solar, seja antes ou após a regulamentação da GD ao visualizarmos a disparidade entre uma conta sem energia solar para uma conta com geração distribuída.

Já a composição da caixa de fluxo para o cenário da REN n.º 482 e pela lei n.º 14.300, considerando todas as entradas e saídas financeiras se deu da seguinte forma, como mostra a Tabela 10:

Tabela 10: Fluxo de Caixa – Caso 1

| Ano | Produção anual com depreciação (kWh) | Economia | Remuneração Anual (Líquida) | Fluxo de caixa acumulado |
|------------|---|-----------------|--|-------------------------------------|
| 0 | - | - | -R\$21.146,00 | -R\$ 21.146,00 |
| 2023 | 7203,35 | R\$ 6.842,62 | R\$6.313,97 | -R\$ 14.832,03 |
| 2024 | 7023,27 | R\$ 7.805,52 | R\$7.245,16 | -R\$ 7.586,88 |
| 2025 | 6988,15 | R\$ 9.123,94 | R\$8.529,95 | R\$ 943,07 |
| 2026 | 6953,21 | R\$ 10.664,98 | R\$10.035,35 | R\$ 10.978,42 |
| 2027 | 6918,44 | R\$ 12.466,23 | R\$11.798,82 | R\$ 22.777,24 |
| 2028 | 6883,85 | R\$ 14.571,59 | R\$ 13.864,14 | R\$36.641,38 |
| 2029 | 6849,43 | R\$ 17.032,42 | R\$16.282,52 | R\$52.923,90 |
| 2030 | 6815,18 | R\$ 19.908,70 | R\$ 19.113,81 | R\$ 72.037,71 |
| 2031 | 6781,11 | R\$ 23.270,55 | R\$ 22.427,96 | R\$ 94.465,67 |
| 2032 | 6747,20 | R\$ 27.199,91 | R\$ 26.306,76 | R\$ 120.772,43 |
| 2033 | 6713,47 | R\$ 31.792,55 | R\$30.845,82 | R\$ 151.618,25 |
| 2034 | 6679,90 | R\$ 37.160,41 | R\$ 36.156,87 | R\$ 187.775,12 |
| 2035 | 6646,50 | R\$ 43.434,28 | R\$ 42.370,53 | R\$230.145,65 |
| 2036 | 6613,27 | R\$ 50.767,04 | R\$ 49.639,46 | R\$ 279.785,12 |
| 2037 | 6580,20 | R\$ 59.337,34 | R\$ 58.142,11 | R\$ 337.927,23 |
| 2038 | 6547,30 | R\$ 69.353,97 | R\$68.087,03 | R\$ 406.014,26 |
| 2039 | 6514,56 | R\$ 81.060,94 | R\$ 79.717,98 | R\$ 485.732,25 |
| 2040 | 6481,99 | R\$ 94.743,39 | R\$ 93.319,85 | R\$579.052,10 |
| 2041 | 6449,58 | R\$ 110.734,54 | R\$109.225,60 | R\$ 688.277,70 |
| 2042 | 6417,33 | R\$ 129.423,84 | R\$127.824,36 | R\$816.102,05 |
| 2043 | 6385,25 | R\$ 151.266,36 | R\$149.570,90 | R\$ 965.672,96 |
| 2044 | 6353,32 | R\$ 176.793,91 | R\$174.996,73 | R\$ 1.140.669,69 |
| 2045 | 6321,55 | R\$ 206.627,98 | R\$204.722,97 | R\$ 1.345.392,66 |

Fonte: Autoria Própria.

A partir dos dados da Tabela 10, é calculado o valor de *TIR*, *payback* e *VPL*, que, permanece igual para tanto na lei n.º 14.300 quanto para a REN n.º 482, conforme mostra na Tabela 11.

Tabela 11: Retorno financeiro – Caso 1

| | |
|-----------------------|----------------|
| <i>TIR</i> | 47% |
| <i>VPL</i> | R\$ 266.354,36 |
| <i>PAYBACK</i> | 3 anos e 1 mês |

Fonte: Autoria Própria.

Para ambos os casos, tanto na REN n.º482/2012 quanto na Lei n.º 14.300, os valores do retorno financeiro não tiveram alterações, ou seja, houve impacto positivo,

possibilitando o empreendimento viável. Não ocorreu mudanças devido a não cobrança do fio B, já que o custo de disponibilidade ainda permanece maior.

