



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO TOCANTINS
CAMPUS PALMAS
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GEANE MULATO DUARTE
ISADORA MASSUGOSSA RÊGO DE ARRUDA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE NA LEI
14.300/22 PARA CLIENTE GRUPO A: UM ESTUDO DE CASO APLICADO AO MEGA
SUPERMERCADO DE PORTO NACIONAL-TO**

PALMAS - TO
2023

**GEANE MULATO DUARTE
ISADORA MASSUGOSSA RÊGO DE ARRUDA**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE NA LEI
14.300/22 PARA CLIENTE GRUPO A: UM ESTUDO DE CASO APLICADO AO MEGA
SUPERMERCADO DE PORTO NACIONAL-TO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Bacharelado em
Engenharia Elétrica do Instituto Federal do
Tocantins, como exigência à obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Me. José de Arimatéia Alves Vieira
Filho.

Coorientador: Dr. Fábio Lima de Albuquerque.

PALMAS - TO
2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Bibliotecas do Instituto Federal do Tocantins

- A773a Arruda, Isadora Massugossa Rêgo de
Análise da viabilidade técnica e econômica para implementação de um sistema fotovoltaico com base na Lei 14.300/22 para cliente grupo A : um estudo de caso aplicado ao Mega Supermercado de Porto Nacional-TO / Isadora Massugossa Rêgo de Arruda, Geane Mulato Duarte. – Palmas, TO, 2023.
80 p. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Campus Palmas, Palmas, TO, 2023.
- Orientador: Me. José de Arimatéia Alves Vieira Filho
Coorientador: Dr. Fábio Lima de Albuquerque
1. Análise da Viabilidade técnica e econômica. 2. Lei 14.300. 3. Grupo A. I. Duarte, Geane Mulato. II. Alves Vieira Filho, José de Arimatéia III. Lima de Albuquerque, Fábio. IV. Título.

CDD 621

A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio, deste documento é autorizada para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica do IFTO com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

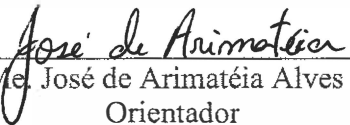
**GEANE MULATO DUARTE
ISADORA MASSUGOSSA RÊGO DE ARRUDA**

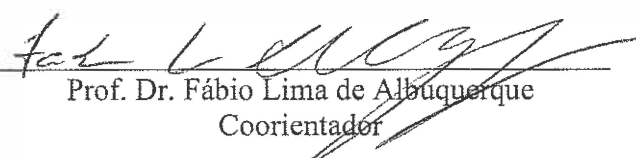
**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM BASE NA LEI
14.300/22 PARA CLIENTE GRUPO A: UM ESTUDO DE CASO APLICADO AO MEGA
SUPERMERCADO DE PORTO NACIONAL-TO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação do Curso de Bacharelado em
Engenharia Elétrica do Instituto Federal do
Tocantins, como exigência à obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica

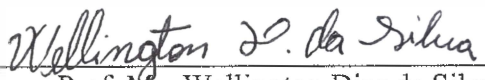
Aprovado em: 08 / 12 / 2023

BANCA EXAMINADORA


Prof. Me. José de Arimatéia Alves Vieira
Orientador


Prof. Dr. Fábio Lima de Albuquerque
Coorientador


Prof. Me. Felipe Tozzi Bittencourt
Membro da Banca Avaliadora


Prof. Me. Wellington Dias da Silva
Membro da Banca Avaliadora

*“Não perca tempo mentalizando o tamanho da escada, suba o primeiro degrau e saberá que é capaz.
A luz sempre encontrará aqueles que a procuram.”*
(M. L. Pontes)

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de expressar nossa gratidão, primeiramente, a Deus por nos conceder saúde e força para alcançar nossos objetivos e por não permitir que desistíssemos nos momentos difíceis.

Também não poderíamos deixar de expressar nossa imensa gratidão aos nossos queridos familiares e amigos. Seu constante incentivo, apoio e amor foram a bússola que nos guiou até este ponto. Sem a presença encorajadora de cada um de vocês, esta jornada não teria sido possível.

Agradecemos aos nossos orientadores, Fabio Lima de Albuquerque e José de Arimatéia Alves Vieira, por suas orientações valiosas, paciência e incentivo ao longo de todo o processo de pesquisa. Suas sugestões e entendimentos profundos foram fundamentais para o aprimoramento deste trabalho, e estamos gratas pela generosidade com que compartilharam seu conhecimento.

Expressamos nossa gratidão à nossa instituição de ensino, Instituto Federal do Tocantins, *campus* Palmas, pela oportunidade de realizar este estudo e pelo ambiente propício ao aprendizado que nos proporcionou.

Por fim, expressamos nossa gratidão mútua como parceiras nesta jornada. A colaboração e o trabalho em conjunto foram essenciais para a conclusão bem-sucedida deste projeto. Juntas, enfrentamos desafios, celebramos conquistas e aprendemos valiosas lições que, sem dúvida, enriquecerão nossas trajetórias.

Este trabalho é o resultado do esforço coletivo de muitos, sendo que cada contribuição desempenhou um papel fundamental para a sua conclusão. A todos, expressamos nosso mais profundo agradecimento.

RESUMO

Este estudo realiza uma análise de caso da Lei 14.300/22, visando avaliar a viabilidade econômica de um projeto de geração distribuída fotovoltaica destinado a um consumidor do Grupo A, o Mega Supermercado de Porto Nacional, Tocantins. O trabalho inicia conceituando a energia solar fotovoltaica, explorando a composição das tarifas de energia elétrica, postos e modalidades tarifárias. Em seguida, a estrutura legal da Geração Distribuída, especificamente a Lei 14.300/22, é discutida detalhadamente. Adicionalmente, o estudo procede à análise da viabilidade econômica de um projeto de geração distribuída fotovoltaica destinado ao consumidor do Grupo A, no caso, o Mega Supermercado. A metodologia envolve pesquisa bibliográfica, complementada por coleta e tratamento de dados. A análise contempla de três cenários distintos: o primeiro considera um sistema fotovoltaico capaz de suprir o consumo nos postos tarifários de ponta e fora de ponta; o segundo apresenta a potência máxima total dos inversores igual à potência da subestação existente; e o terceiro busca adequar a potência do inversor o mais próximo possível da demanda contratada do Mega Supermercado. Ao aplicar métodos como *payback* descontado, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), conclui-se que os dois primeiros cenários não são favoráveis para investimento. Em contrapartida, o terceiro cenário destaca-se como o mais vantajoso, apresentando retorno de lucro em um período de tempo reduzido.

Palavras-chave: Lei 14.300, Geração Distribuída Fotovoltaica, Consumidor do Grupo A, Demanda Contratada, Viabilidade Econômica, Fio B.

ABSTRACT

This study conducts a case analysis of Law 14,300/22, aiming to assess the economic feasibility of a photovoltaic distributed generation project for a consumer in Group A, namely the Mega Supermercado in Porto Nacional, Tocantins. The investigation initiates by providing a conceptual understanding of photovoltaic solar energy, delving into the intricacies of electricity tariffs, and exploring various tariff categories and modalities. Subsequently, a detailed discussion unfolds regarding the legal framework of Distributed Generation, focusing on the specific provisions laid out in Law 14,300/22. Also, the study extends its analysis to evaluate the economic viability of a photovoltaic distributed generation project designed for Group A consumers, exemplified by the case study of Mega Supermercado. Methodologically, this research adopts a bibliographic approach, complemented by meticulous data collection and processing. The analytical framework encompasses three distinct scenarios: firstly, a photovoltaic system capable of supplying consumption during both peak and off-peak tariff periods; secondly, the scenario where the total maximum power of the inverters matches the power capacity of the existing substation; and thirdly, the endeavor to fine-tune the inverter power to align as closely as possible with the contracted demand of Mega Supermercado. Applying established methodologies such as discounted payback, Net Present Value (NPV), and Internal Rate of Return (IRR), the study concludes that the first two scenarios do not present favorable conditions for investment. Conversely, the third scenario emerges as the most advantageous, revealing a profitable return within a significantly shortened timeframe.

Keywords: Law 14,300, Photovoltaic Distributed Generation, Group A Consumer, Contracted Demand, Economic Viability, Wire B.

