

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS - UFAL  
CAMPUS DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS  
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIA**

**JOÃO VITOR DE SOUZA CABRAL**

**VIABILIDADE TÉCNICA DE UMA MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA  
PARA GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA – ESTUDO DE CASO**

**RIO LARGO-AL  
MAIO, 2025**

João Vitor de Souza Cabral

VIABILIDADE TÉCNICA DE UMA MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA  
GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA – ESTUDO DE CASO

Trabalho de conclusão de curso (TCC) do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas - UFAL, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Igor Cavalcante Torres

Rio Largo-AL  
MAIO, 2025

**Catálogo na Fonte**  
**Universidade Federal de Alagoas**  
**Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias**  
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 - 1512

C117v Cabral, João Vitor de Souza.

Viabilidade técnica de uma minigeração solar fotovoltaica para geração compartilhada de energia – estudo de caso. / João Vitor de Souza Cabral. – 2025.

50 f.: il.

Orientador(a): Igor Cavalcante Torres.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) –  
Graduação em Engenharia de Energia, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias,  
Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2025.

Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Viabilidade técnica. 3. Lei 14.300/2022. 4. REN 1059/2023.  
I. Título.

CDU: 620.9

## Folha de Aprovação

João Vitor de Souza Cabral

### VIABILIDADE TÉCNICA DE UMA MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA PARA GERAÇÃO COMPARTILHADA DE ENERGIA – ESTUDO DE CASO

Monografia apresentada ao curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia de Energia.

Data de Aprovação: 23/05/2025

#### Banca Examinadora

Documento assinado digitalmente  
 **IGOR CAVALCANTE TORRES**  
Data: 27/05/2025 20:02:56-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Igor Cavalcante Torres  
Universidade Federal de Alagoas  
Campus CECA  
Orientador

Documento assinado digitalmente  
 **LEONARDO FAUSTINO LACERDA DE SOUZA**  
Data: 27/05/2025 18:44:33-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza  
Universidade Federal de Alagoas  
Campus CECA  
Examinador

Documento assinado digitalmente  
 **RICARDO ARAUJO FERREIRA JUNIOR**  
Data: 27/05/2025 17:21:01-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Ricardo Araujo Ferreira Junior  
Universidade Federal de Alagoas  
Campus CECA  
Examinador

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a minha família, Conceição, Sérgio, Tércila e Daniele, por sempre fazerem o possível e o impossível para que eu pudesse chegar onde estou. Obrigado por absolutamente tudo, sem vocês nada disso seria possível.

Aos amigos que fiz durante a caminhada de graduação, Luís, Jéssica, Thaynara, Beneilson e Wellington. Agradeço por todos os conhecimentos compartilhados e principalmente pela amizade sincera. Admiro cada um de vocês e levo para onde vou o melhor de cada um.

Aos meus gestores profissionais que tive durante a minha breve caminhada profissional, Sonival e Rafael. Agradeço por toda a sabedoria fornecida e por não deixarem de repassar todo o conhecimento que vocês possuem, admiro vocês e sempre tento me espelhar no melhor que pude aprender pelo tempo convívio.

Aos mestres que pude ter na graduação, Prof. Amanda, Prof. Márcio, Prof. Ricardo e, em especial, ao meu orientador Prof. Igor. Agradeço por serem mestres no sentido mais literal da palavra e por serem os melhores professores que a graduação possa oferecer. Gratidão por não terem desistido de mim.

À todas as esferas do Campus de Engenharias e Ciências Agrárias e à Universidade Federal de Alagoas.

## RESUMO

Em razão do aumento dos níveis dos gases de efeito estufa, o acordo de Paris foi assinado buscando promover uma mudança de paradigma na forma de produzir energia. Entre as opções mais viáveis para mitigar os gases de efeito estufa, a lenta substituição das fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis por fontes de baixo carbono (renováveis como biomassa, hidráulica, solar e eólica) vêm se apresentando como uma opção válida. Dessa forma, este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade técnica para a implementação de uma usina de geração distribuída, do tipo solar fotovoltaica, destinada à geração compartilhada para um grupo de lojas farmacêuticas localizado em Alagoas. O trabalho analisa dois cenários existentes nas regulamentações vigentes (Lei 14.300/2022 e Resolução Normativa 1059/2023), sendo o cenário 1 uma análise de compensação classificados como GD I e o cenário 2 uma análise de compensação classificados GD II. Por fim, uma comparação entre os dois cenários será feita, visando determinar qual dos dois modelos se apresentou economicamente viável para o consumidor. Os resultados obtidos mostraram que o modelo de geração compartilhada do tipo GD I se torna uma opção viável, trazendo uma economia acumulada de aproximadamente 585 mil reais ao longo do período analisado. Também foi possível identificar que o modelo de negócio utilizando GD II não se mostrou tão econômico quanto o modelo GD I, apresentando uma economia acumulada de aproximadamente 78 mil reais ao longo do período analisado.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Viabilidade técnica. Lei 14.300/2022. REN 1059/2023.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                                              |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 – Representação da modalidade geração junto à carga. . . . .                                                                        | 16 |
| Figura 2 – Representação da modalidade autoconsumo remoto. . . . .                                                                           | 16 |
| Figura 3 – Representação da modalidade EMUC. . . . .                                                                                         | 17 |
| Figura 4 – Representação da modalidade geração compartilhada. . . . .                                                                        | 18 |
| Figura 5 – Composição da tarifa de energia. . . . .                                                                                          | 20 |
| Figura 6 – Representação da matriz elétrica do Brasil. . . . .                                                                               | 22 |
| Figura 1 – Quantidade anual de acessantes de GD à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil. . . . .                                | 23 |
| Figura 2 – Relação percentual entre as modalidades de participação do SCEE existentes até o mês de abril/25. . . . .                         | 24 |
| Figura 3 – Quantidade anual de acessantes da modalidade Geração Compartilhada no Brasil. . . . .                                             | 25 |
| Figura 7 – Representação do modelo de negócio com investimentos próprios. . . . .                                                            | 28 |
| Figura 8 – Representação do modelo de negócio com financiamento externo. . . . .                                                             | 28 |
| Figura 9 – Representação do modelo de locação do gerador. . . . .                                                                            | 29 |
| Figura 10 – Fluxograma de solicitação de acesso para minigeração. . . . .                                                                    | 31 |
| Figura 11 – Fluxograma de solicitação de acesso para microgeração. . . . .                                                                   | 33 |
| Figura 4 – Médias da irradiação total diária no plano inclinado para a cidade de Rio Largo/AL. . . . .                                       | 35 |
| Figura 5 – Perfil de consumo das unidades beneficiárias ao longo do período analisado (jan/22 até dez/23). . . . .                           | 40 |
| Figura 6 – Relação do consumo compensável e consumo compensado ao longo do período analisado. . . . .                                        | 41 |
| Figura 7 – Custos sem GD e custos com GD ao longo do período analisado para o cenário 1. . . . .                                             | 43 |
| Figura 8 – Economia mensal (eixo da esquerda) x economia acumulada (eixo da direita) ao longo do período analisado para o cenário 1. . . . . | 43 |
| Figura 9 – Custos sem GD e custos com GD ao longo do período analisado para o cenário 2. . . . .                                             | 45 |
| Figura 10 – Economia mensal x economia acumulada ao longo do período analisado para o cenário 2. . . . .                                     | 46 |
| Figura 11 – Pagamento da TUSD fio B ao longo do período analisado para o cenário 2. . . . .                                                  | 47 |
| Figura 12 – Comparação dos custos totais com GD entre o cenário 1 e o cenário 2. . . . .                                                     | 48 |
| Figura 13 – Comparação das economias entre o cenário 1 e o cenário 2. . . . .                                                                | 49 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                |    |
|----------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 – Representação dos descontos do grupo GD II. . . . . | 38 |
| Tabela 2 – Representação dos descontos do grupo GD II. . . . . | 39 |
| Tabela 3 – Análise de custos e economia no cenário 1. . . . .  | 42 |
| Tabela 4 – Análise de custos e economia no cenário 2. . . . .  | 44 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|         |                                                                                |
|---------|--------------------------------------------------------------------------------|
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica                                           |
| CA      | Corrente Alternada                                                             |
| CAPEX   | <i>Capital Expenditure</i> (despesas de capital)                               |
| CC      | Corrente Contínua                                                              |
| CNPJ    | Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica                                           |
| CPF     | Cadastro de Pessoa Física                                                      |
| EMUC    | Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras                             |
| EPE     | Empresa de Pesquisa Energética                                                 |
| GD      | Geração Distribuída                                                            |
| GEEs    | Gases de efeito estufa                                                         |
| GW      | Gigawatt                                                                       |
| IEA     | <i>Internacional Energy Agency</i> (agência internacional de energia)          |
| kVA     | Quilovoltampere                                                                |
| kW      | Quilowatt                                                                      |
| kWp     | Quilowattpico                                                                  |
| MW      | Megawatt                                                                       |
| MWh     | Megawatthora                                                                   |
| OPEX    | <i>Operating expenditures</i> (despesas operacionais)                          |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| REN     | Resolução Normativa                                                            |
| SCEE    | Sistema de Compensação de Energia Elétrica                                     |
| TE      | Tarifa de Energia                                                              |
| TUSD    | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição                                       |
| TWh     | Terawatthora                                                                   |

## SUMÁRIO

|          |                                                              |           |
|----------|--------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>                                  | <b>11</b> |
| 1.1      | Objetivos Gerais . . . . .                                   | 13        |
| 1.2      | Objetivos Específicos . . . . .                              | 13        |
| <b>2</b> | <b>REFERENCIAL TEÓRICO . . . . .</b>                         | <b>14</b> |
| 2.1      | REFERENCIAL REGULATÓRIO . . . . .                            | 14        |
| 2.1.1    | Resolução Normativa Nº 482/2012 . . . . .                    | 14        |
| 2.1.2    | Resolução Normativa Nº 687/2015 . . . . .                    | 15        |
| 2.1.3    | Resolução Normativa Nº 1000/2021 . . . . .                   | 18        |
| 2.1.4    | Resolução Normativa Nº 1059/2023 e Lei 14.300/2022 . . . . . | 18        |
| 2.2      | PANORÂMA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL . . . . .          | 22        |
| 2.3      | GERAÇÃO COMPARTILHADA . . . . .                              | 24        |
| 2.3.1    | Principais atores dos modelos existentes . . . . .           | 26        |
| 2.3.2    | Modelos de negócio . . . . .                                 | 27        |
| 2.4      | PROCEDIMENTOS DE ACESSO . . . . .                            | 29        |
| <b>3</b> | <b>MATERIAL E MÉTODOS . . . . .</b>                          | <b>34</b> |
| 3.1      | MATERIAIS DE ESTUDO . . . . .                                | 34        |
| 3.2      | CENÁRIO 1 . . . . .                                          | 38        |
| 3.3      | CENÁRIO 2 . . . . .                                          | 38        |
| 3.4      | ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS CENÁRIOS 1 E 2 . . . . .        | 39        |
| <b>4</b> | <b>RESULTADOS E DISCUSSÕES . . . . .</b>                     | <b>40</b> |
| 4.1      | CENÁRIO 1 . . . . .                                          | 40        |
| 4.2      | CENÁRIO 2 . . . . .                                          | 44        |
| 4.3      | COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS 1 E 2 . . . . .                    | 47        |
| <b>5</b> | <b>CONCLUSÃO . . . . .</b>                                   | <b>50</b> |
| <b>6</b> | <b>SUGESTÕES FUTURAS . . . . .</b>                           | <b>51</b> |
|          | <b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>                                 | <b>52</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica desde sua descoberta e aplicação prática tem desempenhado um papel fundamental no progresso e desenvolvimento das sociedades modernas. É um insumo vital para a humanidade nos mais variados âmbitos, sendo essencial nas áreas industriais, comerciais, setores de educação, saúde, desenvolvimento de novas tecnologias e afins. No cerne das operações industriais, a energia elétrica é a força propulsora que impulsiona a maquinaria, alimenta os processos produtivos e catalisa a inovação tecnológica.

É de extrema importância que os setores industriais e comerciais tenham as mínimas condições de operação, no que diz respeito ao fornecimento de energia elétrica, para que possam produzir e oferecer um crescimento dos setores. Em oposição ao que se espera, entre 2011 e 2015 houve uma redução de aproximadamente 60 TWh na geração de energia elétrica da fonte hidráulica no Brasil (ONS, 2023). No mesmo período, para remediar a diminuição de geração de uma fonte abundante na matriz elétrica nacional, houve um aumento significativo na oferta de usinas termoeletricas que apresentaram um crescimento de 88 TWh no período analisado (ONS, 2023).

Devido ao aumento da geração termoeletrica, a consequência é o crescimento das concentrações de gases de efeito estufa (GEEs) na atmosfera. E, segundo Aquino et al. (2017), em virtude disso, os níveis dos oceanos estão aumentando, o agravamento de secas e enchentes vêm se tornando cada vez mais recorrentes.

Em razão do aumento dos níveis de GEEs, o acordo de Paris foi assinado pelas Nações Unidas em dezembro de 2015 e busca promover uma mudança de paradigma na forma de produzir energia, almejando ser menos dependente dos combustíveis fósseis – principais emissores dos gases. Entre as opções mais importantes de mitigação, a lenta substituição das fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis, como carvão, petróleo e gás natural (que representam juntos cerca de 80% da matriz energética mundial (IEA, 2022)), por fontes de baixo carbono – fontes renováveis como biomassa, hidráulica, solar e eólica – vêm se apresentando como uma opção válida atendendo aos pré-requisitos citados.

Nesse panorama, as fontes eólica e solar fotovoltaica vêm se revelando alternativas viáveis, tendo a primeira alcançado 95,8 TWh de geração no ano de 2023, apresentando um aumento de 13% em relação ao ano anterior (EPE, 2024). Já a fonte solar fotovoltaica possui elevados índices de irradiação em grande parte do território nacional, pelo fato de o Brasil estar situado em uma região próxima a linha do Equador, apresentando uma variação pequena durante

o ano (MARTINS et al., 2017) fazendo com que tenha um potencial de utilização elevado.

Porém, as fontes de energia mencionadas apresentam uma natureza intermitente, de modo que não apresentam uma constância na geração de energia elétrica resultando na necessidade de utilização das termoeletricas como uma fonte de reserva, apenas utilizada para complementar a geração de energia. Desse modo, a alta utilização de termoeletricas provocam pagamentos excessivos para os consumidores finais, resultando em um cenário no qual a redução de custos para o consumidor final não seja atingida em um curto espaço de tempo.

Diante da situação em que os preços estão desfavoráveis para os consumidores e levando em conta o contexto de baixo crescimento econômico que o país está atravessando, torna-se essencial explorar alternativas visando a implementação dessas fontes renováveis de geração de energia elétrica e a diminuição desse ônus para os consumidores em geral.

Em 17 de abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa (REN) Nº 482 (ANEEL, 2012), publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que marcou o início da geração distribuída no país, legitimando a geração de energia por meio de fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que permite que cada consumidor conectado à rede de distribuição elétrica consiga gerar sua própria energia.

A Geração Distribuída (GD) é definida pelo artigo 14 do Decreto-Lei Nº 5.163 de 2004 (BRASIL, 2004), que considera geração distribuída a produção de energia elétrica daqueles que estão conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição. Então, qualquer usuário que esteja conectado a uma distribuidora de energia e respeitando os limites definidos nas Resoluções pode participar do SCEE nas suas diversas modalidades.