5.7 Estudo de caso 2

No segundo estudo de caso, é considerado um sistema de 75 kW com geração junto a carga, onde foram utilizados 209 módulos fotovoltaicos da marca *JA Solar*, com potência de 540W e um inversor de 75kW da marca *Solis*. O perfil de consumo do cliente é comercial e possui aproximadamente 70% de simultaneidade. A seguir, é possível ver os resultados obtidos para esse estudo.

A Tabela 12 mostra uma média mensal do que seria consumido e o que será injetado na conta de energia em kWh devido a simultaneidade ser de 70%.

Tabela 12: Consumo sem GD X Energia compensada com simultaneidade de 70%

| Ano | Consumo mensal sem GD (kWh) | Com GD - Energia Compensada (kWh) |
|-------------|------------------------------------|--|
| 2023 | 15.538,42 | 5.136,95 |
| 2024 | 15.149,96 | 5.008,52 |
| 2025 | 15.074,21 | 4.983,48 |
| 2026 | 14.998,84 | 4.958,56 |
| 2027 | 14.923,85 | 4.933,77 |
| 2028 | 14.849,23 | 4.909,10 |
| 2029 | 14.774,98 | 4.884,56 |
| 2030 | 14.701,11 | 4.860,13 |
| 2031 | 14.627,60 | 4.835,83 |
| 2032 | 14.554,46 | 4.811,65 |
| 2033 | 14.481,69 | 4.787,60 |
| 2034 | 14.409,28 | 4.763,66 |
| 2035 | 14.337,24 | 4.739,84 |
| 2036 | 14.265,55 | 4.716,14 |
| 2037 | 14.194,22 | 4.692,56 |
| 2038 | 14.123,25 | 4.669,10 |
| 2039 | 14.052,64 | 4.645,75 |
| 2040 | 13.982,37 | 4.622,52 |
| 2041 | 13.912,46 | 4.599,41 |
| 2042 | 13.842,90 | 4.576,41 |
| 2043 | 13.773,68 | 4.553,53 |
| 2044 | 13.704,82 | 4.530,76 |
| 2045 | 13.636,29 | 4.508,11 |

Fonte: Autoria Própria.

Já na Tabela 13, é possível notar uma diferença ao comparar o caso 1, pois os valores das contas na REN n.º 482 e Lei n.º 14.300 são diferentes:

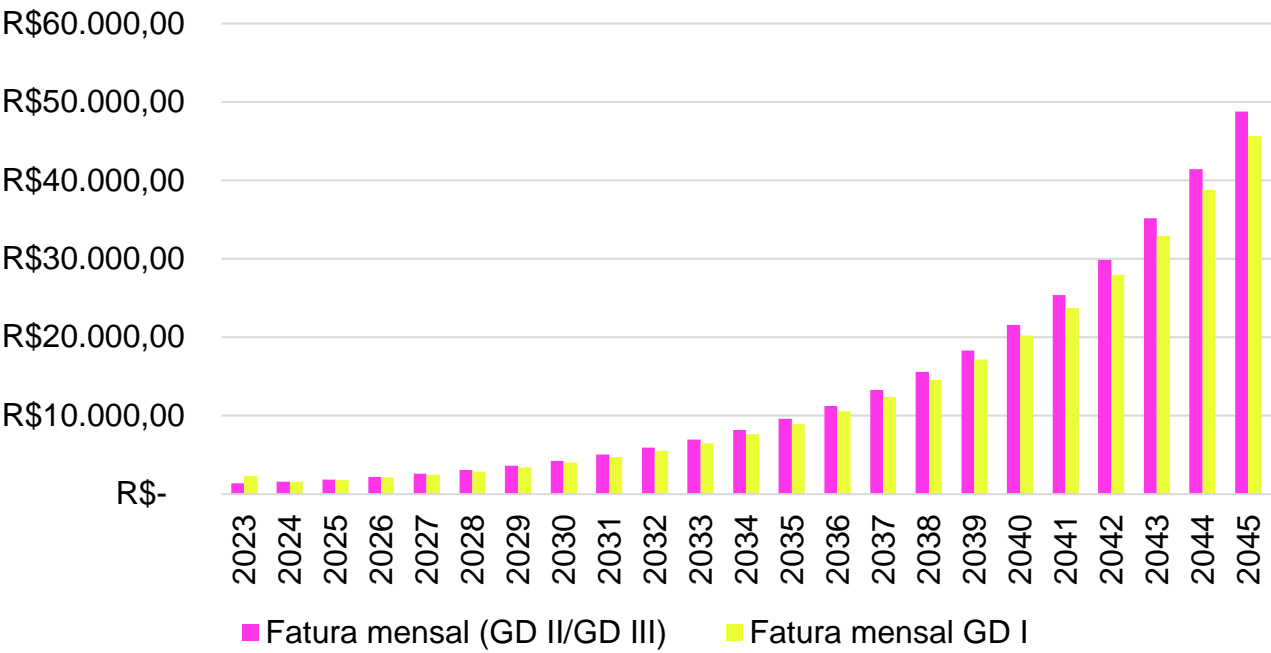
Tabela 13: Valores da tarifa: Caso 2

| | Fatura mensal sem GD | Fatura mensal (REN n.º 482/ 2012) | Fatura mensal (Lei n.º 14.300) |
|-------------|---------------------------------|--|---|
| ANO | Total | Total | Total |
| 2023 | R\$ 17.807,95 | R\$ 2.333,85 | R\$ 1.348,76 |
| 2024 | R\$ 20.439,34 | R\$ 1.555,14 | R\$ 1.588,16 |
| 2025 | R\$ 23.940,95 | R\$ 1.815,20 | R\$ 1.873,25 |
| 2026 | R\$ 28.045,22 | R\$ 2.121,55 | R\$ 2.212,27 |
| 2027 | R\$ 32.855,88 | R\$ 2.482,42 | R\$ 2.615,34 |
| 2028 | R\$ 38.494,50 | R\$ 2.907,54 | R\$ 3.094,49 |
| 2029 | R\$ 45.103,59 | R\$ 3.408,32 | R\$ 3.627,45 |
| 2030 | R\$ 52.850,16 | R\$ 3.998,24 | R\$ 4.255,09 |
| 2031 | R\$ 61.930,00 | R\$ 4.693,17 | R\$ 5.027,67 |
| 2032 | R\$ 72.572,56 | R\$ 5.511,80 | R\$ 5.903,86 |
| 2033 | R\$ 85.046,82 | R\$ 6.476,14 | R\$ 6.935,68 |
| 2034 | R\$ 99.668,03 | R\$ 7.612,13 | R\$ 8.150,77 |
| 2035 | R\$ 116.805,69 | R\$ 8.950,33 | R\$ 9.581,68 |
| 2036 | R\$ 136.892,91 | R\$ 10.526,73 | R\$ 11.266,74 |
| 2037 | R\$ 160.437,34 | R\$ 12.383,73 | R\$ 13.251,10 |
| 2038 | R\$ 188.034,01 | R\$ 14.571,28 | R\$ 15.587,93 |
| 2039 | R\$ 220.380,34 | R\$ 17.148,21 | R\$ 18.339,83 |
| 2040 | R\$ 258.293,80 | R\$ 20.183,83 | R\$ 21.580,55 |
| 2041 | R\$ 302.732,54 | R\$ 23.759,79 | R\$ 25.396,90 |
| 2042 | R\$ 354.819,63 | R\$ 27.972,27 | R\$ 29.891,14 |
| 2043 | R\$ 415.871,44 | R\$ 32.934,58 | R\$ 35.183,71 |
| 2044 | R\$ 487.430,86 | R\$ 38.780,18 | R\$ 41.416,40 |
| 2045 | R\$ 571.306,39 | R\$ 45.666,29 | R\$ 48.756,23 |

Fonte: Autoria Própria.

Para melhor visualização, a Figura 17 apresenta a diferença entre as faturas de energia com as regras da Resolução normativa n.º482 e a Lei n.º 14.300.