LISTA DE FIGURAS/ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Preços em R\$/Wp de sistemas FV conectados à rede desde jun/2016 à jan/2023...	6
Figura 2 – Regiões propícias para a implementação de usinas de energia FV.....	11
Figura 3 – Cinturão solar do Brasil	12
Figura 4 – Matriz energética brasileira no ano de 2020 e 2023, respectivamente	13
Figura 5 – Percurso da energia elétrica até ser entregue ao consumidor.....	14
Figura 6 – Divisão das parcelas que compõem a tarifa de energia	15
Figura 7 – Funções de custos e componentes tarifários da TE.....	16
Figura 8 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.....	17
Figura 9 – Processo para aprovação do marco legal da MMGD.....	31
Figura 10 – Exemplo da regra da alocação do excedente de energia	26
Figura 11 – Localização do Mega supermercado.....	36
Figura 12 – Preços dos sistemas FV	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valor do Fio B em diferentes concessionárias	22
Tabela 2 – Tarifa de aplicação da Energisa-TO	22
Tabela 3 – Valor monetário da tarifação do Fio B para cada ano	24
Tabela 4 – Valor da tarifa da TUSD Fio B nos últimos 10 anos	24
Tabela 5 – Fluxo de Caixa modelo para projeto solar fotovoltaico.....	32
Tabela 6 – Fatura de energia do Mega supermercado	37
Tabela 7 – Dados de irradiação solar média [kWh/m ² .dia] em Porto Nacional/TO.....	39
Tabela 8 – Histórico de geração semanal do grupo motor gerador do supermercado.....	42
Tabela 9 – Média mensal de consumo fora ponta do supermercado	43
Tabela 10 – Média diária do FS no mês de junho de 2023.....	49
Tabela 11 – Fluxo de Caixa – 1º caso	51
Tabela 12 – Fluxo de Caixa – 2º caso	51
Tabela 13 – Fluxo de Caixa – 3º caso	52
Tabela 14 – Payback descontado do Mega Supermercado - 1º caso.....	53
Tabela 15 – Payback descontado do Mega Supermercado - 2º caso.....	54
Tabela 16 – Payback descontado do Mega Supermercado - 3º caso.....	55
Tabela 17 – VPL, TIR e TMA do Mega Supermercado - 1º caso	57
Tabela 18 – VPL, TIR e TMA do Mega Supermercado - 2º caso	58
Tabela 19 – VPL, TIR e TMA do Mega Supermercado - 3º caso	58
Tabela 20 – Valores obtidos pelos métodos do VPL e TIR	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
ETO	Energisa Tocantins
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
GD	Geração Distribuída
ICMS	Impostos sobre Circulação de Mercadoria e Serviço
FV	Fotovoltaica
MME	Ministério de Minas e Energia
PIS	Programa de Integração Social
PL	Projeto de Lei
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	5
1.1 Problema da Pesquisa	7
1.2 Justificativa	7
1.3 Objetivos.....	8
1.3.1 Objetivo Geral	8
1.3.2 Objetivos Específicos.....	8
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	10
2.1 Energia solar fotovoltaica	10
2.2 Tarifa de energia elétrica.....	13
2.2.1 Composição Tarifária.....	14
2.2.2 Postos e modalidades tarifárias	18
2.3 Lei 14.300: Marco Legal da MMGD.....	19
2.4 Políticas de fomento à geração distribuída no Brasil.....	29
2.5 Análise de viabilidade financeira	31
3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	35
3.1 Tipo de pesquisa	35
3.2 Coleta de dados.....	36
3.3 Tratamento de dados.....	37
4 RESULTADOS	41
4.1 Dimensionamento da usina fotovoltaica.....	41
4.1.1 1º caso: Dimensionamento compensar o consumo ponta e fora ponta.....	44
4.1.2 2º caso: Dimensionamento máxima potência de inversores possível considerando a subestação existente.....	45
4.1.3 3º caso: Dimensionamento para igualar a demanda de carga com a de injeção	46
4.2 Análise Econômica	46
4.2.1 Estimativa de custo	47

4.2.2 Fluxo de Caixa	47
4.3 Análise dos resultados	53
5 CONCLUSÃO.....	60
REFERÊNCIAS	62
ANEXO A – FICHA TÉCNICA INVERSOR SUNGROW SG20KTL-M	69
ANEXO B – FICHA TÉCNICA MÓDULO FOTOVOLTAICO JA SOLAR JAM72S30-550/MR	71

1 INTRODUÇÃO

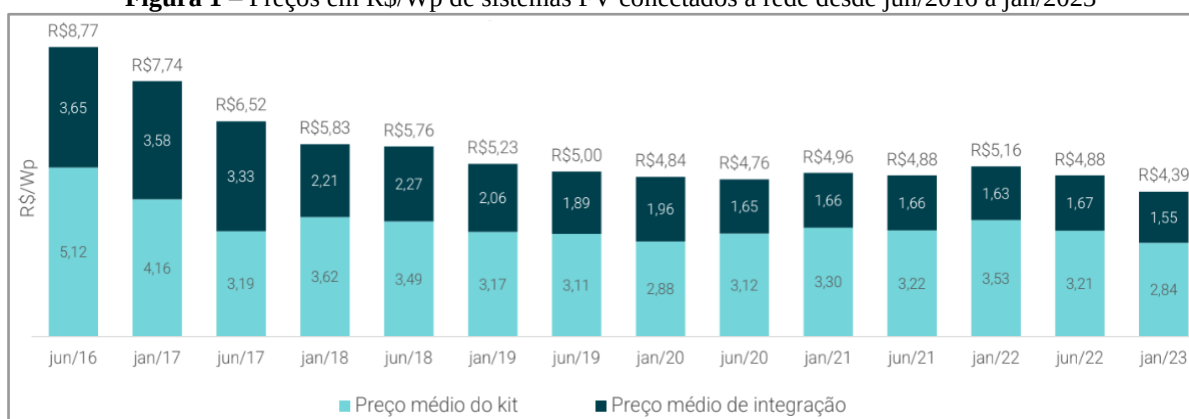
Segundo a Abraceel (2022), a conta de energia elétrica do brasileiro aumentou mais que o dobro da inflação do mercado cativo. Desde 2015, a tarifa de energia elétrica teve um acréscimo anual de 16,3%. A construção e a manutenção das redes de transmissão de energia, a demanda por energia elétrica, encargos setoriais e tributos, bem como o custo da compra de energia no mercado são alguns fatores que elevam seu preço, o qual varia de acordo com as regiões.

Dentre os fatores mencionados, também está incluída a escassez hídrica. Conforme relatado pela Absolar (2023), aproximadamente 50% da matriz elétrica brasileira provém de fontes hidráulicas. Com isso, a busca por expandir e diversificar o conjunto de recursos energéticos utilizados no país para suprir sua demanda de energia tem se intensificado, resultando em um crescimento dos investimentos em fontes alternativas de energia.

As principais fontes alternativas no Brasil são a energia eólica, solar, hidrelétrica e de biomassa. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), essas fontes renováveis possuem uma presença significativa na matriz energética do Brasil, representando 45%. A expansão prevista no Plano Decenal de Energia mantém essa característica, sendo 48 % de fontes renováveis até 2029 (BRASIL, 2020a).

Segundo o MME, a diversificação da matriz elétrica, com maior participação das energias renováveis, pode reduzir a dependência de fontes não renováveis, como os combustíveis fósseis. Além disso, contribui para a mitigação dos impactos ambientais, a redução das emissões de gases de efeito estufa e o fortalecimento da segurança energética (BRASIL, 2020a).

A energia solar tem se destacado como uma das principais fontes em expansão, com o avanço da tecnologia e a redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, a fonte tem se tornado cada vez mais competitiva e atrativa para investimentos. Segundo a Greener (2023), o preço de um sistema fotovoltaico residencial de 4 kWp acumula uma redução de 50% desde 2016 para o consumidor final, como demonstra a Figura 1 abaixo.

Figura 1 – Preços em R\$/Wp de sistemas FV conectados à rede desde jun/2016 à jan/2023

Fonte: Greener (2023)

Em abril de 2012 entrou em vigor no Brasil a primeira Resolução Normativa que tratava da questão de micro e mini geração de energia (REN nº 482/12), sendo um marco importante para o mercado de geração distribuída (GD). A resolução viabilizou o consumidor brasileiro gerar a sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Nela foram estabelecidos limites de capacidade para sistemas de micro e minigeração, definiu-se modalidades de geração específicas além de normatizar e padronizar a relação consumidor e concessionária (BRASIL, 2012).

A REN 482/12 também estabeleceu o sistema de compensação de energia, conhecido como *net-metering*, no qual a energia excedente gerada pelo consumidor pode ser injetada na rede elétrica e ser convertida em créditos de energia em kWh, os quais podem ser compensados em outro momento e local. Esse sistema impulsionou o crescimento do setor de energia solar fotovoltaica, tornando o investimento em sistemas FV mais atrativo financeiramente para aqueles que buscam economia com energia elétrica (BRASIL, 2012).

Desde sua implementação, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) revisou as regras estabelecidas na REN nº 482. A primeira revisão alterou os prazos de resposta da distribuidora e estabeleceu novas modalidades de GD, resultando na REN nº 687/15 (BRASIL, 2015). Já a segunda revisão, em 2017, deu origem à REN nº 786, que altera a potência instalada da minigeração de toda e veda o enquadramento como microgeração ou como minigeração distribuída das centrais geradoras para alguns casos (BRASIL, 2017).

No ano de 2019, foi criado o Projeto de Lei 5.829, visando proporcionar maior segurança jurídica aos consumidores ao estabelecer diretrizes e normas para a MMGD. O referido PL foi aprovado e alcançou seu objetivo de criar o Marco Legal da MMGD no formato da Lei 14.300, publicada em 7 de janeiro de 2022. Essa legislação introduziu alterações

significativas no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), previamente estabelecido pela Resolução 482/22.

Essas modificações, geraram questionamentos por parte dos consumidores e empresas do setor em relação ao impacto que isso poderá causar financeiramente nos investimentos em geração distribuída.

Assim, o propósito deste trabalho é analisar os efeitos da Lei 14.300/22 sobre a viabilidade econômica para a implantação de geração distribuída fotovoltaica, utilizando-se do caso específico de uma unidade consumidora pertencente ao grupo A (alta tensão), de Porto Nacional, Tocantins. Nos tópicos a seguir será abordado de forma mais detalhada a energia solar fotovoltaica, seus componentes e regulamentações brasileiras que a envolvem.