Uma vez que a GD se tornou algo mais palpável para os consumidores, ainda existem aqueles que desejam ter tal benefício, mas não podem pagar por tal privilégio ou até mesmo estão impossibilitados, como é o caso de unidades consumidoras que possuem sombreamento em seu telhado, usuários que estão em propriedades alugadas (ficando impossibilitados de modificar o imóvel em questão) ou até mesmo consumidores que estão lotados em salas comerciais e são impossibilitados de instalarem uma geração.

Dessa forma, a geração compartilhada é uma das diversas modalidades de geração distribuída regulamentada pela ANEEL, que visa justamente a universalização da GD fazendo com que esses consumidores tenham a oportunidade baratear os custos com energia elétrica.

## **1.1 OBJETIVOS GERAIS**

Esse trabalho visa analisar a viabilidade técnica para a implementação de uma usina de geração distribuída, do tipo solar fotovoltaica, destinada à geração compartilhada, do ponto de vista dos consumidores. Também tem como objetivo realizar uma análise de uma usina real, baseando-se em dois cenários, sendo o cenário 1 uma análise de compensação de acordo com as Resoluções vigentes à época (classificados como GD I) e o cenário 2 uma análise de compensação de acordo com as Resoluções vigentes atualmente (classificados GD II). Por fim, uma comparação entre os dois cenários será feita.

## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Analisar o panorama da geração distribuída no Brasil e, mais especificamente, a geração compartilhada;
- Analisar o conceito de viabilidade técnica para o grupo de consumidores aplicando os conceitos de compensação no grupo GD I;
- Analisar o conceito de viabilidade técnica para o grupo de consumidores aplicando os conceitos de compensação no grupo GD II;
- Comparar os dois cenários de viabilidade técnica (vigente à época x atual).

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

O presente capítulo vai revisar os principais termos a respeito do assunto geração distribuída. Primeiramente um referencial regulatório será realizado, fazendo uma linha do tempo das publicações das Resoluções Normativas (REN), histórico sobre a geração distribuída e geração compartilhada no Brasil.

### 2.1 REFERENCIAL REGULATÓRIO

A seção em questão irá apresentar um breve resumo sobre as publicações de Resoluções Normativas (REN) e suas principais características.

#### 2.1.1 Resolução Normativa Nº 482/2012

O marco inicial da Geração Distribuída no Brasil se dá com a publicação da REN 482/2012 (ANEEL, 2012). Nessa resolução são definidos os requisitos a serem atendidos para que os consumidores consigam gerar sua própria energia. Essas definições vão desde a definição das fontes geradoras que irão ser consideradas válidas – hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada – até a diferença entre os possíveis sistemas a serem conectados na rede de distribuição do acessante, que são:

- **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica que possua uma potência instalada menor ou igual a 100 kW;
- **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica que possua potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

Caso a energia injetada pela unidade geradora seja maior que o consumo registrado pelo medidor, a unidade geradora em questão irá apenas pagar o custo de disponibilidade, que nada mais é do que a taxa mínima remunerável à distribuidora de energia referente à disponibilidade da rede elétrica aos consumidores de baixa tensão, conforme o tipo de ligação da unidade. Caso ela seja monofásica, o custo de disponibilidade equivale a 30 kWh, se bifásico 50 kWh e se trifásico 100 kWh.

Juntamente com essas definições, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) foi criado. Esse sistema legitima a energia excedente gerada nas centrais geradoras, de modo que essa energia poderá ser utilizada posteriormente pela mesma unidade geradora ou então pode ser enviada para outras unidades consumidoras de mesma titularidade da unidade onde a

energia foi gerada, desde que possua o mesmo CPF ou CNPJ. Essa energia excedente injetada na rede da distribuidora local possui uma duração de 36 meses (3 anos), fazendo com que o consumidor possua um prazo para utilizá-los.

### **2.1.2 Resolução Normativa Nº 687/2015**

Visando o aperfeiçoamento dos processos referente à adoção dos consumidores brasileiros aos sistemas de geração distribuída, a ANEEL realizou uma consulta pública realizada entre maio e junho de 2015 (Audiência pública nº 026/2015) para que uma nova Resolução Normativa fosse emitida. A partir dos resultados obtidos na audiência pública realizada aliado a análise da Agência, a REN 687/2015 (ANEEL, 2015) foi publicada e com ela algumas alterações e novidades foram observadas.

Entre as principais alterações, os conceitos de micro e minigeração foram alterados, de modo que se enquadram em microgeração distribuída a central geradora que possua potência instalada menor ou igual a 75 kW e as centrais geradoras que se enquadram no modelo de minigeração distribuída devem possuir potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW para as fontes hídricas e 5 MW para as demais fontes renováveis (aumentando a potência da Resolução anterior, que era de 1 MW).

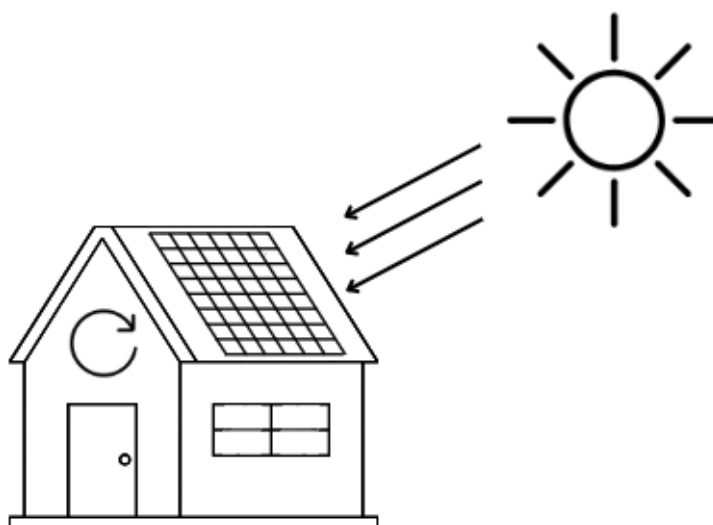
Destaca-se entre as principais alterações a validade dos créditos de energia excedente que são estocados pelas unidades beneficiárias. Os 36 meses que era definido como tempo máximo para utilização dos créditos estocados agora passam a vigorar como 60 meses.

No que diz respeito a modalidade de participação no SCEE foram adicionados mais dois tipos. Segue abaixo uma definição de cada uma das modalidades e que prevalecem até os dias atuais.

- **Geração junto à carga**

A modalidade já é existente desde a REN 482/2012 (ANEEL, 2012). Essa modalidade ocorre quando a unidade geradora utiliza os créditos de energia – excedente entre a geração e o consumo da unidade consumidora – somente para a unidade em questão. Ou seja, a central geradora só possui uma única beneficiária que é ela mesma, conforme Figura 1.

Figura 1 – Representação da modalidade geração junto à carga.

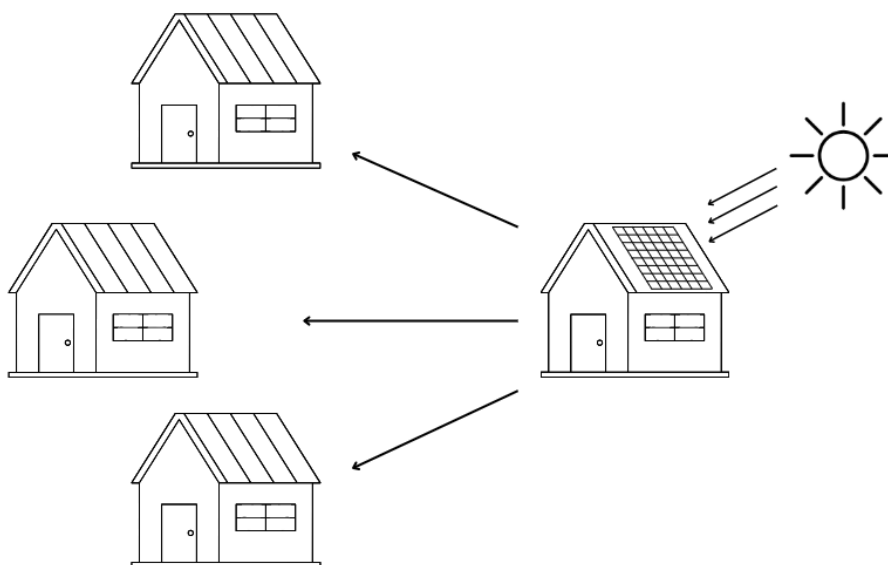


Fonte: Autor (2025).

- **Autoconsumo Remoto**

Essa modalidade também existe desde a REN 482/2012 (ANEEL, 2012). Ela ocorre quando os créditos de energia são enviados para unidades consumidoras além da unidade geradora (Figura 2), tendo como condições as unidades estarem em mesma titularidade (CPF ou CNPJ) e estarem na mesma área de concessão ou permissão.

Figura 2 – Representação da modalidade autoconsumo remoto.

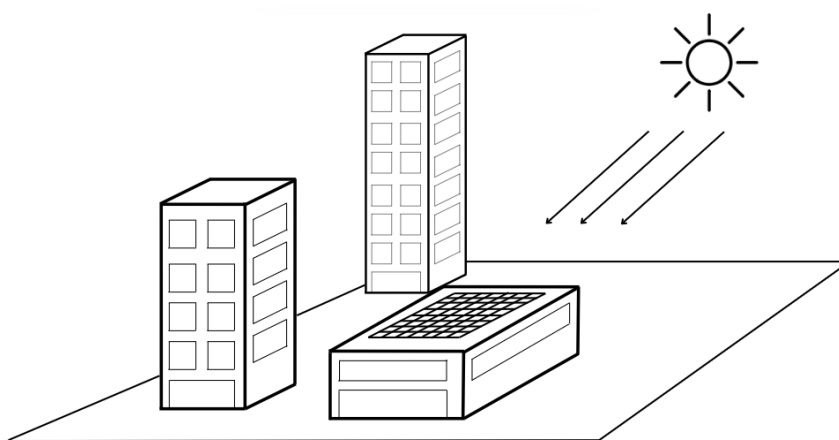


Fonte: Autor (2025).

- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras**

Essa é uma das novas modalidades que passou a vigorar a partir da REN 687/2015 (ANEEL, 2015). Ela é caracterizada para unidades consumidoras que fazem parte de um EMUC (Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras) sendo eles loteamentos/conjuntos residenciais horizontais (condomínio de casas), verticais (condomínios de prédios) ou até mesmo comerciais (como uma galeria de lojas, por exemplo), conforme Figura 3.

Figura 3 – Representação da modalidade EMUC.



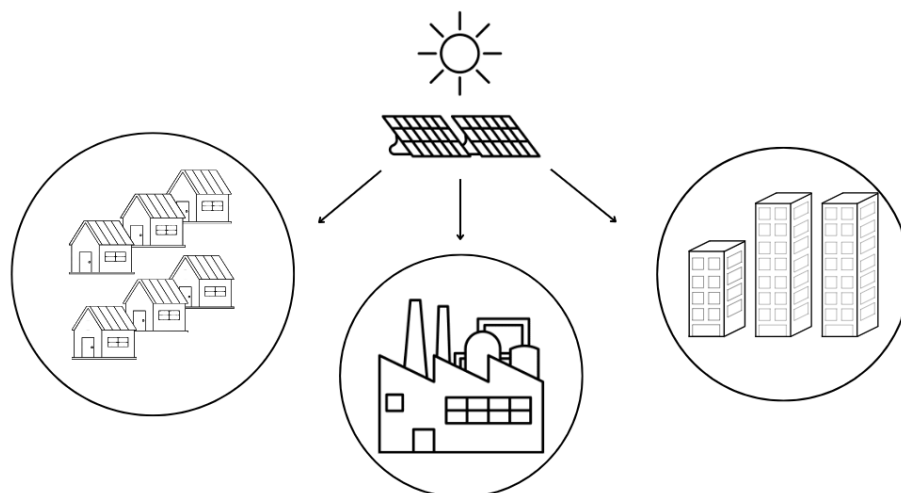
Fonte: Autor (2025).

As unidades beneficiárias precisam estar em mesma propriedade e deve existir uma (ou mais de uma) área comum a todos os condôminos – de responsabilidade do condomínio, administração ou proprietário – para que essa área comum possa ficar apta a se tornar uma unidade geradora. De acordo com o inciso IV do Artigo 7º da REN 687/2015 (ANEEL, 2015), para essa modalidade de participação do SCEE específica, toda a energia injetada na rede é enviada para os participantes (e não os créditos excedentes, como nas modalidades anteriores), não sendo obrigatória a participação de todos os condôminos.

- **Geração Compartilhada**

Por fim, essa é a última modalidade do SCEE que também passou a vigorar a partir da REN 687/2015 (ANEEL, 2015). Ela é definida a partir de uma convenção de consumidores (desde que estejam na mesma área de concessão ou permissão) através de um instrumento jurídico legal – por meio de um consórcio ou cooperativa, por exemplo – na qual possuam uma (ou mais de uma) unidade geradora em local diferente das unidades consumidoras beneficiárias (Figura 4).

Figura 4 – Representação da modalidade geração compartilhada.



Fonte: Autor (2025).

Essa modalidade se diferencia da Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras pelo fato de que as unidades beneficiárias e geradora não precisam estar localizadas em uma mesma propriedade (como um condomínio). Possuindo um instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes é possível ter um envio de créditos para várias unidades beneficiárias em todo o território de concessão/permissão.

### 2.1.3 Resolução Normativa Nº 1000/2021

A REN 1000/2021 (ANEEL, 2021a) veio com a finalidade de unificar as muitas Resoluções Normativas em vigor da ANEEL à época. Porém, não houve alterações ou revogação da REN 687/2015 (ANEEL, 2015), que por sua vez estava em revisão à época em que a REN 1000/2021 (ANEEL, 2021a) foi publicada.

### 2.1.4 Resolução Normativa Nº 1059/2023 e Lei 14.300/2022

A REN 1059/2023 (ANEEL, 2023) veio para regulamentar a Lei Nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) (aprovada em 07/01/2022, mas só passou a vigorar em 07/01/2023), que revoga a REN 687/2015 (ANEEL, 2015) e altera alguns itens da REN 1000/2021 (ANEEL, 2021a) no que diz respeito à conexão e faturamento de centrais geradoras de micro e minigeração distribuída, juntamente com mudanças no SCEE. As principais mudanças serão listadas nos tópicos abaixo.

### • Faturamento Optante-B

Para as unidades consumidoras faturadas nessa modalidade houve uma alteração de grande impacto para o setor. As unidades optantes-B são aquelas que se enquadram no artigo 292 da REN 1000/2021 (ANEEL, 2021a), que afirma:

Art. 292. O consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B para sua unidade consumidora do grupo A, desde que atendido um dos seguintes critérios:

I - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA;

II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;

III - a atividade desenvolvida na unidade consumidora for a exploração de serviços de hotelaria ou pousada e estiver localizada em área de veraneio ou turismo, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou

IV - a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação for maior ou igual a 2/3 da carga instalada total em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias.

Então, caso uma unidade geradora tenha uma minigeração distribuída e seja atendida em um nível de tensão que a classifique como Grupo A (visto que o limite de demanda para ser tarifado como Grupo B é de 75 kW), antes da publicação da REN 1059/2023 (ANEEL, 2023) a unidade poderia ser tarifada como uma unidade de baixa tensão, pois ela atende a pelo menos um dos critérios definidos no artigo visto anteriormente (mais especificamente o inciso II), se tornando assim uma unidade geradora do tipo optante-B. Entretanto, com a publicação da REN 1059/2023 (ANEEL, 2023), foi incluído um parágrafo no artigo 292 da REN 1000/2021 (ANEEL, 2021a), que passou a vigorar:

Art. 292. [...]