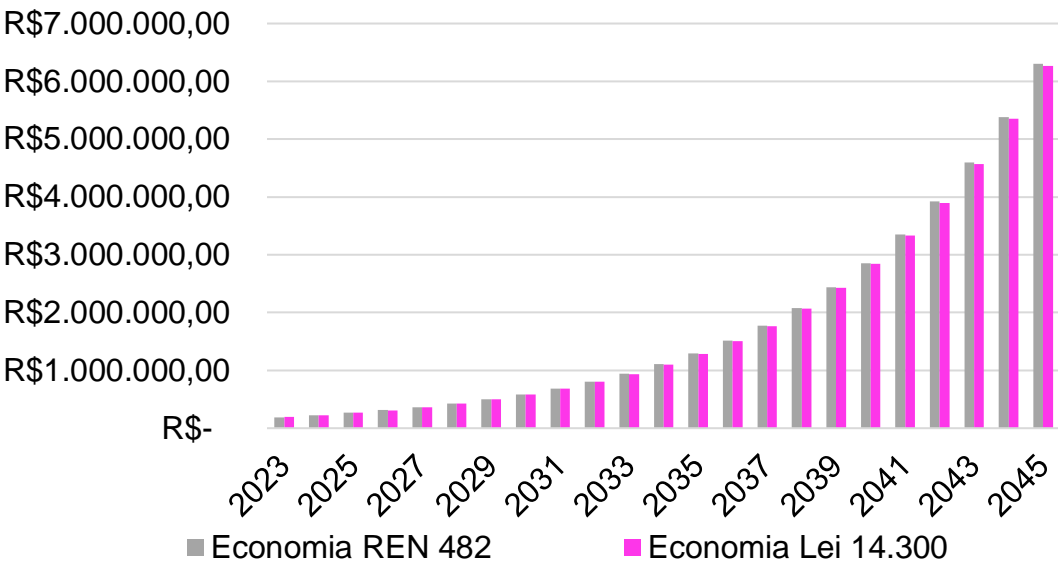
Figura 17: Comparação da fatura: REN n.º 482 X LEI n.º 14.300 – Caso 2.



Fonte: Autoria Própria.

Se tratando de retorno financeiro para o cliente, a Figura 18 mostra que durante os anos de transição, o sistema na REN n.º 482 teve uma economia maior se for comparado com a lei n.º 14.300. Isso ocorre devido a remuneração do fio B, que não ocorre na Resolução Normativa.

Figura 18: ECONOMIA R\$/Ano.



Fonte: Autoria Própria.

Para visualizar melhor esses valores, a Tabela 14 mostra a economia anual, considerando a depreciação dos módulos ao ano, e até 2045 gerando uma economia média anual de aproximadamente dez mil reais ao ano.

Tabela 14: Economia anual: Ren n.º 482 x Lei n.º 14.300– Caso 2.

| Economia REN n.º482 | | Economia Lei n.º 14.300 | |
|----------------------------|------------------|--------------------------------|--------------|
| Ano | Total | | Total |
| 2023 | R\$ 185.689,18 | R\$ | 197.510,36 |
| 2024 | R\$ 226.610,33 | R\$ | 226.214,13 |
| 2025 | R\$ 265.508,97 | R\$ | 264.812,38 |
| 2026 | R\$ 311.084,08 | R\$ | 309.995,44 |
| 2027 | R\$ 364.481,46 | R\$ | 362.886,46 |
| 2028 | R\$ 427.043,56 | R\$ | 424.800,14 |
| 2029 | R\$ 500.343,18 | R\$ | 497.713,64 |
| 2030 | R\$ 586.223,00 | R\$ | 583.140,89 |
| 2031 | R\$ 686.841,90 | R\$ | 682.827,93 |
| 2032 | R\$ 804.729,20 | R\$ | 800.024,38 |
| 2033 | R\$ 942.848,22 | R\$ | 937.333,66 |
| 2034 | R\$ 1.104.670,75 | R\$ | 1.098.207,08 |
| 2035 | R\$ 1.294.264,27 | R\$ | 1.286.688,13 |
| 2036 | R\$ 1.516.394,13 | R\$ | 1.507.514,06 |
| 2037 | R\$ 1.776.643,35 | R\$ | 1.766.234,94 |
| 2038 | R\$ 2.081.552,81 | R\$ | 2.069.353,00 |
| 2039 | R\$ 2.438.785,63 | R\$ | 2.424.486,10 |
| 2040 | R\$ 2.857.319,64 | R\$ | 2.840.559,03 |
| 2041 | R\$ 3.347.672,98 | R\$ | 3.328.027,70 |
| 2042 | R\$ 3.922.168,29 | R\$ | 3.899.141,86 |
| 2043 | R\$ 4.595.242,25 | R\$ | 4.568.252,74 |
| 2044 | R\$ 5.383.808,23 | R\$ | 5.352.173,56 |
| 2045 | R\$ 6.307.681,14 | R\$ | 6.270.601,83 |

Fonte: Autoria Própria.