1.1 Problema da Pesquisa

A Lei 14.300/22, que cria o marco legal da geração distribuída, implementou alterações consideráveis, sendo uma delas o fim da isenção do Fio B para novos projetos a partir da entrada em vigor da lei. O Fio B está relacionado a todos os custos da utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local até ao consumidor. Com a mudança o custo do kWh produzido pela GD torna-se menor do que o kWh consumido da rede, e o sistema de compensação passa a ser parcial.

Com essa cobrança, o retorno dos investimentos nos projetos fotovoltaicos estará diretamente relacionado com a simultaneidade entre a geração e o consumo. À medida que a simultaneidade aumenta, a quantidade de energia injetada na rede diminui, resultando em custos mais baixos associados ao Fio B. Diante desse cenário, muitos consumidores de energia ficaram com receio de investir na implementação de um sistema solar FV, por não ter a certeza de sua viabilidade e da obtenção do retorno esperado.

Em vista disso, para esse estudo foi utilizado um consumidor grupo A e analisado o seu perfil de consumo. Ainda é vantajoso, mesmo com os impactos causados pela nova regulação do setor fotovoltaico, aderir dessa fonte renovável de energia com a finalidade de reduzir os custos de uma UC do grupo A e obter o retorno do que foi investido?

1.2 Justificativa

Uma alta irradiação solar significa maior quantidade de luz solar disponível para ser convertida em energia elétrica. Isso resulta em uma maior produção de energia, uma vez que mais luz solar é capturada e convertida em eletricidade. Ademais, os sistemas fotovoltaicos são capazes de gerar mais eletricidade ao longo do dia.

O fluxo de radiação solar global incidente no território brasileiro é superior ao de países da União Europeia. A região menos ensolarada do Brasil apresenta índices solares em torno de 1642 kWh/m², que estão acima dos valores apresentados na área de maior incidência solar da Alemanha, a qual recebe cerca de 1300 kWh/m² (SALAMONI E RÜTHER, 2007).

A energia solar, como fonte de calor ou de luz, é a alternativa energética mais promissora para geração de energia no mundo (PINHO *et al.*, 2014). Nesse contexto, com o elevado aumento da tarifa de energia elétrica, diversos consumidores do grupo A visam meios de diminuir esses gastos mensais. Isso ocorre porque as empresas estão cada vez mais dependentes da eletricidade para otimizar seus processos. Essa dependência implica no uso crescente de aparelhos eletroeletrônicos, o que contribui para o custo elevado nas faturas de energia.

Uma grande parcela do consumo de energia em um supermercado, que é o caso de estudo deste trabalho, está atribuída aos sistemas de climatização, iluminação e refrigeração dos produtos. Portanto, a implementação de usina solar fotovoltaica tem sido uma possível alternativa de investimento com a finalidade de reduzir as despesas com energia elétrica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo do presente trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de um sistema de geração de energia fotovoltaica para o Mega supermercado, localizado na cidade de Porto Nacional/TO, considerando as mudanças trazidas com a regulação do Marco Legal da Geração Distribuída (Lei 14.300/22).

1.3.2 Objetivos Específicos

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma avaliação financeira dos impactos da Lei 14.300/22 na viabilidade de usinas de micro e minigeração para cliente grupo A.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- descrever as principais alterações regulatórias implementadas com a Lei 14.300/22;
- analisar os dados de consumo e demanda contratada do Mega supermercado;
- dimensionar e simular o sistema de geração de energia FV para o supermercado;
- analisar o desempenho econômico considerando o tempo de retorno (*payback*), para horário de ponta e fora de ponta.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

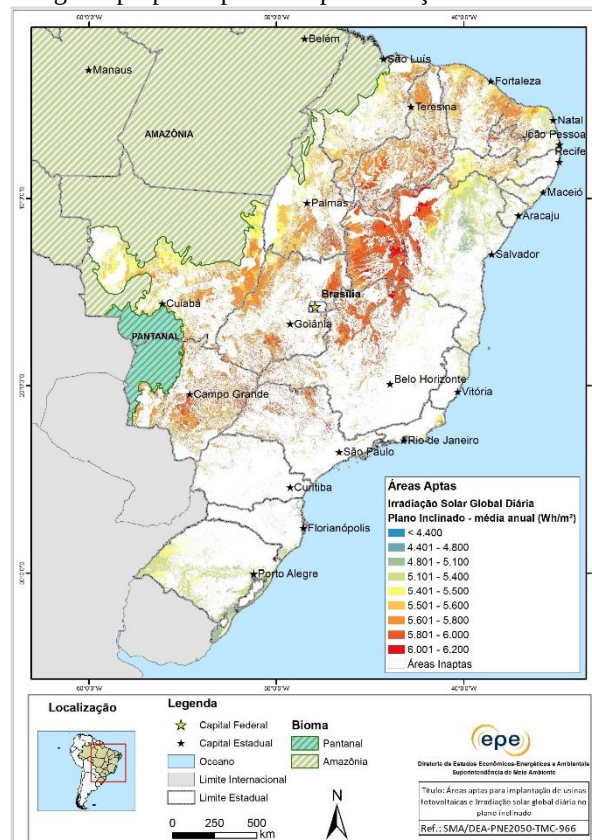
Neste capítulo, descreve-se os fundamentos teóricos utilizados. Conceitua-se a energia solar e tarifa de energia elétrica, apresentando o histórico regulatório do setor de GD e, além disso, apontando as principais mudanças implementadas pela Lei 14.300/22, e como podem afetar a viabilidade financeira do projeto de geração FV.

2.1 Energia solar fotovoltaica

Apesar das características climáticas de cada região geográfica do Brasil apresentarem forte influência na variabilidade sazonal dos recursos energéticos solares, a média do total diário de irradiação solar global apresenta uma uniformidade bastante grande em todo o território brasileiro (MARTINS, 2006).

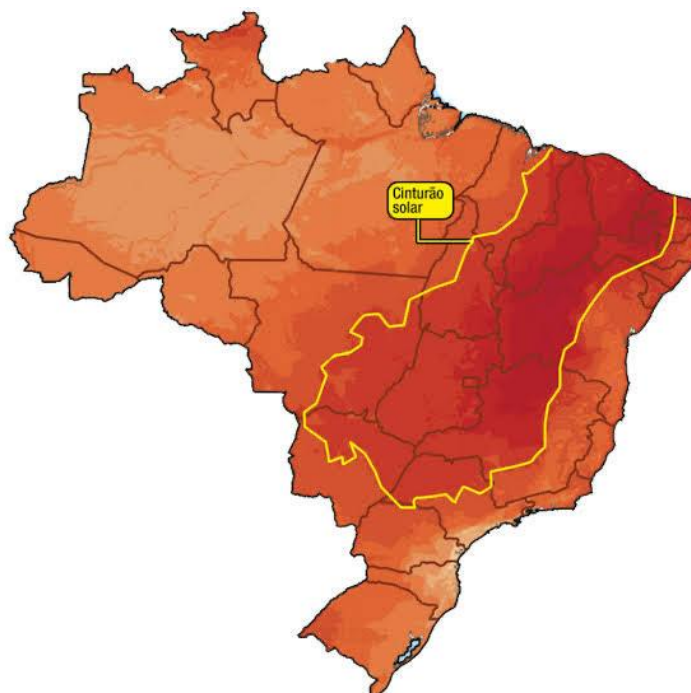
O Brasil recebe uma irradiação solar abundante por causa da sua localização geográfica e extensão territorial (EPE, 2021). O país está localizado próximo à linha do Equador, acarretando em alta incidência solar durante todo o dia, com pouca variação ao longo das estações do ano (BRASIL, 2005a). A pesquisa da EPE (2021) revela que o Brasil possui um potencial significativo de geração de energia solar fotovoltaica, alcançando 2281 kWh/m²/ano. A Figura 2 mostra regiões propícias para a implementação de usinas de energia FV.

Figura 2 – Regiões propícias para a implementação de usinas de energia FV



Fonte: EPE (2021)

O Cinturão Solar, definido pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar, abrange a região Nordeste, o Pantanal e parte de Minas Gerais, destacando-se como uma área de grande potencial solar, com os mais altos índices de irradiação solar. Mesmo em regiões com menor incidência solar no Brasil, ainda é possível encontrar um índice de 1642 kWh/m²/ano (MOSQUEIRA, 2020). A Figura 3 ilustra o cinturão solar do Brasil.

Figura 3 – Cinturão solar do Brasil

Fonte: De Pierro (2017)

A geração centralizada de energia elétrica ocorre em grandes usinas de energia, com potência instalada superior a 5MW, localizadas distantes da carga. Essas usinas são projetadas para fornecer energia em larga escala, abastecendo grandes áreas geográficas (MELO, 2022). Por outro lado, a geração distribuída, consiste em pequenas unidades geradoras localizadas próximas aos pontos de consumo, como residências, edifícios comerciais ou industriais. Essas unidades são dimensionadas para atender às necessidades de consumo locais.

Desde 2013, a GD cresceu a uma taxa média de 230% ao ano no Brasil (ABSOLAR, 2020). Apesar de a geração de energia elétrica no país depender em grande parte dos recursos hídricos, em 2022 o Brasil alcançou uma capacidade operacional de mais de 14 GW na fonte solar fotovoltaica, marco esse que superou a capacidade instalada da usina hidrelétrica binacional de Itaipu (ABSOLAR, 2022a).