§3º Para unidade consumidora participante do SCEE, a opção de que trata o caput pode ser efetuada desde que atendidos, de forma conjunta, os seguintes critérios:

I - possuir microgeração ou minigeração distribuída na unidade consumidora;

II - a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora for menor ou igual a 112,5 kVA; e

III - não haver alocação ou recebimento de excedentes de energia em unidade consumidora distinta de onde ocorreu a geração de energia elétrica.

Portanto, os consumidores participantes do SCEE que não atendem em conjunto aos critérios mencionados acima terão que escolher entre continuar a serem tarifados como optante B e não participarem do SCEE ou o contrário.

### • Pagamento da TUSD Fio B e TUSD fio A

Uma das principais alterações da Resolução é que impactou o segmento de geração distribuída como um todo. Nas Resoluções anteriores, os participantes do SCEE que fossem tarifados como grupo B e que injetassem energia suficiente para abater todo o consumo pagariam somente o custo de disponibilidade.

Entretanto, com a publicação da REN 1059/2023 (ANEEL, 2023) os novos participantes do SCEE (gerador ou beneficiário) deverão considerar a parcela da TUSD fio B ou TUSD fio A, a depender do nível de tensão que a unidade estará conectada. Essa parcela sempre esteve inserida dentro do valor total da tarifa de energia (Figura 5), que contém diversos componentes como: TE (tarifa de energia) – referente ao consumo de energia do sistema de distribuição –, encargos (impostos, multas e afins), TUSD (Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição) e as perdas (técnicas e não técnicas).

Figura 5 – Composição da tarifa de energia.

| TARIFA DE ENERGIA |          |                   |                                         |
|-------------------|----------|-------------------|-----------------------------------------|
| TE                |          | TUSD              |                                         |
| ENERGIA           | ENCARGOS | FIO A<br>(trans.) | FIO B<br>(distribuição) ENCARGOS PERDAS |

Fonte: Autor (2025).

A TUSD fio B e fio A são os custos vinculados à utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local até os consumidores finais (nos níveis de tensão primários e secundários). Então, conforme o artigo 655-I da REN 1059/2023 (ANEEL, 2023):

Art. 655-I [...]

§1º A parcela referente à energia ativa consumida da rede de distribuição é o maior valor entre os obtidos a partir do:

I - custo de disponibilidade disposto no art. 291; ou

II - faturamento referente à energia consumida da rede, composto pela soma:

a) da diferença positiva entre o montante de energia ativa consumido da rede e a energia compensada, faturada conforme regras aplicadas aos demais consumidores; e

b) do faturamento do custo de transporte da energia compensada, conforme enquadramento [...]

A Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022) esclarece que o pagamento referente à parcela da TUSD fio B ou fio A não será feito por todos os participantes do SCEE e nem será feito

de maneira integral. A Lei cria três grupos distintos de geradores, definidos da seguinte forma:

- **GD I:** Unidades que permanecem com as condições anteriores à publicação da REN 1059/2023 (ANEEL, 2023) e estarão isentas do pagamento referente à essa parcela juntamente com a TE até o ano de 2045, onde irão definir quais critérios serão adotados. As condições para se enquadrar nesse grupo são: ter sua geração distribuída conectada até o dia 07 de janeiro de 2023 ou ter seu projeto protocolado até o dia 07 de janeiro de 2023 e conectado até o prazo máximo de injeção, conforme modalidade (micro ou minigeração).
- **GD II:** Unidades que apresentam condições diferentes do grupo GD I. As unidades desse grupo irão ter que pagar a parcela referente à TE e a TUSD fio B de maneira gradual, tendo um desconto decrescente até o ano de 2029, onde irão definir quais critérios serão adotados. As condições para se enquadrar nesse grupo são: não ser do grupo GD I, ter como modalidade no SCEE autoconsumo local, autoconsumo remoto, geração compartilhada até 500 kW (com participações de rateio < 25% da geração) ou fontes despacháveis de qualquer modalidade.
- **GD III:** Unidades que apresentam condições diferentes do grupo GD I e GD II. Basicamente são unidades geradoras de grande porte. Para esse grupo, ocorrerá o pagamento de 100% da TUSD fio B e 40% da TUSD fio A até o ano de 2029, onde irão definir quais critérios serão adotados. As condições para se enquadrar nesse grupo são: não ser do grupo GD I ou GD II ou ter como modalidade no SCEE: autoconsumo remoto e geração compartilhada maior que 500 kW (quando uma beneficiária tiver participações  $\geq 25\%$  da geração).

• **Limites de minigeração distribuída**

A REN 1059/2023 (ANEEL, 2023) também trouxe um novo entendimento para os limites de minigeração distribuída. A partir da data de sua publicação, passaram a vigorar as seguintes definições:

- 5 MW para fontes despacháveis aquelas nas quais a geração de energia pode ser controlada;

- 3 MW para as demais fontes não enquadradas como centrais geradoras de fontes despacháveis;
- 5 MW para as unidades consumidoras classificadas como GD I.

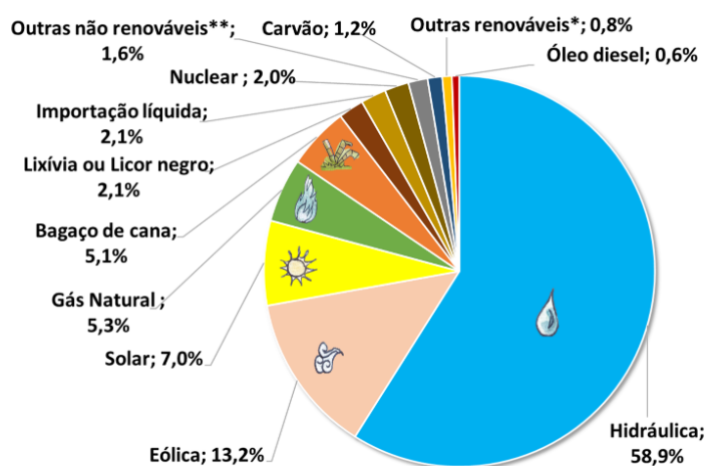
## 2.2 PANORÂMA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A geração de energia elétrica no Brasil tem seu início no final do século XIX, mais precisamente no ano de 1879, após D. Pedro II inaugurar um sistema de iluminação pública na estação central da estrada de ferro de mesmo nome do Imperador que futuramente veio a se tornar a Central do Brasil, no Rio de Janeiro (SILVA, 2006).

Após sua chegada no país, a energia elétrica foi em seus primeiros passos algo muito pontual, sendo destinada principalmente para iluminação pública e atividades fabris e indústrias de pequeno e médio porte (GOMES; VIEIRA, 2009). Só em 1901 ocorre a inauguração da usina hidroelétrica de Marmelos Zero (a primeira usina hidroelétrica da América Latina).

Cerca de 124 anos depois, o Brasil possui uma matriz elétrica amplamente diversificada e majoritariamente constituída de fontes renováveis de energia. Segundo o BEN 2024 (EPE, 2024), cerca de 85% da matriz elétrica nacional é composta por fontes renováveis de energia (Figura 6), tendo como principais fontes a hidráulica (58,9%), eólica (13,2%) e solar (7,0%).

Figura 6 – Representação da matriz elétrica do Brasil.

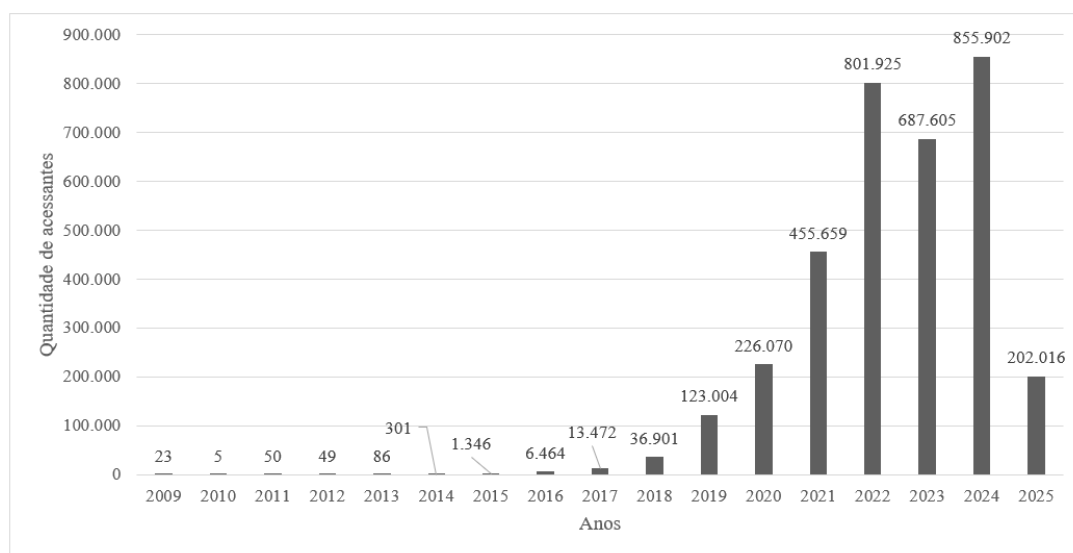


Fonte: EPE (2024).

É inegável que uma parcela da diversificação da matriz energética se deve às condições estabelecidas pelo marco inicial da GD aqui no Brasil, que se deu com a publicação da REN 482/2012 (ANEEL, 2012). Segundo os dados abertos divulgados pela ANEEL, até a primeira quinzena de abril de 2025 existiam cerca de 3,41 milhões de sistemas conectados à rede de

distribuição de energia elétrica (Gráfico 1), tendo uma potência instalada de aproximadamente 38,52 gigawatts (GW). Além das unidades geradoras, existem aproximadamente 5,11 milhões de unidades beneficiárias (aquelas que recebem créditos de energia).

Gráfico 1 – Quantidade anual de acessantes de GD à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2025).

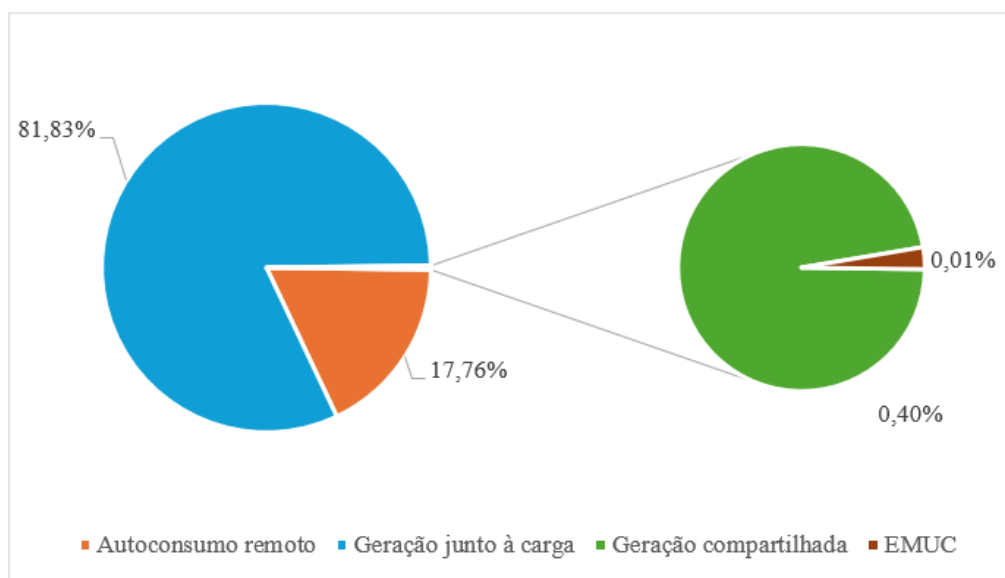
Dentre as fontes geradoras da GD, destaca-se a energia solar fotovoltaica com um total de 3.390.168 acessantes, representando 99,977% do total de geradores. As fontes térmicas, eólica e centrais de geração hidroelétricas representam cerca de 600 (0,018%), 102 (0,003%) e 65 (0,002%), respectivamente (ANEEL, 2025).

Percebe-se que, a partir da publicação da REN 687 de 2015 (ANEEL, 2015), houve um crescimento exponencial de unidades com GD. Isso se deve ao fato de que a resolução em questão trouxe diversas melhorias da resolução passada no âmbito de prolongamento da duração dos créditos gerados, maior facilidade na tramitação de solicitações junto às distribuidoras e a criação de novas modalidades de participação do SCEE.

Entre os casos de aprimoramento da resolução, destaca-se uma das novas modalidades de participação do SCEE: a geração compartilhada. Essa modalidade democratizou o acesso à geração distribuída, não exigindo que o consumidor tenha a geração no mesmo local onde há o consumo. Então, essa nova modalidade permitiu que os consumidores que não possuem espaço útil para comportar uma geração distribuída e/ou capital para investirem possam ter acesso ao SCEE, recebendo créditos de energia e tendo uma economia efetiva na sua fatura de energia.

O Gráfico 2 mostra uma relação entre as modalidades existentes: autoconsumo remoto, geração compartilhada, geração junto à carga e EMUC.

Gráfico 2 – Relação percentual entre as modalidades de participação do SCEE existentes até o mês de abril/25.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2025).

Nota-se que a modalidade de geração junto à carga possui enorme diferença entre as demais, contando com um total de 2.780.643 usuários representando 81,83%. Em segundo lugar vem o autoconsumo remoto, tendo um total de 603.417 acessantes (17,76%). A Geração Compartilhada, que vem na terceira colocação possuindo pouco mais de 13.610 geradores (0,40%). Por fim tem-se a modalidade EMUC, que possui 401 usuários (0,01%).

Percebe-se que a modalidade de geração compartilhada, ainda está sendo pouco utilizada comparada às outras modalidades, fazendo com que o presente estudo tenha uma importância significativa, visto que há um grande potencial a ser explorado por aqueles que desejam ter uma economia efetiva nos custos com energia elétrica e não sabem como.

### 2.3 GERAÇÃO COMPARTILHADA

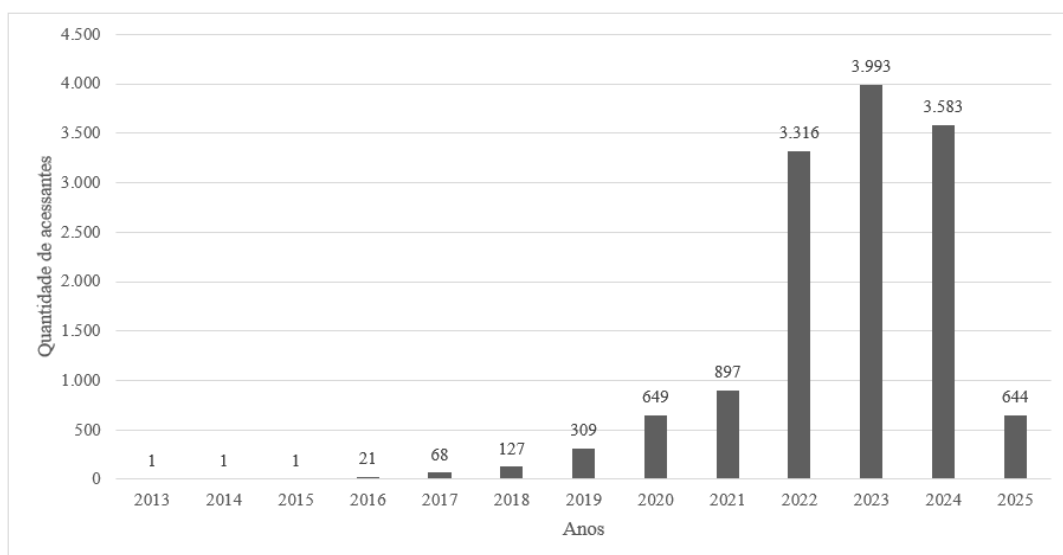
Logo após a publicação da REN 687/2015 (ANEEL, 2015), a modalidade de participação do SCEE denominada como Geração Compartilhada foi implementada. Por definição, a modalidade é permitida a partir de uma reunião de consumidores através de um instrumento jurídico legal, na qual possuam uma unidade geradora em diferente local das unidades beneficiárias, desde que estejam na mesma área de concessão ou permissão.