A economia média mensal de ambos os sistemas é maior na regra antiga justamente por conta da remuneração da TUSD fio B. Finalmente, após a análise financeira do segundo estudo de caso, observa-se que houve uma redução do *payback* na lei n.º 14.300 em comparação com a REN n.º 482 de 2 meses, o que mostra que o retorno financeiro desse sistema é mais vantajoso se for instalado após a lei n.º 14.300. Em contrapartida houve um aumento de 2% na taxa interna de retorno na lei 14.300 comparado a REN n.º 482, o que representa mais uma vantagem da

nova regulamentação, pois quanto maior a *TIR* mais recomendado é o investimento. Ainda levando em conta os parâmetros apresentados, o *VPL* teve um melhor desempenho na REN n.º 482, de modo que o *VPL* depende da taxa mínima de atratividade. Os valores obtidos são apresentados nas Tabelas 14 e 15.

Tabela 15: Retorno financeiro caso 2

REN n.º 482

| | |
|-----------------------|------------------|
| <i>TIR</i> | 77% |
| <i>VPL</i> | R\$ 8.399.869,05 |
| <i>PAYBACK</i> | 1 ano e 9 meses |

LEI n.º 14.300

| | |
|-----------------------|------------------|
| <i>TIR</i> | 79% |
| <i>VPL</i> | R\$ 8.362.636,29 |
| <i>PAYBACK</i> | 1 anos e 7 meses |

Fonte: Autoria Própria

De todos os indicadores apresentados, além da economia mensal, apenas o *VPL* permaneceu mais viável na regra antiga. A partir dos resultados conclui-se que a lei n.º 14.300 traz impactos a depender do tipo de negócio. No primeiro caso não houve alteração, então pode-se afirmar a partir deste caso que sistemas pequenos com consumo individual não serão fortemente afetados pelo fio B, visto que o fio B incide apenas no injetado, portando quanto maior for a simultaneidade, menor impacto a lei n.º 14.300 causará, porque terá menos injetado. Outro fato se deu no Caso 1 é que, como o fio B é menor que o custo de disponibilidade, não há a cobrança, portanto não é faturado.

Foi verificado que, para o Caso 2, ocorreu diminuição no tempo de retorno do investimento, bem como redução no indicador *VPL*, porém houve aumento no *TIR*. Cabe observar, contudo, que de acordo com os critérios de análise estabelecidos, os indicadores ainda apontaram para a viabilidade econômica e indicativo positivo para realização do empreendimento.

A partir dos casos apresentados, pode-se concluir que o impacto na viabilidade econômica dos projetos de micro e minigeração distribuída no SCEE, em decorrência da Lei n.º 14.300/2022, depende das características técnicas, do enquadramento tarifário e da modalidade de compensação dos empreendimentos em questão.

Outro ponto a ser observado é referente ao fator de simultaneidade, que impactará o *payback* de um sistema de energia solar fotovoltaico conectado à rede da distribuidora. Ou seja, ao consumir a energia no mesmo momento em que o sistema a estiver gerando, a energia não será registrada pelo medidor, fazendo com que a “taxação” não incida sobre esse montante.

Além disso, quanto maior a simultaneidade, menor ocorrerá às alterações da regulação. De forma geral, o fator de simultaneidade evita que grandes custos com a TUSD fio B sejam cobrados, visto que melhora o percentual entre a produção e consumo instantâneo da energia gerada. Ou seja, quanto melhor for calculado e projetado o fator de simultaneidade, menos dependente da rede elétrica o consumidor fica.