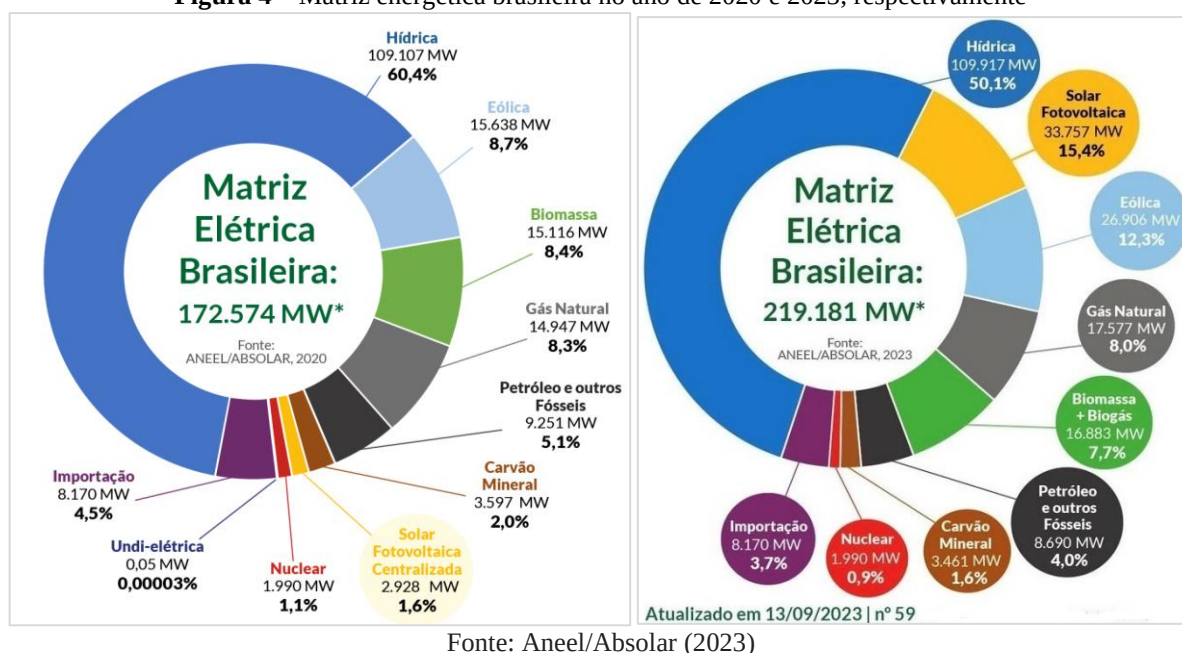
Pela primeira vez, o Brasil entrou na lista dos dez países com a maior potência instalada acumulada proveniente da fonte solar fotovoltaica. Ao encerrar o ano de 2022 com 24 GW, o país tornou-se o oitavo maior em capacidade instalada para geração de energia a partir dessa fonte (BRASIL, 2023a).

De acordo com o presidente da ABSOLAR, Rodrigo Sawaia, o avanço da energia solar no país, seja por meio de grandes usinas ou até mesmo pela geração própria em residências, é de suma importância para o crescimento social, econômico e ambiental do Brasil. “A fonte

ajuda a diversificar o suprimento de energia elétrica do País, reduzindo a pressão sobre os recursos hídricos e o risco de ainda mais aumentos na conta de luz da população”, comenta (ABSOLAR, 2022b).

Nos gráficos da Figura 4, é possível fazer um comparativo entre os anos de 2020 e 2023. Observa-se que energia solar FV tem crescido consideravelmente em termos percentuais na matriz elétrica do Brasil.

Figura 4 – Matriz energética brasileira no ano de 2020 e 2023, respectivamente



Fonte: Aneel/Absolar (2023)

Em setembro de 2023, como mostra a Figura 4, o Brasil ultrapassou a marca de 33 GW de potência instalada de energia solar fotovoltaica. Esses dados levam em conta tanto as usinas de grande porte (geração centralizada) quanto os sistemas de produção própria de energia instalados em residências e empresas (geração distribuída).

2.2 Tarifa de energia elétrica

A eletricidade desempenha um papel fundamental e indispensável na sociedade, atendendo às necessidades tanto das residências como dos diversos setores econômicos. Para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor é necessário a aplicação de tarifas de energia.

Essas tarifas de energia elétrica são compostas por valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia de

produção e da estrutura. Portanto, as tarifas englobam todos os componentes do processo industrial de geração, transporte e comercialização de energia elétrica (BRASIL, 2020b).

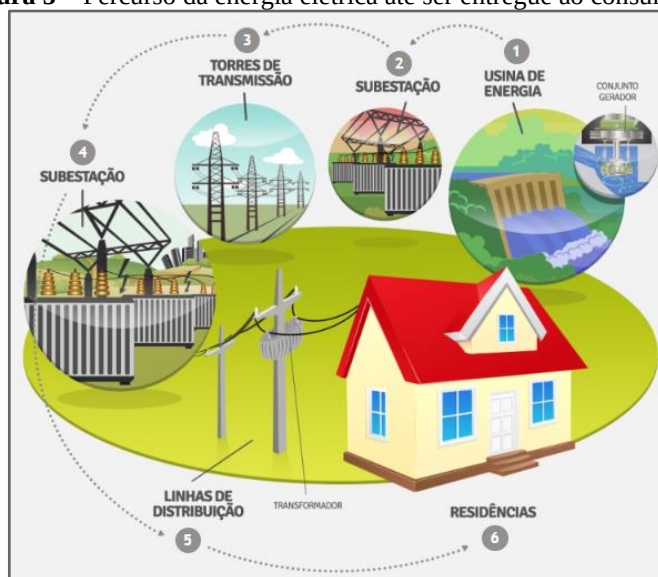
Diante disso, compreender a fatura de energia e o comportamento do consumidor desempenha um papel importante na condução efetiva de projetos relacionados à economia de energia (PIRES e MAGRI, 2022).

2.2.1 Composição Tarifária

A tarifa de energia elétrica, estabelecida pela ANEEL, tem como objetivo assegurar o fornecimento de energia com qualidade e garantir aos prestadores de serviços ganhos adequados para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar os investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento.

A energia elétrica percorre um trajeto até chegar ao consumidor final, conforme ilustrado na Figura 5. Ela é gerada em diferentes usinas, sendo que no Brasil, a maior parte é oriunda das hidrelétricas. Em seguida, é transmitida até chegar às subestações, onde a tensão elétrica é reduzida para níveis adequados para a distribuição. A energia é, então, encaminhada para a rede de distribuição e, por fim, passa por transformadores que reduzem ainda mais a tensão para um nível seguro e adequado para uso doméstico ou comercial.

Figura 5 – Percurso da energia elétrica até ser entregue ao consumidor



Fonte: Energisa (2019a)

A tarifa de energia elétrica embute em sua composição os valores de investimentos e operações técnicas realizados durante os processos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, inclui ainda os encargos setoriais e impostos.

O órgão regulamentador do sistema tarifário brasileiro é a ANEEL, uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A ANEEL calcula tarifas diferenciadas de acordo com as distribuidoras. A receita da concessionária de distribuição é composta por duas parcelas denominadas parcelas “A” e “B” (BRASIL, 2005b). Na Figura 6 é possível visualizar essa divisão de forma mais detalhada.

Figura 6 – Divisão das parcelas que compõem a tarifa de energia

T U S D	TRANSPORTE - FIO A	PARCELA A
	TRANSPORTE - FIO B	PARCELA B
	PERDAS	PARCELA A
	ENCARGOS	
T E	ENERGIA	
	TRANSPORTE - ITAIPU	
	PERDAS	
	ENCARGOS	
	OUTROS	

Fonte: Adaptado de DACHERY (2022a)

A Parcela A são os custos que não são gerenciáveis pelas distribuidoras e inclui: custo de aquisição de energia elétrica; despesas de transporte de energia e encargos setoriais. Enquanto que a Parcela B engloba custos que podem ser controlados pelas distribuidoras, formada por: despesas operacionais; reintegração e remuneração do investimento; imposto de renda e contribuição sobre o lucro líquido (ENERGISA, 2019a).

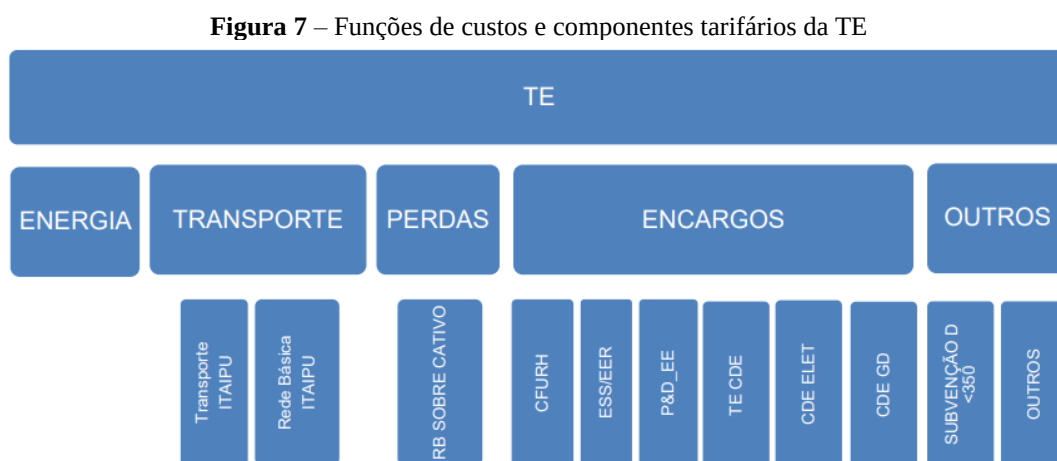
A soma da TUSD e da TE formam a tarifa sem impostos, estes são incluídos posteriormente na forma de tributos federais, estaduais e municipais. As distribuidoras de energia os recolhem e repassam às autoridades competentes pela sua cobrança. Tributos federais: Programas De Integração Social (PIS) e Contribuição Para O Financiamento Da Seguridade Social (COFINS); tributos estaduais: Imposto Sobre A Circulação De Mercadorias E Serviços (ICMS); tributos municipais: Contribuição Para Custeio Do Serviço De Iluminação Pública (CIP) (BRASIL, 2022a).