Essa modalidade abriu portas para que consumidores que não possuem a disponibilidade financeira para um investimento em um sistema de geração distribuída e/ou não possuem condições favoráveis para tal implementação como estarem locadas em um imóvel alugado, não

ter espaço físico para instalação de uma GD e afins, possam se beneficiar com uma redução em sua fatura de energia.

O Gráfico 3 detalha o crescimento da modalidade em questão que, até a primeira quinzena de abril de 2025 contava com cerca de 13.610 unidades conectadas à rede das concessionárias de energia elétrica no Brasil, tendo uma potência total instalada de 1,56 GW de acordo com os dados abertos divulgados pela ANEEL (2025). Essas unidades geradoras enviam créditos de energia para um total de 535.883 unidades beneficiárias, totalizando quase 550 mil unidades participantes da modalidade.

Gráfico 3 – Quantidade anual de acessantes da modalidade Geração Compartilhada no Brasil.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2025).

Não muito diferente do cenário geral da GD, a modalidade em questão possui cerca de um total de 13.576 de geradores da fonte solar fotovoltaica, representando 99,750% do total. As fontes térmicas, eólica e centrais de geração hidroelétricas representam do total 20 (0,147%), 1 (0,007%) e 13 (0,096%), respectivamente (ANEEL, 2025).

Um item indispensável para configurar uma Geração Compartilhada é o instrumento jurídico legal que relaciona os consumidores constituintes dessa modalidade. Esse documento pode variar a depender dos participantes da modalidade, mas, de modo geral, divide-se em duas categorias: consórcio ou cooperativa.

De acordo com Lima (2018), os consórcios de GD reúnem empresas que firmam um contrato entre si para se beneficiarem das vantagens do compartilhamento de recursos na implementação de um gerador. Como o consórcio é regulado pela Lei Nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, ele deve se inscrever no CNPJ (conforme o artigo 4º da Instrução Normativa da Receita

Federal do Brasil 1.634/2016) e ser o titular da unidade geradora.

Ainda segundo Lima (2018), a ANEEL permite que os consórcios criados em conformidade com a Lei Nº 11.795/2008 (destinados a propiciar o acesso ao consumo de bens e serviços) também possam aderir ao SCEE.

Portanto, o instrumento jurídico no caso da adoção de um consórcio voltado à geração de energia elétrica seria a adoção de um contrato ou estatuto social, na qual cada consorciado estaria obrigado a responder por suas obrigações, sem presunção de solidariedade segundo o artigo 278, §1º da Lei Nº 6.404/1976.

Já para a cooperativa, ela é definida conforme a Lei Nº 5.764, de 16 de dezembro de 1971, na qual uma cooperativa é uma convenção entre no mínimo 20 interessados que tem como objetivo prestar serviços aos associados. Portanto, a cooperativa terá como objetivo a geração de energia que será distribuída entre os seus associados de modo a suprir as necessidades de cada um.

Então, no caso de uma cooperativa, o instrumento legal seria um estatuto social contendo todos os seus associados, aprovados em uma assembleia geral.

### **2.3.1 Principais atores dos modelos existentes**

Dentre os modelos de negócios que serão vistos posteriormente, em cada um deles existem peças fundamentais para que a engrenagem da geração distribuída funcione. Segue abaixo uma relação deles.

- **Investidores**

Os investidores podem ser empresas ou até mesmo pessoas que dispõem dos recursos necessários para a implementação da geradora e irão custear o *Capital Expenditure* (popularmente conhecido como CAPEX), que traduzido significa despesas de capital. Essas despesas são os custos que um determinado investimento à longo prazo possui.

- **Consumidores**

Serão as pessoas ou empresas que irão se unir através de uma cooperativa ou consórcio para receber os créditos de energia da unidade geradora. Eles poderão ou não também assumir o papel de investidores a depender do modelo de negócio a ser adotado.

- **Cooperativas ou consórcios**

São as entidades que se comunicam entre os consumidores e os investidores, a depender do modelo de negócio adotado. Em alguns modelos de negócios, esses agentes realizam a locação da(s) unidade(s) geradora(s) de investidores para consumidores que não desejam ou não têm condições de investir em uma infraestrutura de geração distribuída, fazendo com que o investidor garanta o retorno financeiro investido na geração ao mesmo tempo que descontos efetivos estão sendo gerados para os consumidores.

- **Empresas fornecedoras do gerador**

São as empresas responsáveis pelo fornecimento da geração a ser instalada na unidade geradora, também conhecidas como integradoras.

- **Empresas instaladoras**

São as empresas que lidam com as instalações dos geradores comprados. A depender do modelo de negócio, esse agente também pode fornecer o gerador intermediando o contato com a empresa fornecedora ou sendo a própria fornecedora.

Elas serão responsáveis também pela instalação de toda a infraestrutura necessária para que o gerador funcione perfeitamente.

Normalmente, elas também oferecem os serviços de manutenção do gerador e da infraestrutura instalada.

- **Concessionárias/distribuidoras de energia**

São os responsáveis pela distribuição de energia elétrica na região onde a unidade geradora e beneficiárias estão instaladas.

### 2.3.2 Modelos de negócio

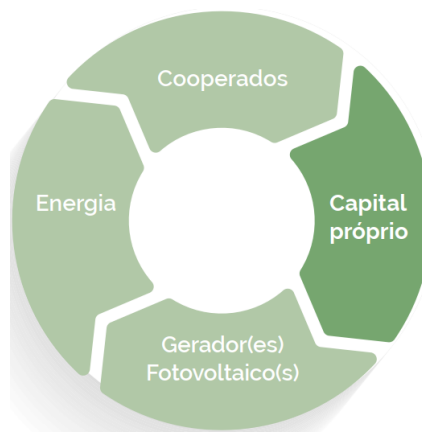
Segundo Lima (2018), existem três principais modelos de negócios que serão discutidos nesse tópico.

- **Modelo de negócio com recursos próprios**

Ainda segundo Lima (2018), o modelo com recursos próprios consiste na reunião de cooperados/consorciados que investem em conjunto, com capital próprio, em um ou mais geradores. A energia que é produzida será rateada entre os integrantes proporcionalmente aos valores investidos por cada um deles (Figura 7).

Além disso, deve existir um pequeno fluxo de capital interno destinado ao *Operating expenses* (OPEX), que nada mais são do que as despesas operacionais, que seriam as manutenções a serem realizadas, administração da energia gerada, monitoramento e afins.

Figura 7 – Representação do modelo de negócio com investimentos próprios.



Fonte: Adaptado de Lima (2018).

#### • Modelo de negócio com financiamento externo

Já o modelo com financiamento externo diz respeito aos integrantes da cooperativa/consórcio que não possuem recursos suficientes para investir em um gerador. Então, eles podem recorrer a um financiamento externo para adquirir os equipamentos (LIMA, 2018) (Figura 8).

Figura 8 – Representação do modelo de negócio com financiamento externo.



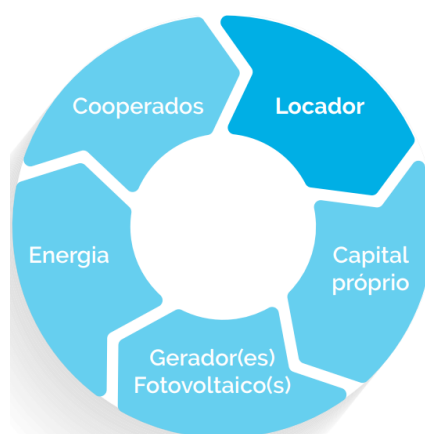
Fonte: Adaptado de Lima (2018).

Semelhante ao modelo de negócio com recursos próprios, deve existir um pequeno fluxo de capital interno destinado ao OPEX. Mas, nesse modelo de negócio deverá existir também um fluxo destinado ao pagamento do financiamento assumido.

- **Modelo de locação do gerador**

Nesse modelo, os interessados locam um gerador para produzir energia exclusivamente para os consociados/cooperados (LIMA, 2018) (Figura 9). Uma vez celebrada a relação investidor-consumidores, há um fluxo de capital destinados a arcar os custos operacionais (OPEX) e para a locação do gerador.

Figura 9 – Representação do modelo de locação do gerador.



Fonte: Adaptado de Lima (2018).

Também existem modelos de negócio na qual a cooperativa/consórcio assume total operação e manutenção da geração.

## 2.4 PROCEDIMENTOS DE ACESSO

Para que uma unidade geradora se torne apta a gerar sua própria energia e enviar seus créditos para outras unidades, ela deve passar por uma série de etapas previstas em normas definidas pela ANEEL e aplicadas em cada distribuidora referente à área de concessão em questão.

Esses processos são definidos como Etapas de Acesso e são regulados através da REN 1000/2021 (ANEEL, 2021a) e dos itens contidos no módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) que por sua vez está contido no anexo III da REN 956/2021 (ANEEL, 2021b). Eles têm como objetivo definir os critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento e posterior aprovação de projetos de acesso ao sistema de distribuição.

A partir dos limites de potência válidos, existem dois tipos de enquadramento para GD: microgeração distribuída (na qual a potência máxima injetada na rede é igual ou menor a 75 kW) e a minigeração (cujo a potência máxima injetada na rede é maior que 75 kW e menor ou

igual a 5.000 kW). Cada um desses enquadramentos envolvem uma série de processos e etapas a serem seguidas junto à concessionária de energia e, possuem processos um pouco diferentes entre eles.

No que diz respeito às solicitações voltadas para **minigeração** distribuída, as etapas são definidas da seguinte maneira (Figura 10):

- **Etapa 1:** É a etapa na qual o consumidor realiza a solicitação de aprovação prévia de projeto. Essa etapa é realizada para que o consumidor tenha uma percepção das condições de atendimento da distribuidora (se ela necessita de obras para reforço de rede ou não, por exemplo);
- **Etapa 2:** Análise de projeto prévio pela distribuidora. O prazo de análise é de 30 dias corridos. A validade da aprovação do pré-projeto é de um ano (365 dias corridos);
- **Etapa 3:** Etapa na qual o consumidor recebe sua aprovação e decide se de fato irá prosseguir com a GD a partir das condições impostas pela concessionária. Caso opte por prosseguir, o consumidor irá solicitar o parecer de acesso;
- **Etapa 4:** Análise do parecer de acesso. A distribuidora tem 5 dias úteis para análise inicial de toda documentação enviada. Possuindo toda a documentação correta, a distribuidora possui 45 dias para análise;
- **Etapa 5:** Etapa na qual o consumidor recebe o parecer de acesso aprovado. Para a fonte solar, a validade é de 12 meses e para as demais fontes 30 meses. Ele tem 10 dias úteis para manifestar se concorda ou não com as obras, prazos e valores previstos (caso se aplique);
- **Etapa 6:** Após aceite, o consumidor solicita a vistoria da GD. A concessionária possui 5 dias úteis para realizá-la. Caso tenha pendências, a concessionária deve comunicar o consumidor e ele terá que realizar as correções e voltar para a Etapa 6;
- **Etapa 7:** Etapa na qual a distribuidora aprova a GD, realiza a troca do medidor e a unidade começará a enviar créditos para o SCEE.

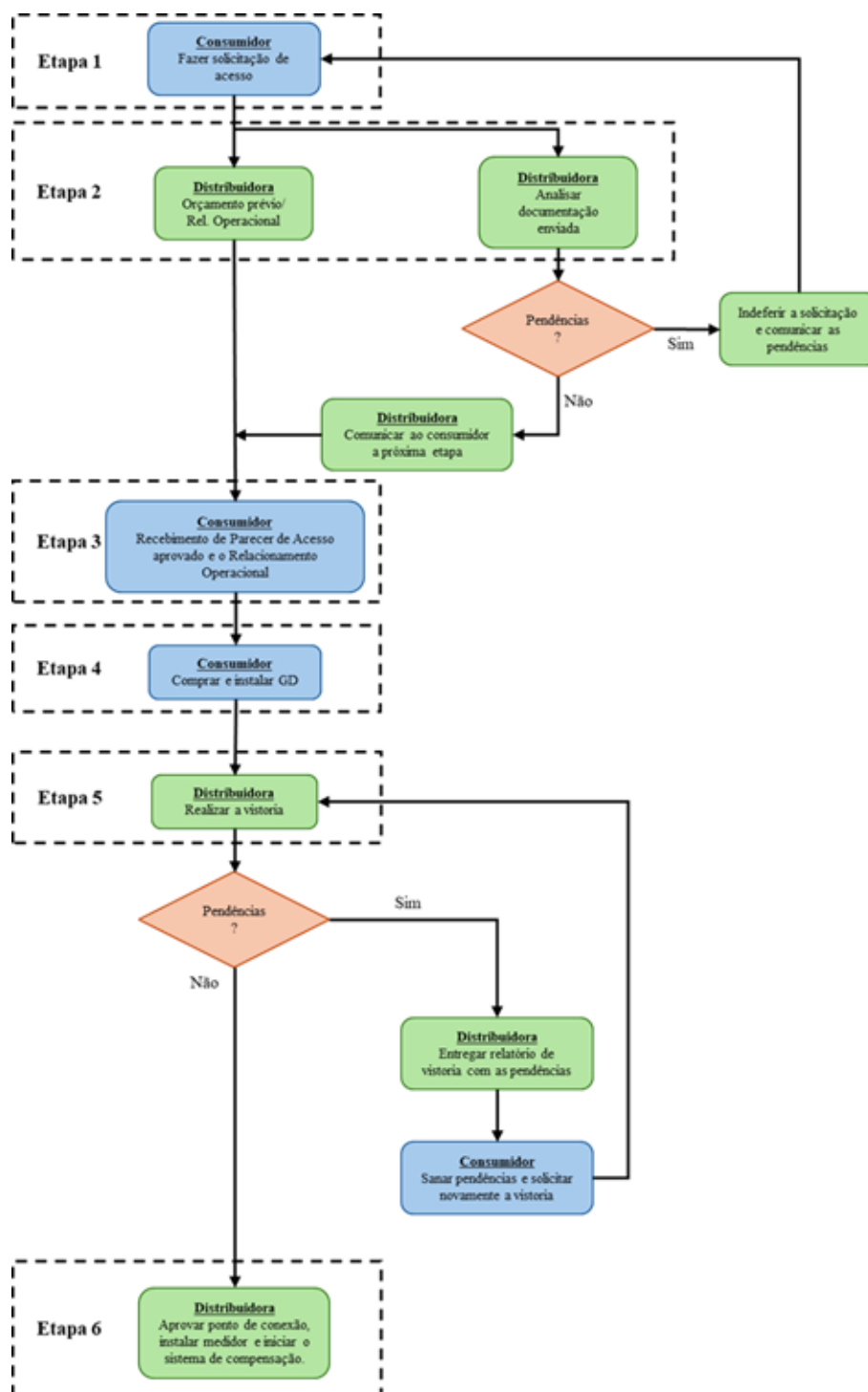
Figura 10 – Fluxograma de solicitação de acesso para minigeração.