6. CONCLUSÃO

O impacto na viabilidade econômica dos projetos de Microgeração Distribuída no Sistema de Compensação de Energia Elétrica, em decorrência da Lei n.º 14.300/2022 depende do tipo de negócio, no que se refere as características técnicas, do enquadramento tarifário e da modalidade de compensação dos empreendimentos. No caso 1 em que não houve alteração, os resultados indicaram que em sistemas pequenos com geração local, o consumidor não será fortemente afetado pelo fio B. Além disso como o fio B é menor que o custo de disponibilidade, não é realizada a cobrança.

Um outro ponto importante na viabilidade é em relação ao fator de simultaneidade, que vai impactar o *payback* de um sistema de energia solar fotovoltaico conectado à rede da distribuidora. Nesse sentido, como o fio B incide apenas no injetado, quanto maior for a simultaneidade, menor impacto a lei 14.300 causará financeiramente. Ou seja, quanto melhor for calculado e projetado o fator de simultaneidade, menos dependente da rede elétrica o consumidor fica.

Apesar das alterações, no que se refere ao tempo de retorno de investimento e aumento no *payback* a depender do empreendimento, pôde-se constatar que a energia solar continua sendo um atrativo para todos os consumidores.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. **Distributed generation: a definition**. Electric power systems research, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Indicadores da Distribuição: Tarifa Social de Energia Elétrica: Evolução Mensal por Distribuidora**. Brasília: 2017b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Metodologia de Tratamento Regulatório para Perdas Não Técnicas de Energia Elétrica**. Brasília: 2015a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Brasília: 2015b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. Brasília: 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Quarta Revisão Tarifária Periódica Light S/A: Nota Técnica n.º 45**. Brasília: 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa ANEEL no 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 30 mar. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição: Submódulo 2.6 - Perdas de Energia**. Brasília: 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução homologatória n.º 3.025, de 19 de abril de 2022**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc//reh20223026ti.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas**, [s.d.]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>. Acesso em: 30 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **RESOLUÇÃO NORMATIVA N.º 414, DE 09 DE SETEMBRO DE 2010**, 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf> . Acesso em: 12 março de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **RESOLUÇÃO NORMATIVA N.º 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 12 março de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sobre bandeiras tarifárias**, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 31 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N.º 482/2012**. Brasília, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Regulamenta Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 12 fev 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Homologatória N.º 3.203, DE 23 DE MAIO DE 2023**. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2022.

ANDRADE JÚNIOR, L. M. L.; MENDES, L. F. R. **Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil**. Revista Vértices, v. 18, n. 2, p. 31-51, 2016
Disponível em: <https://essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/vertices/article/view/1809-2667.v18n216-03>. Acesso em: 9 set. 2021.

BEZERRA, Francisco Diniz. **Micro e Minigeração Distribuída e suas Perspectivas com a Lei 14.300/2022**. 2022.

GREENER. **Queda de preços do polissilício. Qual o reflexo no mercado?**. Disponível em: < https://www.greener.com.br/queda-de-precos-do-polissilicio-qual-o-reflexo-no-mercado/?utm_campaign=-greener_insight_precos_de_polissilicio_em_queda&utm_medium=email&utm_source=RD+Station >. Acesso em 30 out. 2023d.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022** Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 10 junho de 2023.

BRASIL, **Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 10 junho de 2023.

BRASIL. **Governo Federal. Sistema integrado nacional atende 98% do mercado brasileiro**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/setor-eletrico/sistema-interligado-nacional>. Acesso em: 01 de setembro de 2023.

CORIOLOANO, T. R.; PEREIRA, A. K. A.; PINTO, A. E. M. **Análise do arcabouço legal da geração distribuída de energia elétrica no Brasil**. Boletim do Observatório Ambiental Alberto Ribeiro Lamego, v. 14, n. 2, p. 291-301, 2020. Disponível em: <https://essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/boletim/article/view/15822>. Acesso em: 06 de setembro de 2023.

CASTRO, M. A. L. **Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico**. 2004. 155 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2004. Disponível em: http://wap.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Dissertacao_Marco_Aurelio.p. Acesso em: 14 set. 2018.

CALILI, R. **Desenvolvimento de Sistema para Detecção de Perdas Comerciais em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2005. 107 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

GINVERTER. **Datasheet Growatt Min 2.5-6K TL-X**. Disponível em: https://ourolux.com.br/media/sparsh/product_attachment/MIN_2500-6000_TL-X_Datasheet.pdf. Acesso em: 05 de setembro de 2023.