Somando-se a todos os valores já expressos, a fatura de energia dos consumidores cativos, exceto aqueles que localizados em sistemas isolados, ainda conta com os valores do sistema de bandeiras tarifárias, que desempenham o papel de fornecer um sinal econômico para os consumidores, especialmente durante períodos de crise hídrica, que resultam em um aumento na utilização de usinas térmicas para geração de energia.

Através das cores verde, amarelo e vermelho, as bandeiras indicam se haverá ou não acréscimos na conta de energia elétrica do consumidor e o custo em R\$ a cada 100kWh (BRASIL, 2022b).

A Tarifa de Energia (TE) é valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia. Ela engloba todos os componentes do processo industrial, que incluem a geração, transmissão e comercialização de energia elétrica. Além disso, na composição da tarifa, também estão incluídos encargos destinados a financiar a implementação de políticas públicas (BRASIL, 2023b).

De acordo com Brasil (2023b), as funções de custos da TE, apresentadas na Figura 7, são construídas a partir dos seguintes elementos tarifários:



Fonte: Brasil (2023b)

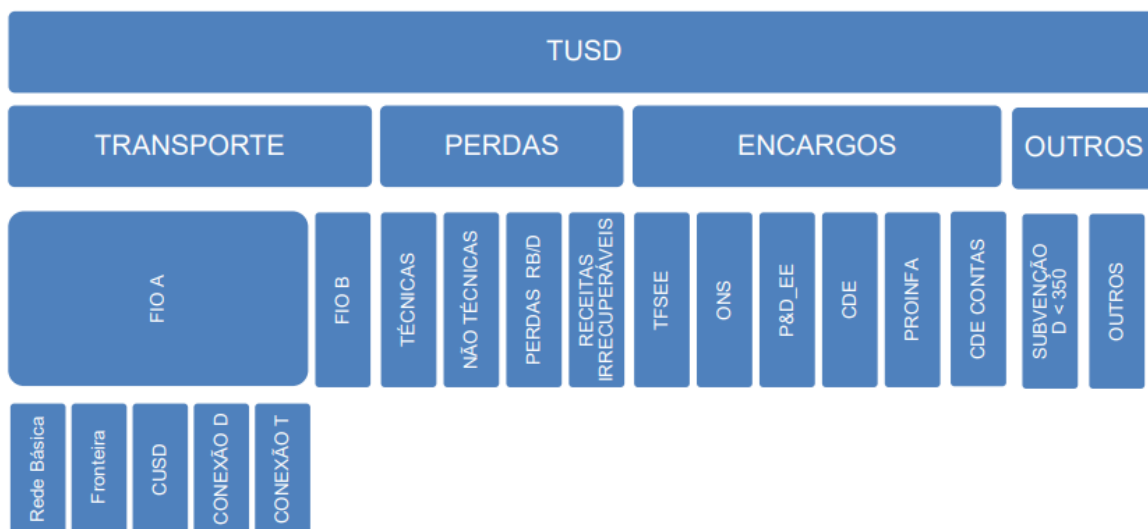
- **Energia** – refere-se à parcela que contém o repasse dos custos com a compra de energia e repasse ao consumidor;
- **Transporte** – refere-se à parcela que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu;
- **Perdas** – refere-se à parcela que recupera os custos com perdas na Rede Básica;

Encargos – Encargos de Serviços de Sistema e Encargo de Energia de Reserva (ESS/EER), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (TE CDE), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras (CDE ELET) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída (CDE GD).

A TUSD refere-se ao valor do uso do sistema de distribuição de energia. Ela cobre os custos com as instalações, equipamentos e componentes da rede de distribuição utilizados para levar a energia com qualidade e continuidade (KENJI, 2016).

Segundo Brasil (2023b), as funções de custos da TUSD, apresentadas na Figura 8, são construídas a partir dos seguintes elementos tarifários:

Figura 8 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD



Fonte: Brasil (2023b)

- **Transporte Fio A** – refere-se aos custos vinculados ao uso dos sistemas de transmissão da rede básica, uso dos transformadores com tensão inferior a 230 kV, uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras, conexão às instalações de transmissão ou de distribuição e das demais instalações de transmissão compartilhadas;
- **Transporte Fio B** – refere-se à parcela que remunera a distribuidora pelo serviço prestado. Corresponde aos custos vinculados ao uso de ativos de propriedade da própria distribuidora;

- **Perdas** – inclui as perdas técnicas do sistema da distribuidora, perdas não-técnicas (furto energia, erros de medição e faturamento), perdas na rede básica devido às perdas regulatórias da distribuidora e receitas irrecuperáveis;
- **Encargos** – compreende à parcela de remuneração da Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), do quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (CDE CONTAS).

2.2.2 Postos e modalidades tarifárias

Segundo a REN 1000/21 (BRASIL, 2021), para aplicação das tarifas, os consumidores são divididos em grupos e classes. O grupo A é composto por unidades consumidoras da Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4), e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS), que recebem tensão de conexão menor que 2,3kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição. Já o grupo B conta com unidades consumidoras da Baixa Tensão, das Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4), atendidas com tensão menor que 2,3 kV.

O grupo A pode optar por faturamento com benefício da tarifa do grupo B, eliminando assim o custo da demanda. Seguindo os critérios da REN 1000/21 (BRASIL, 2021):

- A soma das potências nominais dos transformadores na unidade consumidora for inferior ou igual a 112,5 kVA;
- Se a unidade consumidora estiver classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural, a soma das potências nominais dos transformadores deve ser menor ou igual a 1.125 kVA;
- Se a atividade realizada na unidade consumidora consistir na prestação de serviços de hotelaria ou pousada e estiver situada em uma região de veraneio ou turismo, a potência nominal total dos transformadores torna-se irrelevante, ou
- Se a carga instalada dos refletores empregados na iluminação for igual ou superior a dois terços da carga instalada total em instalações permanentes destinadas a atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias.

Para melhor compreensão das aplicações tarifárias, faz-se necessária também a exposição dos conceitos sobre postos tarifários. De acordo com a REN 1000/21 (BRASIL, 2021):

- Horário De Ponta: período do dia definido pela distribuidora para toda sua área de concessão, aprovado pela ANEEL, composto de três horas consecutivas;
- Horário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias complementares àquelas definidas no horário de ponta.

Os consumidores do Grupo A, no qual se enquadra o caso do presente estudo, são submetidos às tarifas binômias, que têm custo por demanda de potência e por consumo de energia elétrica. De acordo com a REN 1000/21 (BRASIL, 2021), a modalidade tarifária binômia pode ser escolhida entre:

- Modalidade tarifária convencional, em que as tarifas de demanda de potência e de consumo de energia independem do horário de uso;
- Modalidade tarifária horária verde, com tarifa única de demanda e diferenciada para o consumo, de acordo com os postos tarifários;
- Modalidade tarifária horária azul, com tarifas de demanda e de consumo que variam de acordo com o horário do uso.

A modalidade de tarifação aplicada ao Grupo A varia de acordo com o enquadramento da UC, conforme a regulamentação REN 1000/21 (BRASIL, 2021). Para UCs com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV, é aplicada a tarifa horária azul. Já para UCs com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, o consumidor pode escolher entre a tarifa horária azul ou horária verde.

2.3 Lei 14.300: Marco Legal da MMGD

Aprovada como Lei 14.300/22, o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída estabeleceu que as unidades que tenham sido protocoladas dentro do prazo de 12 meses após a sua publicação tenham direito aos benefícios concedidos anteriormente pela

ANEEL, por meio do SCEE, até o ano de 2045. A legislação estabelece as normas a serem seguidas tanto durante quanto após o período de transição (BRASIL, 2022c).

Antes de discorrer sobre o conteúdo da lei, é fundamental ressaltar que o Marco Legal da GD foi uma conquista do setor solar. Essa legislação proporcionou segurança e previsibilidade, evitando que alterações bruscas na regulamentação tornem o mercado fotovoltaico inviável no Brasil.