Já para as solicitações voltadas para **microgeração** distribuída, as etapas são semelhantes à da minigeração. Entretanto, algumas etapas não são necessárias devido à diferença do porte de investimento entre a mini e microgeração (conforme Figura 11). Portanto, tem-se que:

- **Etapa 1:** Etapa na qual o consumidor realiza a consulta de acesso. A distribuidora tem 5 dias úteis para análise inicial de toda documentação enviada. Possuindo toda a documentação correta, a distribuidora possui 45 dias para análise do parecer de acesso;
- **Etapa 2:** Semelhante a análise da minigeração, para os microgeradores a distribuidora também tem 5 dias úteis para análise inicial de toda documentação enviada. Possuindo toda a documentação correta, a distribuidora possui 45 dias para análise do parecer de acesso;
- **Etapa 3:** Etapa na qual o consumidor recebe o parecer de acesso aprovado. Independentemente da fonte de geração o prazo de validade deste documento é de 120 dias. Havendo obras por parte da concessionária com a finalidade de reforço do sistema de distribuição o consumidor deve respeitar o prazo para realização de tal;
- **Etapa 4:** Após recebimento do parecer de acesso, o consumidor irá solicitar a compra e a instalação da microgeração. Após instalação, o consumidor irá solicitar a vistoria da concessionária;
- **Etapa 5:** O consumidor solicita a vistoria da GD. A concessionária possui 5 dias úteis para realizá-la. Caso tenha pendências, a concessionária deve comunicar o consumidor e o mesmo terá que realizar as correções e voltar para a Etapa 5;
- **Etapa 6:** Etapa na qual a distribuidora aprova a GD, realiza a troca do medidor e a unidade começará a enviar créditos para o SCEE.

Figura 11 – Fluxograma de solicitação de acesso para microgeração.



Fonte: Autor (2025).

### 3 MATERIAL E MÉTODOS

Conforme as regulamentações vigentes – REN 1059/2023 (ANEEL, 2023) e a Lei Nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) –, o estudo realizou análises voltada para os seguintes cenários:

- Cenário 1: Viabilidade de compensação classificada como GD I;
- Cenário 2: Viabilidade de compensação classificada como GD II;
- Comparação entre o cenário 1 e o cenário 2.

A geração distribuída que enviou os créditos para as unidades a serem analisadas é classificada como minigeração e do tipo solar fotovoltaica. A usina adotou a modalidade "geração compartilhada", onde todos os créditos de energia gerados foram enviados para unidades beneficiárias (não ficando nenhum crédito na usina).

#### 3.1 MATERIAIS DE ESTUDO

Os materiais utilizados para as análises são unidades consumidoras existentes, sendo elas pertencentes à uma rede de lojas farmacêuticas, totalizando 17 unidades consumidoras localizadas no estado de Alagoas. O histórico de consumo dessas unidades vai desde janeiro de 2022 a dezembro de 2023, totalizando 24 meses de dados. Todas as unidades são trifásicas, pertencem ao subgrupo B3 (comercial) e possuem um consumo médio total de 132,78 MWh/mês.

Assim como as unidades consumidoras, a minigeração a ser utilizada como objeto de estudo é existente. Ela está localizada no município de Rio Largo/AL e foi definida seguindo critérios que são considerados cruciais na viabilidade técnico-econômica do estudo:

- Proximidade à redes de distribuição da concessionária;
- Proximidade à vias principais;
- Localidade com altos índices de irradiação solar.

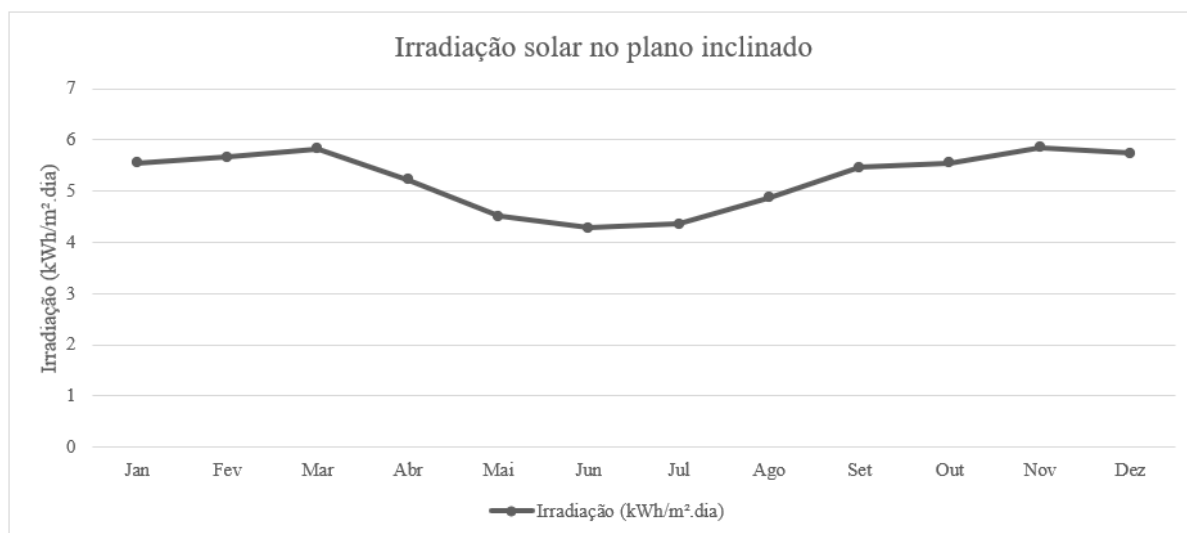
Segundo o artigo 88 da REN 1000 (ANEEL, 2021a), a distribuidora tem como prazo de conclusão de obras até 365 dias, a depender do tipo de obra. Então, uma usina de minigeração implementada próxima às redes da concessionária local possui poucas chances de reforço ou extensão de rede, fazendo com que tempo e recursos sejam economizados.

Outro fator relevante na seleção do local é a proximidade às vias principais, que facilitará o transporte de materiais que serão destinados à usina. Segundo AZEVÊDO (2016), a proximidade de infraestrutura de transporte ao local de implementação da usina é um requisito relevante e poderá apresentar reflexos no custo geral de operação e construção. Um local de difícil acesso irá demandar mais tempo no transporte e até mesmo um prejuízo financeiro, acarretando um maior tempo de execução e maiores custos.

Portanto, baseando-se nos critérios vistos, o local selecionado da usina fica às margens da BR-104 – contando com uma área de aproximadamente 1,45 hectares – e está localizado cerca de 30 metros da rede de distribuição da concessionária mais próxima.

Segundo Villalva e Gazoli (2012), a irradiação solar (expressa em  $\text{Wh/m}^2$ ) é uma grandeza empregada para quantificar a radiação solar (energia proveniente do sol) que incide em uma determinada área. Quanto maior esse índice, maior será a capacidade da usina de gerar energia elétrica. Para a verificação da irradiação no local selecionado foi utilizado o Atlas Brasileiro de Energia Solar (MARTINS et al., 2017), ferramenta que possibilita a verificação dos dados de irradiação solar em todas as localidades do país. Conforme o Gráfico 4, é possível verificar os índices no local da usina, tendo um índice médio de aproximadamente  $5,25 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ .

Gráfico 4 – Médias da irradiação total diária no plano inclinado para a cidade de Rio Largo/AL.



Fonte: Adaptado de Martins et al. (2017).

A partir da irradiação solar diária média anual é calculado as horas de sol pleno (HSP). Essa variável é calculada para determinar o acúmulo de irradiação solar diário de um local em horas. Para achá-lo, basta dividir a irradiação solar diária média por  $1000 \text{ W/m}^2$ . Então, as horas de sol pleno para a região em questão será de 5,25 h.

Para calcular a potência de geração da usina é feita uma divisão entre o consumo a ser abatido pelo resultado da multiplicação entre a eficiência do sistema, as horas de sol pleno e a quantidade de dias do mês (30 dias), de acordo com a Fórmula 1 descrita abaixo:

$$P_{sistema} = \frac{C_{desejado}}{E_{sis} \cdot HSP \cdot 30} \quad (1)$$

Onde:

- $P_{sistema}$ : potência necessária para suprir o consumo desejado, em  $kW_p$ ;
- $C_{desejado}$ : consumo a ser compensado, em  $kWh/mes$ ;
- $E_{sis}$ : eficiência global do sistema, adimensional;
- $HSP$ : horas de sol pleno da região, em horas;
- 30: fator de conversão utilizado para transformar o resultado de dias para mês.

Sendo o consumo a ser abatido aproximadamente 132.780,00 MWh/mês, a eficiência do sistema 80% e as horas de sol pleno de 5,25 h, tem-se que:

$$P_{sistema} = \frac{C_{desejado}}{E_{sis} \cdot HSP \cdot 30} = \frac{132.780,00}{0,80 \cdot 5,25 \cdot 30} = 1055,45 \text{ kW}_p$$

O número de módulos é definido pela divisão entre a potência mínima de geração e a potência dos módulos a serem utilizados, conforme a Fórmula 2, de modo que:

$$N_{modulos} = \frac{P_{sistema}}{P_{modulos}} \quad (2)$$

Onde:

- $N_{modulos}$ : quantidade de módulos;
- $P_{sistema}$ : potência necessária para suprir o consumo desejado, em  $kW_p$ ;
- $P_{modulos}$ : potência dos módulos a serem utilizados, em  $W_p$ .

Para a usina em questão foram utilizados módulos de 445  $W_p$  e, uma vez que 1055,45  $kW_p$  é a potência mínima necessária para suprir o consumo médio das unidades, tem-se que:

$$N_{modulos} = \frac{P_{sistema}}{P_{modulos}} = \frac{1055,45}{0,455} = 2320 \text{ modulos}$$

Apesar de o número mínimo de módulos a serem instalados ser 2320 módulos, o investidor optou por realizar um sobredimensionamento na usina, que nada mais é do que um aumento da capacidade instalada visando um incremento na geração de energia elétrica, fazendo com que os inversores consigam trabalhar em sua capacidade máxima ou mais próximos dela ao longo do dia. Então, a usina foi sobredimensionada em aproximadamente 30%, resultando em uma potência de geração de  $1513 \text{ kW}_p$  e um total de 3400 módulos de  $455 \text{ W}_p$ . Para realizar a conversão da energia CC-CA foram adotados 10 inversores de  $100 \text{ kW}$ , conforme diagrama unifilar no Anexo A.

O modelo da geração a ser analisada no estudo consiste em uma geração compartilhada baseada na locação de equipamentos, na qual o investidor arcou com todos os custos da implementação da geração, enquanto os consumidores não entraram com recursos para tal. Também será de responsabilidade do investidor o O&M da usina.

Como remuneração ao investidor, será considerado um pagamento mensal referente ao montante de energia compensada descontada de 20 % do valor da tarifa com tributos, conforme Fórmula 3.

$$V_{\text{pago}} = C_{\text{compensado}} \cdot T_{c/ \text{tributos}} \cdot (1 - 20\%) \quad (3)$$

Onde:

- $V_{\text{pago}}$ : valor pago ao investidor, em reais;
- $C_{\text{compensado}}$ : consumo compensado, em  $\text{kWh}$ ;
- $T_{c/ \text{tributos}}$ : tarifa da distribuidora com tributos, em  $\text{reais/kWh}$ .

O valor a ser pago ao investidor considera apenas o total de energia compensada em cada unidade consumidora, não considerando demais custos da fatura, como multas, juros, iluminação pública, custo de disponibilidade e afins.

A economia efetiva dos consumidores pode ser calculada pela subtração entre o valor que seria pago à concessionária não considerando a GD, o valor pago ao investidor e o valor mínimo a ser repassado à concessionária, conforme Equação 4:

$$\text{Economia} = V_{\text{conc. s/ GD}} - (V_{\text{pago}} + V_{\text{distribuidora}}) \quad (4)$$

Onde:

- $V_{conc. s/ GD}$ : valor que seria pago à concessionária sem GD, em reais;
- $V_{pago}$ : valor pago ao investidor, em reais;
- $V_{distribuidora}$ : valor mínimo remunerável à distribuidora.

### 3.2 CENÁRIO 1

Para verificação da viabilidade da geração compartilhada, uma análise de economia será realizada, visando determinar se a contratação da GD é financeiramente viável e se proporcionará retornos satisfatórios para o grupo de consumidores ao longo do período analisado.

Dessa forma, o cenário 1 irá analisar a viabilidade técnica de compensação de unidades beneficiárias classificadas como GD I. Uma vez que os materiais de estudo são reais, o cenário a ser analisado nesse tópico é o que de fato aconteceu nas unidades - a usina é classificada como GD I.

A Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022) define como GD I as unidades beneficiárias que permanecem com as condições anteriores à publicação da REN 1059/2023 (ANEEL, 2023), ou seja, estarão isentas do pagamento tanto da TE quanto da TUSD fio B até o ano de 2045 (Tabela 1).

Tabela 1 – Representação dos descontos do grupo GD II.

| Isenção completa de TUSD + TE até 2045 |      |      |      |      |      |      |      |      |       |      |      |
|----------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|
| 2023                                   | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | (...) | 2045 | 2046 |
| 100% de todas as componentes           |      |      |      |      |      |      |      |      |       |      | !!!  |

Fonte: Autor (2025).

Então, a partir dessas definições, foi elaborado uma planilha eletrônica para analisar as compensações dos 24 meses compreendidos entre janeiro de 2022 e dezembro de 2023, visando demonstrar a economia efetiva obtida no período.

### 3.3 CENÁRIO 2

O cenário 2 consiste em uma análise hipotética onde foi considerado que a compensação que ocorreu nas unidades consumidoras são provenientes de uma geração do tipo GD II. Segundo a Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022), as unidades que pertencem a esse grupo irão pagar uma parcela referente a TE e a TUSD fio B de forma progressiva até 2029 (Tabela 2).

Tabela 2 – Representação dos descontos do grupo GD II.

| Redução gradativa do desconto TUSD fio B |      |      |      |      |      |           |      |      |       |      |      |
|------------------------------------------|------|------|------|------|------|-----------|------|------|-------|------|------|
| 2023                                     | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029      | 2030 | 2031 | (...) | 2045 | 2046 |
| 85%                                      | 70%  | 55%  | 40%  | 25%  | 10%  | A DEFINIR |      |      |       |      |      |

Fonte: Autor (2025).

Então, durante o período analisado, foi levado em consideração os custos referente à parcela do fio B para o consumidor de acordo com o montante de energia que foi compensado. Segundo o parágrafo 1º do artigo 655-I da REN 1059/2023 (ANEEL, 2023) o consumidor irá remunerar a concessionária o maior valor entre o custo de disponibilidade ou a parcela da energia compensada, considerando o custo de transporte da mesma (TUSD fio B).

Para o cálculo da parcela referente ao fio B da energia compensada deve-se multiplicar o valor referente ao fio B, a parcela de cobrança e a energia compensada, de modo que:

$$Fio_B = C_{compensado} \cdot \%_{fio\ B} \cdot T_{fio\ B} \quad (5)$$

Uma vez que no primeiro ano do período analisado (2022) não houve definição de cobrança do fio B – visto que a cobrança só se iniciou no ano de 2023 –, a premissa desse cenário será adiantar os percentuais que só iriam incidir em 2023 para o ano de 2022. Então, o percentual de 85% de desconto será aplicado no ano de 2022 e o percentual de 70% no ano de 2023.

### 3.4 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS CENÁRIOS 1 E 2

A terceira análise por sua vez irá realizar uma comparação entre os cenários 1 e 2. Irá comparar as compensações realizadas, custos pagos à concessionária, economias efetivas e definir qual dos cenários se saiu melhor.

Terá como principal objetivo verificar se houveram impactos significativos devido à cobrança da parcela referente à TUSD fio B e se esse impacto pode ou não inviabilizar a contratação dos serviços de geração compartilhada.

Além disso, verificar qual dos dois cenários se sobressaiu em termos de vantagens para o consumidor. Através da comparação dos dois possíveis cenários – uma vez que ambos estão presentes no mercado da geração compartilhada –, definir qual trará mais benefícios para o consumidor.