OUROLUX. **Datasheet Solis 75-80 K-5G**. Disponível em: https://ourolux.com.br/media/sparsh/product_attachment/Datasheet_Solis-_75-80_K-5G_1_.pdf. Acesso em: 05 de setembro de 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz Energética**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 29 maio de 2022.

EPE, NOTA TÉCNICA. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. **Nota Técnica da EPE, Rio de Janeiro**, p. 25, 2012.

ELETROBRAS (Org.). **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**, 2011. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En> . Acesso em: 17 nov. 2018.

ENGIE. **Você sabe como funciona o setor elétrico no Brasil**. Disponível em: <https://www.alemdaenergia.engie.com.br/voce-sabe-como-funciona-o-setor-eletrico-no-brasil/> . Acesso em: 10 Dez. 2022.

FERNANDES, L. **O impacto do controle de território sobre o furto de energia elétrica: O caso do Rio de Janeiro**. 2017. 76 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

FUKUROZAKI, S. H.; ZILLES, R.; SAUER, I. L. **Energy payback time and CO2 emissions of 1.2 kWp photovoltaic roof-top system in Brazil**. Int. J. Smart Grid Clean Energy, v. 2, n. 2, p. 1-6, 2013.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Sancionado o PL 5.829/2019 que institui o Marco Legal da MMGD**. 2022.

ITAIPU Binacional. **Participação na COP 24, em Katowice (Polônia)**, 2018. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/onu-mudancasclimaticas-e-itaipu-demonstram-o-potencial-da-hidroeletricidad>.

JUNIOR, J. F. O.; FERNANDES, A. C. A. **Análise de Viabilidade Econômica da Implantação de um Sistema Fotovoltaico em uma Edificação Pública na Cidade de Jaguaruana-CE**. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia Civil, Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal do Semiárido, Caraúbas, 2018.

LEITE, Davi Rabelo Viana. **Medidores Eletrônicos: Análise de Viabilidade Econômica no contexto das redes inteligentes**. 2013. 81 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2013.

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. **Geração distribuída de energia: Desafios e perspectivas em redes de comunicação**. Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos, v. 33, p. 40, 2015.

TOGAWA. **Mercado Livre de Energia**. Disponível em: <https://togawaengenharia.com.br/blog/mercado-livre-energia/>. Acesso em: 30 Out, 2023.

MIRANDA, R. F. **Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2013.

ENERGÊS. **Mudanças nos Excedentes e Créditos de Energia Pela Lei 14.300**. Disponível em: <https://energes.com.br/excedente-credito-de-energia/>. Acesso em: 30 out.2023.

OLIVEIRA, D. P. R. **Sistemas de informações gerenciais: estratégias, táticas, operacionais**. 17. ed. São Paulo: Atlas, 2018.

WAY2. **O que muda com o Novo Marco Legal de Geração Distribuída?** Disponível em: <https://www.way2.com.br/blog/marco-regulatorio-geracao-distribuida/>. Acesso em: 17 Jun. 2022.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R., COSTA; R. S., LIMA, F. D.; RÜTHER, R.; SOUZA, J. D. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2017. 2ª Edição. Disponível em: https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/wpcontent/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf. Acesso em: 23 jun. 2022.

PORTAL DA INDÚSTRIA. **Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/inovacao-e-tecnologia/setor-eletricobrasileiro/>. Acesso em: 10 de novembro de 2022.

RUBIM, Bárbara. **LEI 14.300: o que você precisa saber sobre o marco legal da geração própria**. 2022. Disponível em: <https://barbararubim.com.br/oficinadoconhecimento-2/>. Acesso em: 06 abr. 2022.

RUTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2016.

SILVEIRA, C.; TONOLO, E.; KRASNHAK, L.; URBANETZ Jr, J. **Avaliação do Desempenho e Estudo da Viabilidade financeira da Geração Distribuída por Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA NO AMBIENTE CONSTRUÍDO, p. 1184-1192, 2018.

SILVA, J. A. *et al.* **Dimensionamento e análise técnico-econômica de um sistema fotovoltaico para uma residência no município de Guaratinguetá-SP**. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, v. 19, 2015.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações - Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. 2. ed. Tatuapé: Érica Ltda, 2012.