Com relação à Resolução Normativa nº 482, a Lei nº 14.300/22 (BRASIL, 2022c) trouxe diversas alterações, as quais podem ser destacadas nos tópicos a seguir:

I. Modalidades GD I, GD II e GD III

Para separar os participantes da MMGD de acordo a regra de transição estabelecida no art. 27 da Lei 14.300/22, a ANEEL emitiu a Resolução Homologatória 3.169/22 (BRASIL, 2022e). Essa resolução classifica os participantes no sistema de compensação de acordo com as diretrizes estabelecidas por essa norma. Nos anexos dessa resolução, foram estabelecidos os percentuais de compensação para cada grupo, de acordo com a distribuidora atendente. As três modalidades instituídas são:

- GD I corresponde ao disposto no art. 26 da Lei n. 14.300/22, abrangendo conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023.
- GD II está alinhado com o *caput* do art. 27 da Lei n. 14.300/22 e abrange conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, desde que não atendam aos critérios estabelecidos para a GD III. Os sistemas classificados como GD II incluem autoconsumo local; empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (EMUC); autoconsumo remoto até 500 kW; geração compartilhada até 500 kW (com participações inferiores a 25%) e fontes despacháveis.
- GD III é definido pelo § 1º do art. 27 da Lei n. 14.300/22, incluindo conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, com potência instalada superior a 500 kW. Esta categoria abrange fontes não despacháveis nas modalidades de autoconsumo remoto ou geração compartilhada, onde um único titular detenha 25% ou mais de participação no excedente de energia.

II. Potência Instalada

A lei 14.300/22 trouxe alterações no que diz respeito à minigeração distribuída. Para fontes não despacháveis, cuja a energia gerada por elas não pode ser controlada, como a solar e eólica, o novo limite de potência é menor ou igual a 3 MW. No caso das fontes despacháveis, que são aquelas que podem ser controladas e programadas para atender à demanda energética em determinado momento, como as hidrelétricas, o limite é maior que 75kW e menor ou igual a 5MW (BRASIL, 2022c).

III. Compensação de Energia

Antes da implantação do MMGD, o sistema de compensação de energia seguia a proporção de 1 para 1. Isso significava que os consumidores podiam gerar e injetar energia na rede, recebendo de volta um valor proporcional em kWh equivalente ao que tinham injetado, sem a necessidade de pagar taxas pelo uso da infraestrutura de distribuição e transmissão. Atualmente, as usinas classificadas na modalidade GD I continuam operando sob esse formato de compensação.

No entanto, para os projetos que protocolaram solicitação de acesso a partir de 07/01/2023 e que estão enquadrados na modalidade GD II, foi implementado o sistema de compensação parcial. Nesse contexto, será necessário o pagamento gradativo até 100% da parcela tarifária denominada Fio B¹, o qual constitui uma parte da TUSD (BRASIL, 2022c).

Portanto, de acordo com lei 14.300/22, a modalidade GD III, que inclui projetos de autoconsumo remoto acima de 500 kW e geração compartilhada, quando um único titular detenha mais 25% de participação, também será abrangida pelas regras de transição. De 2023 até o final de 2028, o cálculo será realizado da seguinte maneira (BRASIL, 2022c):

- 100% das componentes tarifárias que é o Fio B;
- 40% das componentes tarifárias que é o Fio A;
- 100% dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

A TUSD engloba o Fio B, cujos custos estão associados à utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local pelos consumidores. Em essência, o pagamento do Fio B se aplica somente à energia que é exportada para a rede elétrica da concessionária; a

¹ A nomenclatura TUSD Fio B não aparece na Lei 14.300/22, apesar dela se referir a TUSD Fio B. A nomenclatura e definição aparecem no Módulo 7 do PRORET (BRASIL, 2022d).

energia que é produzida e consumida instantaneamente (o chamado autoconsumo) não será taxada, ao contrário do que acontecia antes da 14.300/22.

Considerando que a TUSD Fio B possui um impacto variado nos diferentes estados e áreas de concessão do país, é necessário realizar uma valoração individual de acordo com a área de concessão desejada. A Tabela 1 proporciona uma comparação das variações do valor do Fio B em algumas das distribuidoras de energia elétrica de grande porte no Brasil (BRASIL, 2023f). Esses valores foram obtidos por meio da consulta à base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica, ao selecionar a concessionária, a modalidade verde, o subgrupo A4 e a base tarifária de aplicação (BRASIL, 2023c).

Tabela 1 – Valor do Fio B em diferentes concessionárias

Concessionária	Fio B (R\$/kWh)	Período de Vigência
CPFL SANTA CRUZ	0,88	22/03/23 a 21/03/24
COSERN	1,49	22/04/23 a 21/04/24
ETO	1,74	04/07/23 a 03/07/24
EQUATORIAL PA	2,15	17/08/23 a 06/08/24
EDP ES	0,86	07/08/23 a 06/08/24

Fonte: Brasil (2023c)

Para realizar o cálculo da TUSD Fio B, foi necessário consultar os resultados dos processos tarifários de distribuição conduzidos pela ANEEL. Esses estão disponíveis nos dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica. Após a seleção da componente tarifária TUSD Fio B, considerando a base tarifária de aplicação, o subgrupo A4 e a modalidade verde, o valor atribuído à TUSD Fio B para a Energisa – TO (ETO), durante o período de vigência de 04/07/2023 a 03/07/2024, é de 1743,96 R\$/MWh ou 1,74396 R\$/kWh no horário de ponta (BRASIL, 2023c).

A Tabela 2 apresenta as tarifas de aplicação da distribuidora ETO no horário ponta, que estarão em vigor no período de 04 de julho de 2023 a 03 de julho de 2024 (BRASIL, 2023d).

Tabela 2 – Tarifa de aplicação da Energisa-TO

SUBGRUPO	MODALIDADE	POSTO	TARIFA DE APLICAÇÃO	
			TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)
A4 (2,3 a 25kV)	VERDE	PONTA	69,69	239,69

Fonte: Adaptado de Brasil (2023e)

Assim, o valor da tarifa para o subgrupo A4, que é a categoria do supermercado, é de 2,39935 R\$/kWh (TUSD + TE). A partir desses valores, é possível realizar o seguinte cálculo conforme a Equação (1):

$$\begin{aligned} \text{Valor da TUSD Fio B Energisa (\%)} &= \frac{\text{Valor da TUSD Fio B}}{\text{Valor da energia da Energisa (Subclasse A4)}} \quad (1) \\ \text{Valor da TUSD Fio B Energisa (\%)} &= \frac{1,74396}{2,39935} \\ \text{Valor da TUSD Fio B Energisa} &= 72,68\% \end{aligned}$$

Logo, o valor da TUSD Fio B para o grupo A da ETO equivale 72,68% do valor total da energia da ETO.

A partir do ano de 2023, a tarifação do Fio B é escalonada da seguinte maneira:

- I – 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- II – 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- III – 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- IV – 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- V – 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- VI – 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- VII – a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

Aplicando a Lei 14.300/22, a Equação (2) refere-se ao cálculo do valor do Fio B anualmente:

$$\begin{aligned} \text{Valor da TUSD Fio B Energisa} &= \text{R\$ } 1,74396 \\ \text{Valor da componente tarifária TUSD Fio B para 2023} &= 15\% \times \text{R\$ } 1,74396 \quad (2) \\ \text{Valor da componente tarifária TUSD Fio B para 2023} &= \text{R\$ } 0,2615 \end{aligned}$$

Dessa forma, a quantia referente ao Fio B na ETO para o ano de 2023 totaliza R\$ 0,2615.

A tabela 3 apresenta os montantes do Fio B correspondentes a cada ano até 2029, levando em consideração a porcentagem aplicada, ponderando que não haja reajuste do valor do Fio B.

Tabela 3 – Valor monetário da tarifação do Fio B para cada ano

Ano	Porcentagem (%)	Fio B (R\$/kWh)
2023	15%	R\$ 0,26159
2024	30%	R\$ 0,52319
2025	45%	R\$ 0,78478
2026	60%	R\$ 1,04638
2027	75%	R\$ 1,30797
2028	90%	R\$ 1,56956
2029	nova regra	

Fonte: Autoria Própria

Para os cálculos realizados neste trabalho, a partir de 2028, será mantida a porcentagem de 90% do pagamento do Fio B para os anos subsequentes, considerando que uma nova regulamentação entrará em vigor em 2029.

Através da base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica fornecida pela ANEEL (BRASIL, 2023c), é possível examinar, na Tabela 4, os montantes referentes à TUSD Fio B nos últimos 10 anos (2013-2023), assim como os percentuais de reajuste anual em comparação com o ano precedente.

Tabela 4 – Valor da tarifa da TUSD Fio B nos últimos 10 anos

Ano	Valor	Percentual De Ajuste
2013	R\$ 1,30050	-
2014	R\$ 1,44075	10,78%
2015	R\$ 1,46329	1,56%
2016	R\$ 1,62189	10,84%
2017	R\$ 1,58240	-2,43%
2018	R\$ 1,65688	4,71%
2019	R\$ 1,75765	6,08%
2020	R\$ 1,41991	-19,22%
2021	R\$ 1,50719	6,15%
2022	R\$ 1,70405	13,06%
2023	R\$ 1,74396	2,34%

Fonte: Autoria Própria

Com a cobrança do Fio B, o retorno dos investimentos nos projetos fotovoltaicos vai estar diretamente relacionado com a simultaneidade entre a geração e o consumo. Uma vez que quanto maior for o consumo no momento em que está gerando energia elétrica a partir do

sistema fotovoltaico, menor será a injeção na rede da distribuidora e consequentemente menor será a taxa de Fio B inclusa em na fatura de energia (SILVEIRA, 2023).