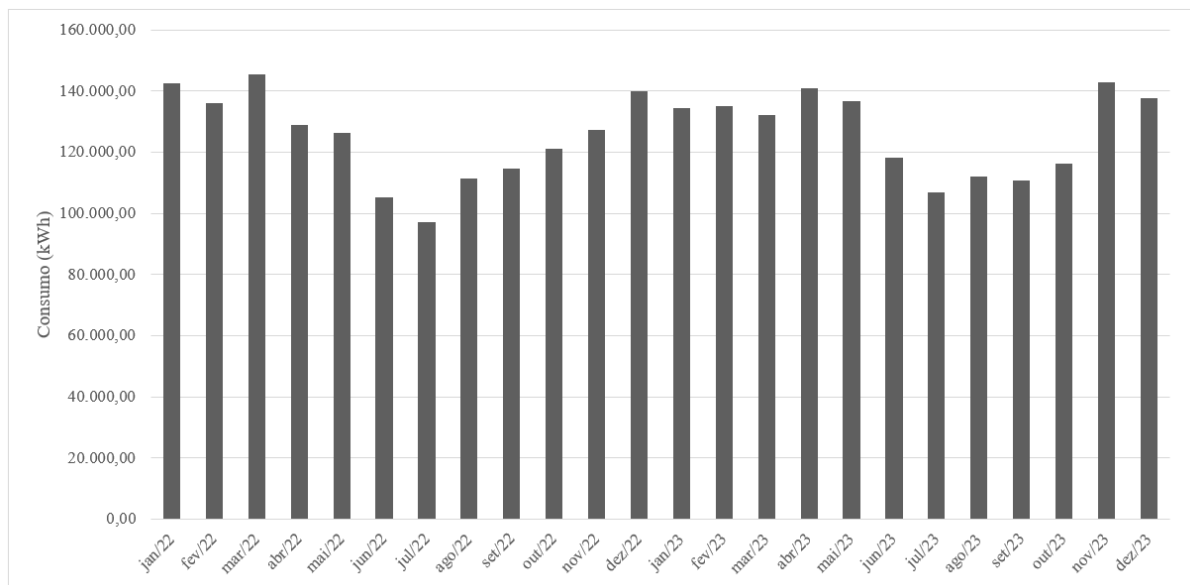
## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 CENÁRIO 1

No primeiro cenário analisado, considerou-se como premissa que as unidades beneficiárias da GD seriam enquadradas no grupo GD I.

De acordo com as definições da REN 1059/2023 (ANEEL, 2023) e da Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022), as unidades pertencentes a esse grupo estão isentas do pagamento da TUSD fio B e TE, fazendo com que a cada quilowattthora gerado, um quilowattthora consumido poderá ser compensado. O Gráfico 5 demonstra o perfil de consumo das unidades ao longo do período analisado – janeiro de 2022 até dezembro de 2023.

Gráfico 5 – Perfil de consumo das unidades beneficiárias ao longo do período analisado (jan/22 até dez/23).



Fonte: Autor (2025).

Percebe-se que a partir do mês de abril até julho o consumo tende a diminuir. Isso acontece devido a estação do ano (inverno) possuir temperaturas mais amenas. Como o ambiente de estudo é uma loja farmacêutica, grande parte de suas cargas são de refrigeração (freezers, condicionadores de ar, geladeiras e afins). Então, com temperaturas mais baixas o uso desses equipamentos tende a diminuir fazendo com que o consumo também diminua.

No que diz respeito a compensação é importante frisar que, para as unidades de baixa tensão do grupo GD I, não é possível abater todo o consumo devido à cobrança da taxa de disponibilidade. Uma vez que todas as unidades analisadas são trifásicas, a taxa de disponibili-

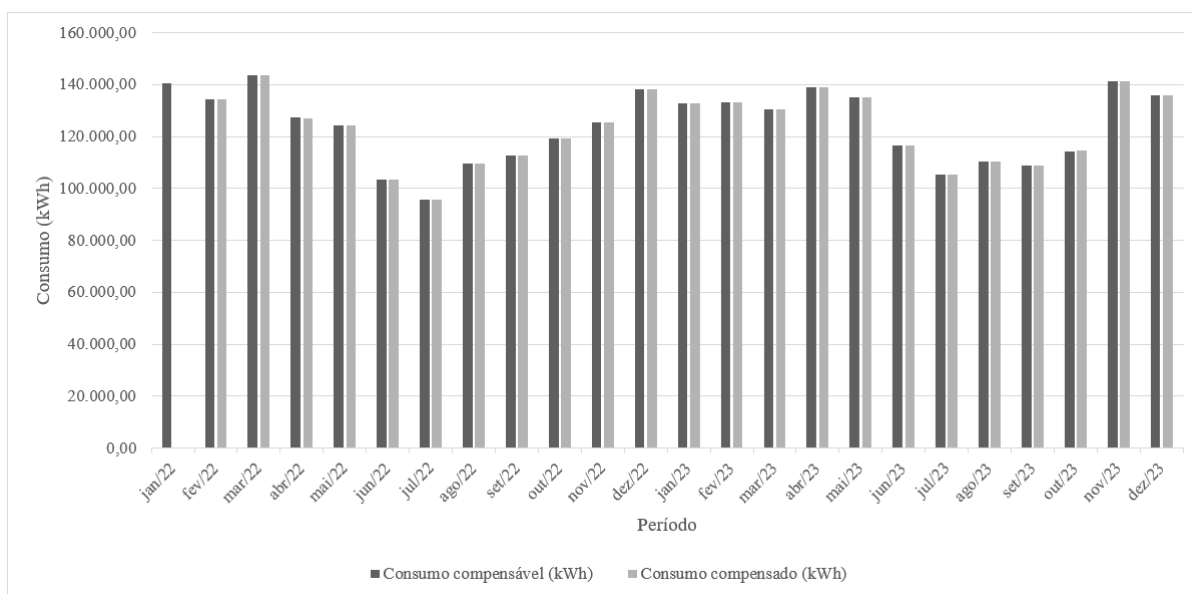
dade cobrada equivale a 100 kWh. Então, o consumo compensável de uma unidade beneficiária equivale ao seu consumo total diminuído da taxa de disponibilidade.

Dito isso, apenas nos meses de janeiro, fevereiro e abril de 2022 que não foi possível abater 100% do consumo compensável. Em janeiro de 2022 não foi possível conciliar a leitura da geradora com a leitura das unidades beneficiárias, fazendo com que todos os créditos gerados fossem computados nas beneficiárias no mês subsequente. Os créditos gerados em janeiro só serão compensados em fevereiro e assim por diante. Nos meses de fevereiro e abril de 2022, em apenas uma unidade beneficiária não houve o abatimento de 100% do consumo compensável.

Já nos meses de outubro, novembro e dezembro de 2023 houveram unidades consumidoras que compensaram todo o seu consumo compensável juntamente com a taxa de disponibilidade. No mês de outubro de 2023 foram compensados 390 kWh a mais. Já nos meses de novembro e dezembro de 2023 foram registrados 100 kWh a mais em cada mês.

Durante o período analisado, o consumo total foi de 3.019.494 kWh, dos quais 2.978.694 kWh eram compensáveis. Desse montante, foram efetivamente compensados 2.838.226 kWh (Gráfico 6).

Gráfico 6 – Relação do consumo compensável e consumo compensado ao longo do período analisado.



Fonte: Autor (2025).

Para verificar se de fato houve viabilidade, um dos principais parâmetros a ser analisado é a viabilidade econômica. Para tal, uma planilha eletrônica foi elaborada para elencar os principais pontos a serem comparados em uma verificação de viabilidade econômica ao longo do período analisado.

A Tabela 3 demonstra os parâmetros analisados para o cenário 1, que são: os ciclos de faturamento, consumo compensado, custo total sem GD, custo total com GD e a economia (em reais e em percentual).

Tabela 3 – Análise de custos e economia no cenário 1.

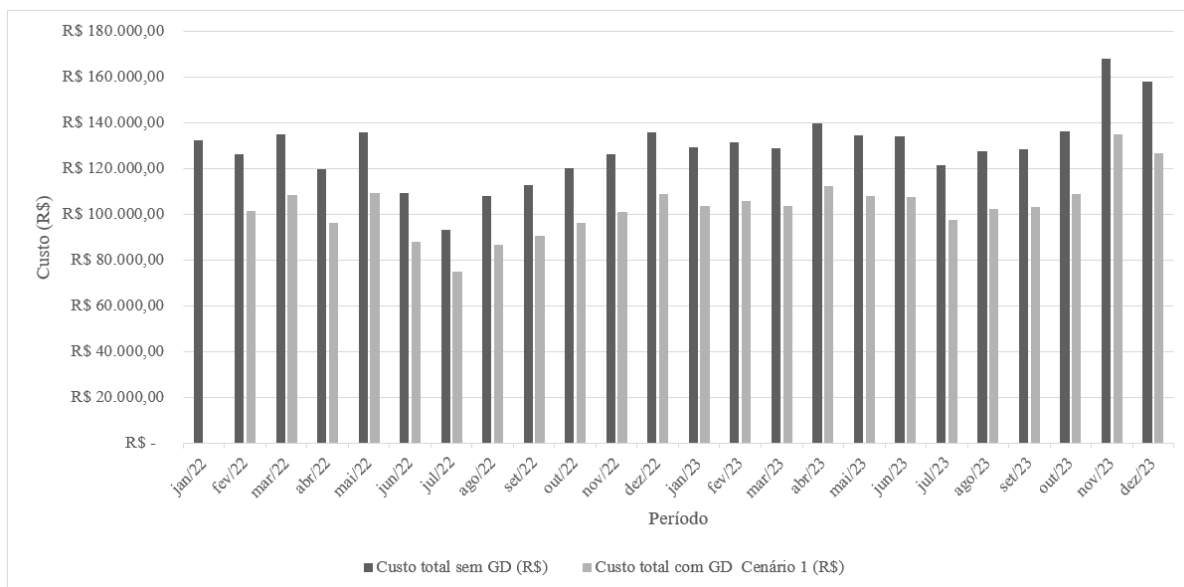
|              | Consumo (kWh)       | Consumo compensado (kWh) | Custo total sem GD (R\$) | Custo total com GD Cenário 1 (R\$) | Economia mensal Cenário 1 (R\$) | Economia (%)  | Economia acumulada (R\$) |
|--------------|---------------------|--------------------------|--------------------------|------------------------------------|---------------------------------|---------------|--------------------------|
| jan/22       | 142.394,00          | 0,00                     | R\$ 132.203,06           | R\$ -                              | R\$ -                           | 0,00%         | R\$ -                    |
| fev/22       | 136.104,00          | 134.283,00               | R\$ 126.363,23           | R\$ 101.428,72                     | R\$ 24.934,51                   | 19,73%        | R\$ 24.934,51            |
| mar/22       | 145.494,00          | 143.794,00               | R\$ 134.978,92           | R\$ 108.298,56                     | R\$ 26.680,36                   | 19,77%        | R\$ 51.614,87            |
| abr/22       | 129.024,00          | 127.081,00               | R\$ 119.906,75           | R\$ 96.286,54                      | R\$ 23.620,21                   | 19,70%        | R\$ 75.235,08            |
| mai/22       | 126.200,00          | 124.500,00               | R\$ 135.912,68           | R\$ 109.096,31                     | R\$ 26.816,37                   | 19,73%        | R\$ 102.051,45           |
| jun/22       | 105.088,00          | 103.388,00               | R\$ 109.338,79           | R\$ 87.824,79                      | R\$ 21.514,01                   | 19,68%        | R\$ 123.565,45           |
| jul/22       | 97.258,00           | 95.558,00                | R\$ 93.188,60            | R\$ 74.876,66                      | R\$ 18.311,95                   | 19,65%        | R\$ 141.877,40           |
| ago/22       | 111.350,00          | 109.650,00               | R\$ 108.054,01           | R\$ 86.773,14                      | R\$ 21.280,87                   | 19,69%        | R\$ 163.158,26           |
| set/22       | 114.615,00          | 112.915,00               | R\$ 112.937,25           | R\$ 90.684,83                      | R\$ 22.252,43                   | 19,70%        | R\$ 185.410,69           |
| out/22       | 121.098,00          | 119.398,00               | R\$ 119.966,08           | R\$ 96.309,69                      | R\$ 23.656,39                   | 19,72%        | R\$ 209.067,09           |
| nov/22       | 127.228,00          | 125.528,00               | R\$ 126.038,78           | R\$ 101.167,85                     | R\$ 24.870,93                   | 19,73%        | R\$ 233.938,02           |
| dez/22       | 139.992,00          | 138.292,00               | R\$ 135.746,26           | R\$ 108.926,70                     | R\$ 26.819,56                   | 19,76%        | R\$ 260.757,58           |
| jan/23       | 134.544,00          | 132.844,00               | R\$ 129.177,01           | R\$ 103.668,04                     | R\$ 25.508,96                   | 19,75%        | R\$ 286.266,55           |
| fev/23       | 134.949,00          | 133.249,00               | R\$ 131.589,96           | R\$ 105.603,51                     | R\$ 25.986,46                   | 19,75%        | R\$ 312.253,00           |
| mar/23       | 132.231,00          | 130.531,00               | R\$ 128.963,78           | R\$ 103.502,62                     | R\$ 25.461,16                   | 19,74%        | R\$ 337.714,16           |
| abr/23       | 140.743,00          | 139.043,00               | R\$ 139.802,24           | R\$ 112.179,52                     | R\$ 27.622,72                   | 19,76%        | R\$ 365.336,88           |
| mai/23       | 136.829,00          | 135.129,00               | R\$ 134.510,06           | R\$ 107.942,29                     | R\$ 26.567,78                   | 19,75%        | R\$ 391.904,65           |
| jun/23       | 118.200,00          | 116.500,00               | R\$ 134.084,05           | R\$ 107.652,93                     | R\$ 26.431,12                   | 19,71%        | R\$ 418.335,77           |
| jul/23       | 106.950,00          | 105.250,00               | R\$ 121.512,24           | R\$ 97.596,08                      | R\$ 23.916,15                   | 19,68%        | R\$ 442.251,93           |
| ago/23       | 111.951,00          | 110.251,00               | R\$ 127.564,23           | R\$ 102.438,80                     | R\$ 25.125,43                   | 19,70%        | R\$ 467.377,35           |
| set/23       | 110.700,00          | 109.000,00               | R\$ 128.547,89           | R\$ 103.117,01                     | R\$ 25.314,76                   | 19,69%        | R\$ 492.692,12           |
| out/23       | 116.147,00          | 114.837,00               | R\$ 136.389,09           | R\$ 108.831,79                     | R\$ 27.439,87                   | 20,12%        | R\$ 520.131,98           |
| nov/23       | 142.914,00          | 141.314,00               | R\$ 167.934,73           | R\$ 134.723,81                     | R\$ 33.210,92                   | 19,78%        | R\$ 553.342,90           |
| dez/23       | 137.491,00          | 135.891,00               | R\$ 158.120,72           | R\$ 126.864,59                     | R\$ 31.256,13                   | 19,77%        | R\$ 584.599,04           |
| <b>TOTAL</b> | <b>3.019.494,00</b> | <b>2.838.226,00</b>      | <b>R\$ 3.092.830,41</b>  | <b>R\$ 2.375.794,76</b>            | <b>R\$ 584.599,04</b>           | <b>19,74%</b> |                          |

Fonte: Autor (2025).

Como dito anteriormente, janeiro foi o único mês que não apresentou compensação – e consequentemente economia. Tal fato ocorreu devido ao não casamento de leitura entre a geradora e as beneficiárias. Como a geradora só passou a operar em janeiro de 2022, os créditos só foram ser compensado no mês subsequente (fevereiro de 2022).