Segundo Silveira (2023), esse fator de simultaneidade é uma variável que influencia diretamente o período necessário para recuperar financeiramente o investimento. Maior simultaneidade implica em maior rentabilidade e tempo de retorno mais curto, enquanto menor simultaneidade reduz a rentabilidade e estende o período de retorno do investimento.

O fator de simultaneidade é determinado pela razão entre a energia consumida no período de geração (autoconsumida) e a energia total gerada durante o mesmo intervalo, como expresso na Equação (3) abaixo (SILVEIRA, 2023):

$$\text{Fator de simultaneidade (\%)} = \frac{\text{Energia autoconsumida (kWh)}}{\text{Energia gerada (kWh)}} \quad (3)$$

IV. Custo de disponibilidade

O custo de disponibilidade representa uma taxa em kWh/R\$ que o consumidor deve pagar pelo uso da infraestrutura de distribuição. Os valores de referência variam de acordo com a quantidade de fases da UC: 30 kWh para unidades monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas.

A lei trouxe alterações no pagamento do custo de disponibilidade para todos os consumidores, seguindo as seguintes regras:

- Para projetos com direito adquirido: a compensação de energia somente ocorrerá até o limite em que o valor do faturamento da UC seja maior ou igual ao mínimo de referência, sendo assim, sempre haverá uma cobrança do custo de disponibilidade na conta de energia do consumidor (GREENER, 2022);
- Para projetos na regra de transição: O consumidor somente irá pagar o custo de disponibilidade, se o consumo medido for menor que o valor de referência (GREENER, 2022).

V. Excedente de Energia

A Lei 14.300/22 trouxe o Capítulo IV, que trata especificamente do sistema de compensação de energia elétrica, onde estão inclusas as regras para utilização e destinação do excedente e crédito de energia. Logo, para melhor compreensão, é necessário diferenciar o

excedente de energia do crédito de energia. O primeiro refere-se à sobra da UC-geradora no mesmo ciclo de faturamento, que será utilizado primeiro para abater o consumo total da UC onde está a geração de energia. O segundo trata-se do excedente que não é utilizado e acumula para ser utilizado em outros ciclos de faturamento subsequentes.

Na vigência da REN 482/2012, para distribuir a energia excedente, estabelecia-se uma porcentagem, como por exemplo, 50% para a casa 1 e 50% para a casa 2, conforme ilustrado na Figura 10. Contudo, com a introdução da Lei 14.300, o consumidor-gerador agora deve definir as UCs que receberão os excedentes de energia, estabelecendo o percentual que será alocado a cada uma delas ou a ordem de prioridade para o recebimento, como previsto no capítulo IV, do artigo 14 da Lei (BRASIL, 2022c).

Caso ocorra de excedentes na distribuição por ordem de prioridade, há duas possibilidades de alocação (BRASIL, 2022c):

- 1) O consumidor-gerador pode escolher uma UC para para que seja alocado esse excedente como crédito de energia;
- 2) Caso o titular não defina nenhuma UC, o excedente será alocado como crédito em favor da UC de maior consumo medido no ciclo de faturamento em questão.

Figura 9 – Exemplo da regra da alocação do excedente de energia



Fonte: DACHERY (2022b).

VI. Demanda Contratada

Antes da promulgação da Lei 14.300/22, os sistemas fotovoltaicos do grupo A eram faturados em toda a sua potência de injeção pela TUSD C, que é a tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada às unidades consumidoras. Para exemplificar, se o consumidor tivesse uma demanda contratada de 50 kW, a potência do inversor não poderia ultrapassar esse valor.

Caso a potência do inversor fosse maior que a demanda contratada, o cliente final deveria contratar mais demanda junto à concessionária.

Agora, após Lei 14.300/22, uma mudança ocorreu com a introdução da TUSD G, que é a tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada às unidades consumidoras que geram sua própria de energia. Agora, é possível determinar a quantidade de demanda a ser injetada na rede, denominada demanda de injeção. No entanto, é importante destacar que, após a revisão tarifária da distribuidora de energia subsequente à publicação da lei, a alteração não será realizada automaticamente pela concessionária, a menos que seja solicitada pelo consumidor.

Para usinas remotas, onde a unidade consumidora que é exclusivamente dedicada à geração e utiliza a rede apenas para injetar e atender a infraestrutura local e serviços auxiliares, é permitido declarar demanda de carga ou TUSD C igual a zero. Nesses casos, o faturamento ocorre apenas pela TUSD G, que deve ser equivalente à potência da usina fotovoltaica. Se houver consumo na usina de geração remota, é necessário contratar uma demanda de carga mínima de 30 kW (BRASIL, 2022c).

Para casos de usinas junto à carga, o consumidor do grupo A deverá contratar uma demanda de carga, juntamente com uma demanda de injeção (BRASIL, 2022c). Isso resulta em três possíveis opções distintas de faturamento:

- Demanda de carga igual a demanda de injeção:

Supondo que o consumidor-gerador tenha:

– Demanda de carga 300 kW;

– Demanda de injeção 300 kW;

– Faturamento: Como a demanda de injeção não excede a demanda de carga, o consumidor pagará apenas TUSD C.

- Demanda de carga menor que demanda de injeção:

Supondo que o consumidor-gerador tenha:

– Demanda de carga 200 kW;

– Demanda de injeção 300 kW;

– Faturamento: $(\text{Demanda Carga} \times \text{TUSD C} + [(\text{Demanda de injeção} - \text{Demanda carga}) \times \text{TUSD G}]$

$= 300\text{kW} \times \text{TUSD C} + [(300-200)\text{kW} \times \text{TUSD G}]$

$= 300\text{kW} \times \text{TUSD C} + 100\text{kW} \times \text{TUSD G}$

- Demanda de carga maior que demanda de injeção:
 Supondo que o consumidor-gerador tenha:
 - Demanda de carga 200 kW;
 - Demanda de injeção 100 kW;
 - Faturamento: Como a demanda de injeção não excede a demanda de carga, o consumidor pagará apenas TUSD C.

De acordo com Brasil (2023c), na base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica é possível encontrar os valores da TUSD C e G da ETO, distribuidora que abrange a região abordada neste estudo. Para o caso do presente estudo, foi selecionado a concessionária ETO, modalidade verde, subgrupo A4, base tarifária de aplicação, período de vigência de 04/07/2023 a 03/07/2024, a TUSD C é de R\$41,34 e a TUSD G é de R\$24,11.

Na ETO, a TUSD G é 41,67% menor que a TUSD C. Entretanto, há casos no Brasil em que a TUSD G é mais de 50% menor que a TUSD C, como, por exemplo, o da concessionária RGE, que na modalidade verde, subgrupo A4, a TUSD C é R\$25,67; e a TUSD G é R\$10,43; sendo 59% menor (BRASIL, 2023c). No caso do Grupo A, é possível observar que a cobrança da TUSD G resulta em um benefício, representado pela redução do valor da demanda faturada.

VII. Optante B

Unidades consumidoras do grupo A com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja menor ou igual a 112,5 KVA podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da ANEEL.

De acordo com a REN nº 1.000/21 (BRASIL, 2021), o consumidor optante B que queira participar do sistema de geração de energia elétrica, deve se enquadrar em três requisitos simultaneamente:

- A geração deve ser junto à carga;
- Não haja alocação de excedentes para outras unidades consumidoras distintas;
- A soma das potências dos transformadores não ultrapasse 112,5 kVA.

Dessa forma, os consumidores beneficiários da geração distribuída remota e que eram adotantes da opção pelo faturamento como “B Optante” perderão o direito a essa forma de faturamento.

2.4 Políticas de fomento à geração distribuída no Brasil

Uma das primeiras políticas a serem desenvolvidas no contexto da geração distribuída foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Esse programa foi estabelecido pela Lei nº 10.438/2002, com o propósito de ampliar as fontes de energia elétrica por meio de fontes renováveis conectadas ao Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). O PROINFA consistia em instalar uma capacidade de geração de 3.300 MW até 30 de dezembro de 2009, por meio de fontes complementares, tais como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e biomassas (BRASIL, 2002).

O Decreto nº 5.163, promulgado em 2004, forneceu às distribuidoras de energia elétrica uma visão clara das características da GD, a fim de torná-la uma opção atrativa para mitigar os riscos de investimento (OLIVEIRA e ROCHA, 2022). Pois tinha como objetivo regulamentar a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica (BRASIL, 2004).

Logo houve a necessidade da criação de uma resolução normativa que estabelecesse condições para o acesso a geração distribuída, foi então que em 2012 foi aprovada a REN nº 482/12. Essa resolução definiu condições gerais para o acesso à microgeração e minigeração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica, abordando aspectos cruciais, como o sistema de crédito compensável, tarifas, incentivos e regulamentação (SILVA, *et al.*, 2018).

De acordo com Silva *et al.* (2018) no ano de 2015, ocorreu a revisão da REN nº 482/2012 (BRASIL, 2012), juntamente com a criação da REN nº 687/2015 (BRASIL, 2015). Com revisão de 2015, foi redefinido os valores de potência para micro e minigeração distribuída: I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica através de fontes renováveis, com potência instalada inferior ou igual a 75 kW; II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (para fonte hídrica) e menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis (solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada) (BRASIL, 2015).