Percebe-se que, caso os consumidores não estivessem participando de uma GD compartilhada, eles teriam um custo no período igual a R\$ 3.092.830,41 – R\$ 128.867,93 médios por mês. Mas, participando de uma GD compartilhada e contando com uma taxa de desconto fixada em 20% na tarifa da energia compensada, os custos totais passaram a ser de R\$ 2.375.794,76 (em média R\$98.991,45 por mês), conforme o Gráfico 7.

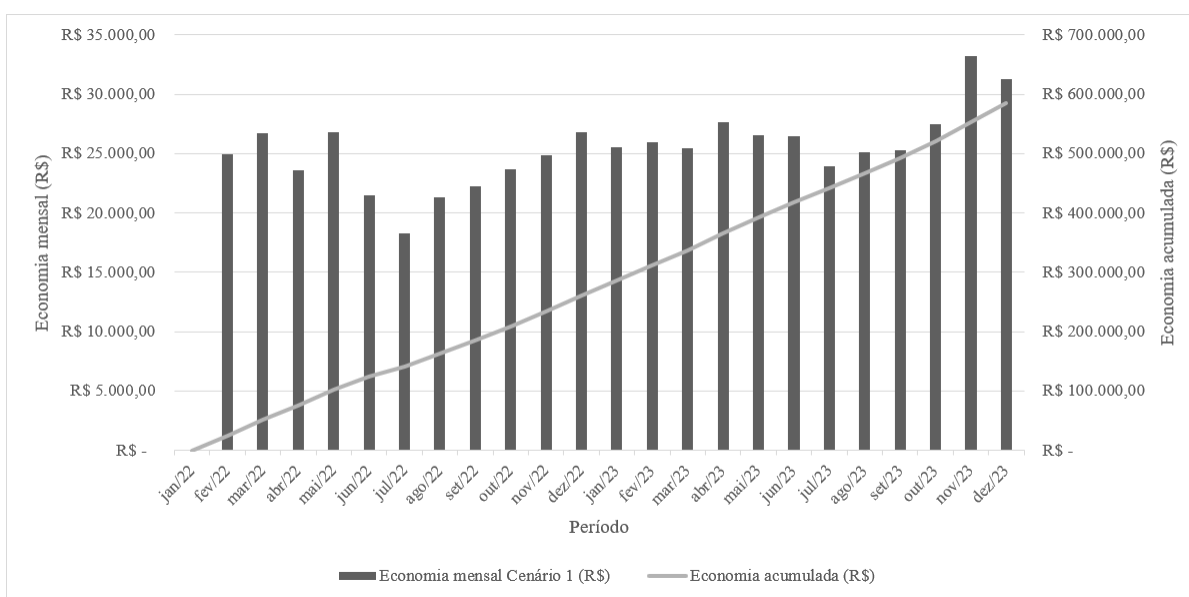
Gráfico 7 – Custos sem GD e custos com GD ao longo do período analisado para o cenário 1.



Fonte: Autor (2025).

A GD gerou para os consumidores uma economia efetiva de R\$ 584.599,04 (em média R\$ 24.358,29 por mês), representando aproximadamente 19,74% do custo total sem GD. O Gráfico 8 demonstra a economia mensal (eixo da esquerda) e a economia mensal acumulada ao longo do período (eixo da direita).

Gráfico 8 – Economia mensal (eixo da esquerda) x economia acumulada (eixo da direita) ao longo do período analisado para o cenário 1.



Fonte: Autor (2025).

## 4.2 CENÁRIO 2

No segundo cenário a ser analisado, considerou-se como hipótese que as unidades beneficiárias da GD seriam enquadradas no grupo GD II.

Segundo a REN 1059 (ANEEL, 2023) e a Lei 14.300 (BRASIL, 2022), as instalações pertencentes a esse grupo irão pagar uma parcela referente a TUSD fio B e TE, de maneira gradual, até o ano de 2029. Como dito anteriormente, foi aplicado um percentual de desconto de 85% para os cálculos referente ao ano de 2022 e 70% de desconto para os cálculos do ano de 2023.

Uma vez que os usuários classificados como GD I não conseguem compensar todo o consumo efetuado pela unidade consumidora (devendo pagar o custo de disponibilidade), os usuários do grupo GD II conseguem compensar todo o consumo efetuado pela unidade. Então, para esse cenário, também foi considerado que todo o consumo da unidade foi compensado normalmente.

Da mesma maneira que o cenário 1, também foi elaborado uma planilha eletrônica com o intuito de verificar a viabilidade econômica do modelo de negócio. A Tabela 4 mostra os parâmetros a serem analisados no cenário 2, que são: ciclos de faturamento, consumo compensado, fio b, custo total sem GD, custo total com GD e a economia (em reais e em percentual).

Tabela 4 – Análise de custos e economia no cenário 1.

|              | Consumo (kWh)       | Consumo compensado (kWh) | Fio B (R\$)       | Custo total sem GD (R\$) | Custo total com GD Cenário 2 (R\$) | Economia mensal Cenário 2 (R\$) | Economia (%) | Economia acumulada (R\$) |
|--------------|---------------------|--------------------------|-------------------|--------------------------|------------------------------------|---------------------------------|--------------|--------------------------|
| jan/22       | 142.394,00          | 0,00                     | 0,00              | 132.203,06               | 0,00                               | 0,00                            | 0,00%        | 0,00                     |
| fev/22       | 136.104,00          | 136.104,00               | 7.025,25          | 126.363,23               | 128.258,51                         | -1.895,28                       | -1,50%       | -1.895,28                |
| mar/22       | 145.494,00          | 145.494,00               | 7.504,24          | 134.978,92               | 137.058,14                         | -2.079,22                       | -1,54%       | -3.974,50                |
| abr/22       | 129.024,00          | 129.024,00               | 6.666,30          | 119.906,75               | 121.684,80                         | -1.778,05                       | -1,48%       | -5.752,55                |
| mai/22       | 126.200,00          | 126.200,00               | 7.015,85          | 135.912,68               | 130.931,93                         | 4.980,75                        | 3,66%        | -771,81                  |
| jun/22       | 105.088,00          | 105.088,00               | 5.644,10          | 109.338,79               | 103.300,43                         | 6.038,37                        | 5,52%        | 5.266,56                 |
| jul/22       | 97.258,00           | 97.258,00                | 4.810,42          | 93.188,60                | 86.149,51                          | 7.039,09                        | 7,55%        | 12.305,65                |
| ago/22       | 111.350,00          | 111.350,00               | 5.577,78          | 108.054,01               | 100.824,04                         | 7.229,97                        | 6,69%        | 19.535,62                |
| set/22       | 114.615,00          | 114.615,00               | 5.829,85          | 112.937,25               | 106.290,52                         | 6.646,74                        | 5,89%        | 26.182,35                |
| out/22       | 121.098,00          | 121.098,00               | 6.192,68          | 119.966,08               | 113.317,68                         | 6.648,39                        | 5,54%        | 32.830,75                |
| nov/22       | 127.228,00          | 127.228,00               | 6.506,16          | 126.038,78               | 119.139,09                         | 6.899,69                        | 5,47%        | 39.730,43                |
| dez/22       | 139.992,00          | 139.992,00               | 7.007,26          | 135.746,26               | 127.036,23                         | 8.710,03                        | 6,42%        | 48.440,46                |
| jan/23       | 134.544,00          | 134.544,00               | 13.336,30         | 129.177,01               | 125.390,99                         | 3.786,02                        | 2,93%        | 52.226,48                |
| fev/23       | 134.949,00          | 134.949,00               | 13.585,42         | 131.589,96               | 128.683,51                         | 2.906,45                        | 2,21%        | 55.132,93                |
| mar/23       | 132.231,00          | 132.231,00               | 13.314,29         | 128.963,78               | 126.093,05                         | 2.870,73                        | 2,23%        | 58.003,66                |
| abr/23       | 140.743,00          | 140.743,00               | 14.433,26         | 139.802,24               | 137.224,17                         | 2.578,07                        | 1,84%        | 60.581,73                |
| mai/23       | 136.829,00          | 136.829,00               | 13.886,89         | 134.510,06               | 131.349,19                         | 3.160,88                        | 2,35%        | 63.742,61                |
| jun/23       | 118.200,00          | 118.200,00               | 12.434,23         | 134.084,05               | 130.907,44                         | 3.176,61                        | 2,37%        | 66.919,22                |
| jul/23       | 106.950,00          | 106.950,00               | 11.268,39         | 121.512,24               | 118.543,00                         | 2.969,24                        | 2,44%        | 69.888,46                |
| ago/23       | 111.951,00          | 111.951,00               | 11.829,62         | 127.564,23               | 124.719,25                         | 2.844,98                        | 2,23%        | 72.733,44                |
| set/23       | 110.700,00          | 110.700,00               | 11.920,83         | 128.547,89               | 126.860,71                         | 1.687,18                        | 1,31%        | 74.420,62                |
| out/23       | 116.147,00          | 116.147,00               | 12.647,98         | 136.389,09               | 135.423,80                         | 965,28                          | 0,71%        | 75.385,90                |
| nov/23       | 142.914,00          | 142.914,00               | 15.573,36         | 167.934,73               | 167.349,11                         | 585,61                          | 0,35%        | 75.971,51                |
| dez/23       | 137.491,00          | 137.491,00               | 14.663,26         | 158.120,72               | 155.866,87                         | 2.253,85                        | 1,43%        | 78.225,36                |
| <b>TOTAL</b> | <b>3.019.494,00</b> | <b>2.877.100,00</b>      | <b>228.673,71</b> | <b>3.092.830,41</b>      | <b>2.882.401,99</b>                | <b>78.225,36</b>                | <b>2,81%</b> |                          |

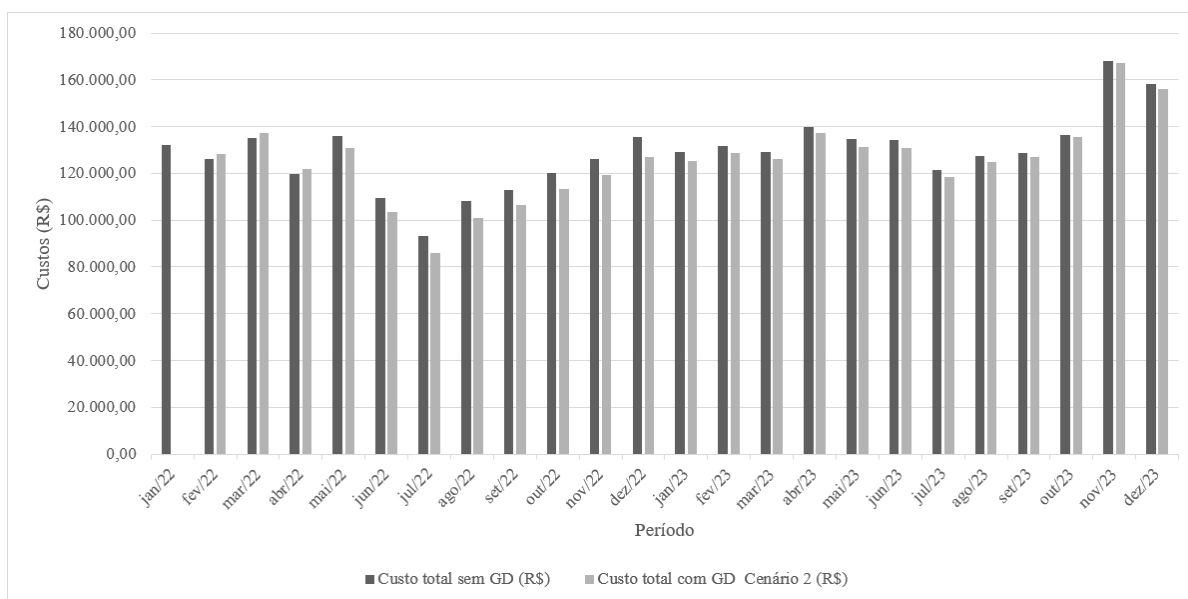
Fonte: Autor (2025).

Como não houve compensação real em janeiro de 2022 a hipótese se manteve fiel ao cumprimento do não casamento de leitura entre geradora e beneficiárias.

Nota-se que, no período analisado, caso os consumidores não estivessem participando de uma geração compartilhada, eles teriam um custo no período de R\$ 3.092.830,41 – o mesmo

valor do cenário 1, que equivale a R\$ 128.867,93 médios por mês. Mas, participando de uma geração compartilhada no grupo GD II e tendo uma taxa de desconto fixada em 20% na tarifa da energia compensada, os custos mensais passariam a ser de R\$ 2.882.401,99 (em média R\$ 120.100,08 por mês), conforme gráfico 9:

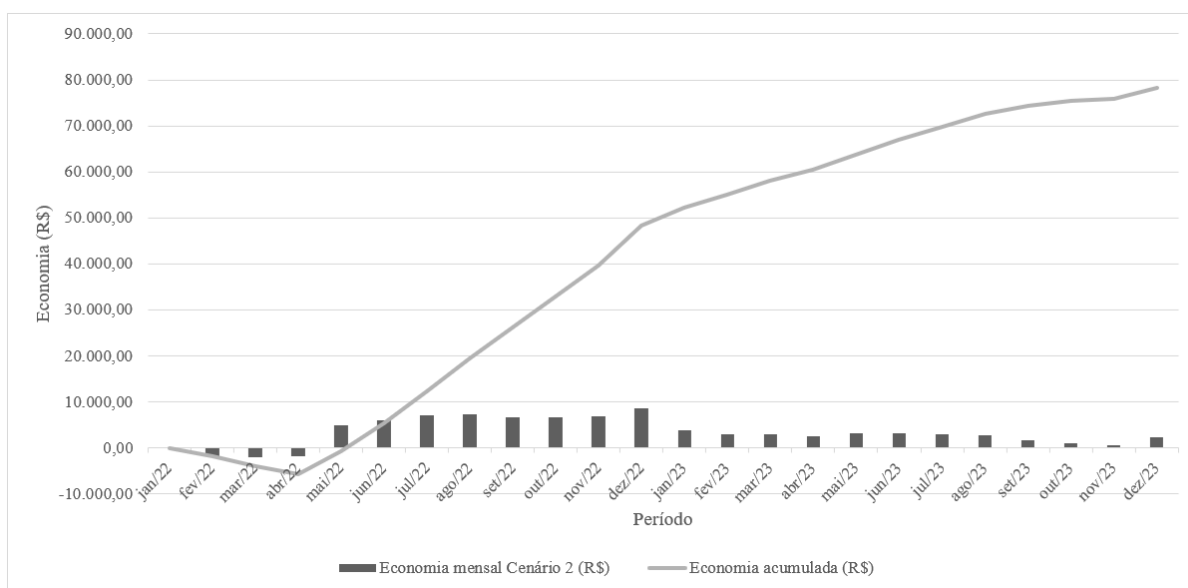
Gráfico 9 – Custos sem GD e custos com GD ao longo do período analisado para o cenário 2.



Fonte: Autor (2025).

A geração compartilhada gerou uma economia efetiva de R\$ 78.225,36 (em média R\$ 3.259,39 por mês), representando aproximadamente 2,81% do custo total sem GD. Percebe-se também que, nos meses de fevereiro, março e abril de 2022, a economia se mostrou negativa, significando que seria mais vantajoso aos consumidores não ter a GD naqueles meses. Apenas a partir de junho de 2022 que a economia acumulada passa a ser positiva. O Gráfico 10 demonstra a economia mensal ao longo do período analisado para o cenário 2.

Gráfico 10 – Economia mensal x economia acumulada ao longo do período analisado para o cenário 2.

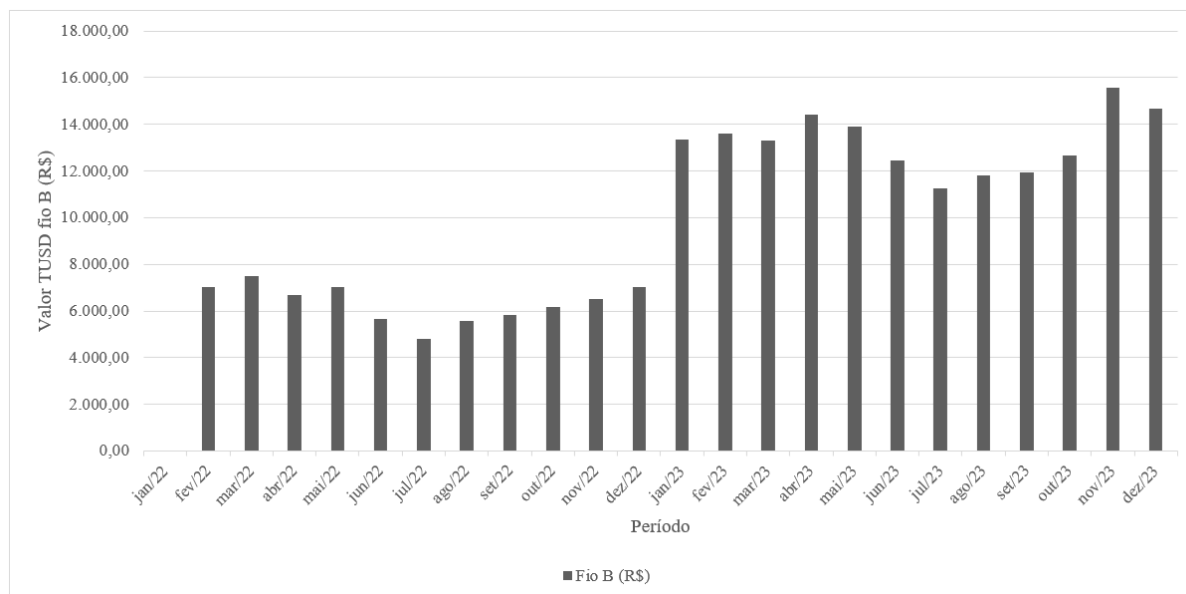


Fonte: Autor (2025).

Ao analisar o Gráfico 10 também é perceptível a queda de economia ao "virar" o ano para 2023. Isso acontece devido ao pagamento da TUSD fio B que, a cada ano que passa vai ficando mais cara para o consumidor participante do grupo GD II – devido às regras estabelecidas pela Lei 14.300 (BRASIL, 2022). O valor referente a esse pagamento é diretamente proporcional a quantidade de consumo compensado. Então, quanto maior for o consumo compensado, maior será o pagamento do popularmente conhecido como Fio B.

Ao longo do período analisado, foi pago um total de R\$ 228.673,71 referente a parcela do fio B, tendo uma média mensal de R\$9.528,07. O Gráfico 11 demonstra o pagamento dessa parcela ao longo do período analisado para o Cenário 2.

Gráfico 11 – Pagamento da TUSD fio B ao longo do período analisado para o cenário 2.



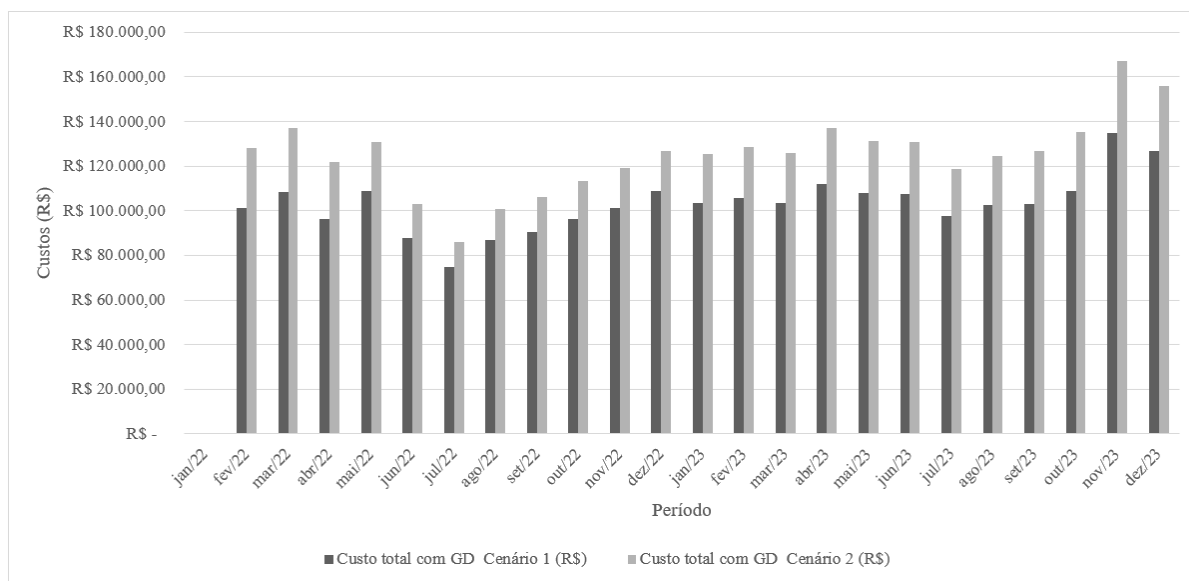
Fonte: Autor (2025).

### 4.3 COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS 1 E 2

O cenário 3 diz respeito a uma análise comparativa entre os cenários 1 e 2, com o intuito de evidenciar as principais diferenças, vantagens e desvantagens.

O primeiro ponto a ser analisado diz respeito aos custos totais dos consumidores adotando as gerações compartilhadas vistas nos dois cenários. Percebe-se que o cenário 1 se sobressai sobre o cenário 2, uma vez que os consumidores iriam ter menos custos a serem pagos. A diferença entre os cenários é de R\$ 506.607,23, sendo o cenário 2 mais oneroso para os beneficiários. O Gráfico 12 traz uma comparação entre os custos mês a mês ao longo do período analisado.

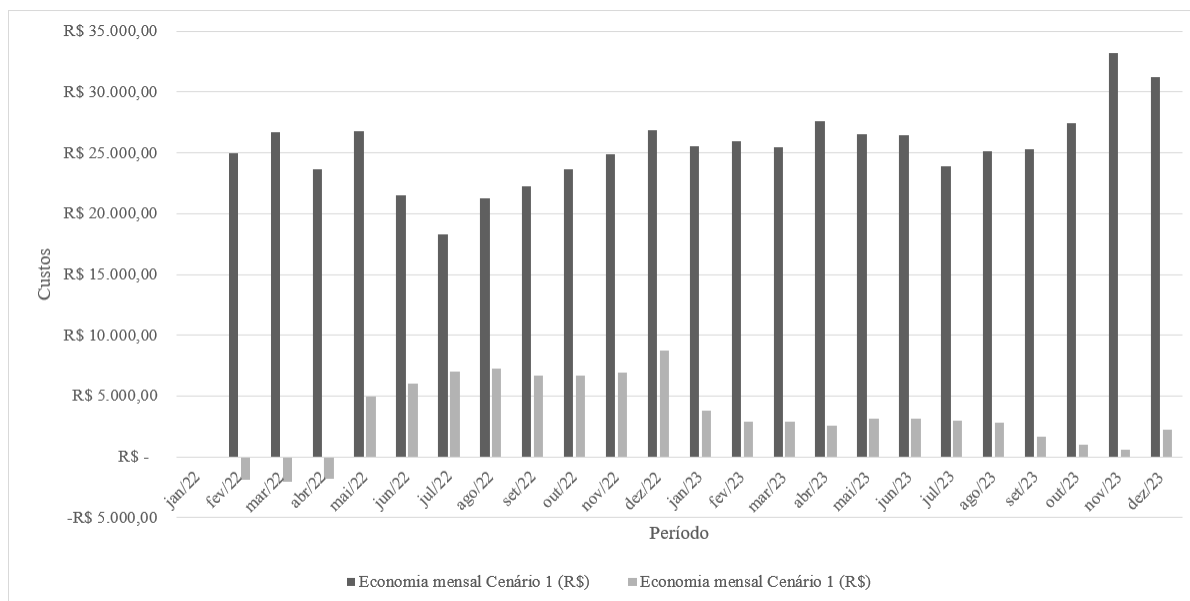
Gráfico 12 – Comparação dos custos totais com GD entre o cenário 1 e o cenário 2.



Fonte: Autor (2025).

As economias entre os cenários também é um ponto importante a ser ressaltado. Nota-se que a economia dos consumidores no cenário 1 é aproximadamente 7,5 vezes maior do que a economia prevista no cenário 2. Em termos monetários, a economia prevista no cenário 1 é de R\$ 584,599,04 enquanto a economia prevista no cenário 2 é de R\$ 75.225,36. O Gráfico 13 ilustra as economias mensais de cada um dos cenários. A diferença entre as economias se dá boa parte pelo pagamento da TUSD fio B, juntamente com os seus impostos. Esses valores representam cerca de 20% do custo total com GD do cenário 2. No cenário 1, o único custo com a distribuidora é o pagamento do custo de disponibilidade (considerando que todo o consumo compensável venha a ser de fato compensado), que representa aproximadamente 1,6% do valor a ser repassado para a concessionária.

Gráfico 13 – Comparação das economias entre o cenário 1 e o cenário 2.



Fonte: Autor (2025).

A partir do Gráfico 13 é possível verificar que houve um decréscimo considerável na economia do cenário 2. Isso se dá devido a redução de desconto da TUSD do fio B que, a cada ano que passa, se faz cada vez mais presente na fatura dos integrantes do grupo de GD II. É possível mitigar os impactos da cobrança dessa parcela aumentando o percentual de desconto fixado na tarifa da energia compensada uma vez que, atualmente, existem alguns fatores que podem trazer uma economia para o investidor na hora da implementação da usina.

Atualmente, existem tecnologias mais avançadas do que as tecnologias utilizadas na concepção da usina do estudo, fazendo com que uma usina de mesma potência ou até superior pode ser implementada em uma área menor, gerando menos custos de locação/compra do terreno.

Outro ponto importante é a maior facilidade nas compras dos equipamentos necessários para implementação de uma usina fotovoltaica. Visto que boa parte dos materiais utilizados na construção de uma UFV (módulos, inversores, controladores e afins) são de fabricação internacional, é possível realizar uma ponte diretamente com os fabricantes, não necessitando mais de um intermediador. Dessa forma, o investidor terá menos custos, podendo assim diminuir um pouco mais o seu *payback*.

## 5 CONCLUSÃO

O modelo de negócio geração compartilhada se mostrou muito proveitoso nos aspectos de comodidade para os beneficiários, uma vez que os consumidores não irão precisar de áreas disponíveis em seus estabelecimentos para implementação da GD e também não ficarão sujeitos à burocracias junto à distribuidora.

Gerações compartilhadas do tipo GD I se mostraram como uma ótima escolha de modelo de negócio para os consumidores. A principal vantagem observada é que não há nenhum tipo de investimento ou aporte financeiro para garantir altas taxas de economia, fazendo com que os consumidores reinvestam a economia gerada em ações para aumentar a produtividade e se tornarem mais competitivos no mercado.

Por outro lado, os resultados obtidos para as gerações compartilhadas do tipo GD II não se revelaram tão satisfatórios para os consumidores. Apesar de também não ter nenhum tipo de investimento inicial, observou-se baixas economias ao longo do período analisado. Fatores como a cobrança da TUSD fio B e seus impostos impactaram a economia para os consumidores, gerando até economias negativas em alguns ciclos de faturamento.

Então, conclui-se que a REN 1059 juntamente com a Lei 14.300/2022 trouxeram novos desafios para o setor de geração distribuída. Com o avanço de novas tecnologias, fazendo com que os sistemas fiquem cada vez mais eficientes, a aplicação de estratégias para diminuição de custos na implementação da GD pode se mostrar uma alternativa viável para mitigar os baixos índices de economia vistos para o cenário de GD II.

## **6 SUGESTÕES FUTURAS**

Como proposta para trabalhos futuros, recomenda-se a realização de um estudo de sensibilidade que considere diferentes cenários tarifários – pessimista, otimista e realista –, estendendo-se, por exemplo, até o ano de 2029 (para o grupo GD II) e 2045 (para o grupo GD I). O ano de 2029 diz respeito ao último ano antes da definição de como se dará o pagamento da TUSD fio B para os integrantes do grupo GD II. Já o ano de 2045 refere-se ao último ano do grupo GD I com os descontos na TE e TUSD fio B.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. Resolução normativa nº 482/2012. **Diário Oficial da União**, 2012. ISSN 1677-7042. Revogada pela REN 1059, de 07/02/2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- ANEEL. Resolução normativa nº 687/2015. **Diário Oficial da União**, 2015. ISSN 1677-7042. Revogada pela REN 1059, de 07/02/2023. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- ANEEL. Resolução normativa nº 1000/2021. **Diário Oficial da União**, 2021. ISSN 1677-7042. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>.
- ANEEL. Resolução normativa nº 956/2021. **Diário Oficial da União**, 2021. ISSN 1677-7042. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html>>.
- ANEEL. Resolução normativa nº 1059/2023. **Diário Oficial da União**, 2023. ISSN 1677-7042. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>.
- ANEEL. **Dados Abertos de Geração Distribuída**. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>.
- AQUINO, A. R. d.; LANGE, C. N. et al. Vulnerabilidade ambiental. In: BLUCHER OPEN ACCESS. **Vulnerabilidade ambiental**. [S.l.], 2017. p. 15–28.
- AZEVEDO, V. W. B. **Estudo de localização de usina solar termoeletrica no estado de Pernambuco**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2016.
- BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2004. ISSN 1677-7042. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm)>.
- BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2022. ISSN 1677-7042. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e dá outras providências. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm)>.
- CESA, L. L. Análise de viabilidade para utilização sustentável de área remediada como usina solar fotovoltaica: estudo de caso em paulínia, sp. **UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL**, 2024.
- EPE. **Balanco Energético Nacional 2024: Ano base 2023**. [S.l.]: Empresa de Pesquisa Energética, 2024.
- GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, SciELO Brasil, v. 43, p. 295–321, 2009.
- IEA. **Energy Statistics Data Browser**. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>>.

LIMA, D. d. B. Cooperativas de energia: guia de constituição de cooperativas de geração distribuída fotovoltaica. **Brasília: Sistema OCB, Cooperação Alemã, Giz, DGRV**, 2018.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J.; RÜTHER, R.; ABREU, S. d. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. d. **Atlas brasileiro de energia solar**. [S.l.]: Inpe, 2017.

NETO, S. L. d. A. Análise de viabilidade técnico-econômica de implantação de usina solar fotovoltaica a partir de modelo de negócios baseado em locação de equipamentos. **INSTITUTO FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO**, Vitória, 2023.

NETTO, A. d. M. **Geração compartilhada de energia elétrica por meio de consórcios e cooperativas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2022.

ONS. **Histórico da Operação: Geração de Energia**. 2023. Disponível em: <[https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>.

SILVA, C. M. B. da; PAIVA, R. P. O. de. **Análise das Alternativas de Utilização da Energia Solar Compartilhada em Empreendimentos Imobiliários no Estado de Alagoas**. Dissertação (Mestrado) — Centro Universitário Espírito-Santente, 2018.

SILVA, L. L. F. d. Iluminação pública no Brasil: Aspectos energéticos e institucionais. **COPPE/UFRJ, Programa de Planejamento Energético, Rio de Janeiro**, 2006.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. **São Paulo: Érica**, v. 2, 2012.