Além disso, a geração compartilhada é uma das modalidades da GD, criada por essa revisão de 2015. Ela possibilitou que consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, os quais não tem área disponível no local de consumo para instalar um sistema fotovoltaico, se unam para instalá-lo em um terreno em local distinto (como um sítio na zona rural, por exemplo)

e a energia gerada será compensada nas devidas unidades consumidoras dos participantes (BRASIL, 2015).

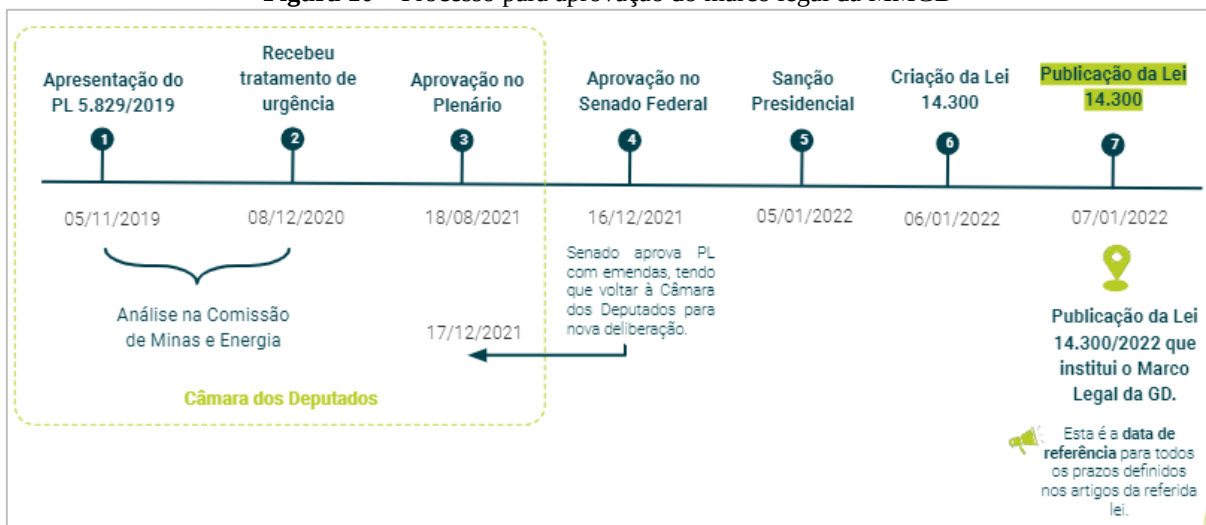
Conforme afirmado por Oliveira e Rocha (2022), em dezembro de 2015, foi lançado o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), com o intuito de impulsionar o crescimento da GD no Brasil. Os principais objetivos desse programa consistem em ampliar a utilização de fontes renováveis na GD em diversos setores, tais como residências, instalações industriais, estabelecimentos comerciais, escolas técnicas, universidades federais, hospitais e prédios públicos.

O potencial cumulativo previsto para o ProGD até 2030, abrange um investimento estimado de R\$ 100 bilhões; a adesão de 2,7 milhões de unidades consumidoras e a geração de 48 milhões de MWh, equivalente à metade da produção anual de Itaipu (MME, 2015).

Algumas ações utilizadas para alcançar os objetivos do programa foram: a criação e expansão de linhas de crédito e financiamento destinadas a projetos de sistemas de GD; o estímulo à indústria de componentes e equipamentos; a capacitação de recursos humanos para atuação na área de GD (estimando-se a criação de até 30 postos de trabalho para cada 1 MW instalado) e por fim os investimentos tanto nacionais e internacionais, bem como tecnologias competitivas voltadas para energias renováveis (MME, 2015).

O Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) instituiu, para os estados da federação, o Convênio ICMS 16/2015 (CONFAZ, 2015). No segundo semestre de 2016, 21 estados já haviam adotado esse convênio. Seu propósito é isentar o tributo estadual sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de GD, como os sistemas solares fotovoltaicos (BRASIL, 2016a). Posteriormente, o Convênio ICMS 68/2022 (CONFAZ, 2022) prorrogou o período de vigência das medidas fiscais que proporcionavam a isenção de ICMS, ampliando os benefícios e incentivos (TRIBUCI, 2022).

A partir da divulgação da REN 687/2015 (BRASIL, 2015), foram efetuadas modificações na REN 482/2012 (BRASIL, 2012), com o objetivo de atualizar a resolução e analisar os impactos possíveis. Esses debates e discussões ocorreram entre 2018 e 2019, englobando uma ampla gama de setores da sociedade e conduzidos por meio de chamadas públicas, permitindo a participação ativa de diversos segmentos interessados. Dessa forma, o Projeto de Lei 5.829/2019 (BRASIL, 2019) foi criado, com o intuito de garantir uma base sólida e segura para o mercado de MMGD por meio de uma legislação federal específica, a Lei 14.300/22 (BRASIL, 2022) (OLIVEIRA e ROCHA, 2022). A Figura 9 ilustra o processo para aprovação do marco legal da MMGD.

Figura 10 – Processo para aprovação do marco legal da MMGD

Fonte: Greener (2022)

Em 6 de janeiro de 2022, entrou em vigor a Lei nº 14.300, que estabelece o marco legal para a microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). A Lei apresenta regras claras e concretas para o mercado de MMGD (GREENER, 2022).

2.5 Análise de viabilidade financeira

Investir consiste em direcionar recursos financeiros com a expectativa de obter ganhos ou retornos no futuro. Diante desse conceito, tais aplicações envolvem a análise da valorização da moeda ao longo do tempo e não podem ser realizados sem uma avaliação racional da maneira como o capital investido será recuperado ao longo do período. Nesse contexto, os conceitos de *payback* descontado, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) serão empregados para avaliar a viabilidade e o prazo de recuperação do capital inicial investido em um sistema de energia fotovoltaica, em conformidade com a nova Lei 14.300/22 (BRASIL, 2022c).

O Fluxo de Caixa, que se baseia no conceito fundamental do orçamento de capital, projeta os fluxos de saída e entrada de recursos financeiros ao longo do ciclo de vida de um projeto. Dessa forma, engloba os valores distribuídos ao longo do tempo, incluindo as saídas líquidas de caixa, ou seja, os investimentos líquidos, e as entradas líquidas de caixa (BRAGA, 1995).

Para analisar cada parâmetro, é necessário definir o fluxo de caixa, conforme exemplo apresentado na Tabela 5. O investimento refere-se ao montante necessário para a implementação do projeto fotovoltaico. As receitas são determinadas como a economia alcançada na fatura de energia, considerando as taxas nos períodos de fora de ponta e ponta, fornecidas pela distribuidora ETO. Os custos de operação e manutenção do sistema instalado são despesas anuais. A análise do valor economizado em energia elétrica leva em consideração o fator de simultaneidade.

Tabela 5 – Fluxo de Caixa modelo para projeto solar fotovoltaico

Ano	Economia Anual	Manutenção e Operação	Fluxo De Caixa
0	Investimento	-	Investimento
1	Receita	Despesas	Receita - Despesas
2	Receita	Despesas	Receita - Despesas
⋮			
25	Receita	Despesas	Receita - Despesas

Fonte: Autoria Própria

Com o objetivo de aprimorar a precisão da simulação do sistema fotovoltaico em relação ao cenário real, torna-se essencial utilizar taxas de desconto como parâmetros. Entre essas taxas, destacam-se o índice de inflação (Índice Nacional de Preços ao Consumidor, IPCA) e a Taxa de Atratividade (TMA), que, neste estudo de caso, estarão vinculadas ao rendimento médio da poupança, ao Tesouro Direto (Taxa Selic) e a investimentos na bolsa de valores.

A TMA constitui uma ferramenta essencial na análise econômica, contribuindo para a determinação da viabilidade de um projeto, mediante a avaliação de sua capacidade em gerar lucro suficiente para justificar o investimento. Esse cálculo é realizado tendo em mente o retorno mínimo esperado por parte dos investidores ou da empresa.

Conforme ressaltado por Brasil (2023d), a previsão para a TMA no final de 2023 está fixada em 11,75% ao ano, uma vez que este é o período estimado para a implementação do sistema FV no supermercado. Essa taxa foi estabelecida levando em consideração a Taxa Selic e as atuais condições econômicas do país, as quais se caracterizam por apresentar níveis elevados de taxas de juros, refletindo a dinâmica econômica de uma nação em desenvolvimento.

O IPCA, é a medida adotada pelo governo para monitorar a taxa de inflação no país. Esse índice é compilado pelo Sistema Nacional de Preços ao Consumidor, que analisa

regularmente a evolução dos preços de bens e serviços. Ao final de cada ano, é calculado o IPCA acumulado, representando a média das variações nos preços ao longo do ano.

Para realizar uma análise financeira mais precisa e incorporar o impacto da inflação, é necessário descontar IPCA da TMA. Essa abordagem visa assegurar que os resultados reflitam valores reais, levando em consideração tanto a inflação quanto a taxa de retorno desejada. O desconto é aplicado subtraindo-se o IPCA da TMA.

O IPCA acumulado em 2023 atingiu a taxa de 4,61% (IBGE, 2023). Em decorrência disso, o valor da TMA, descontada da inflação, resultou em 7,14%.

O tempo de retorno do investimento, também conhecido como *payback*, é um método utilizado para determinar o período necessário para recuperar o capital inicial investido. Existem duas abordagens para o cálculo do *payback*: o valor histórico e o valor descontado (JAURIS, 2023). O *payback* descontado avalia o tempo necessário para recuperar o investimento inicial, levando em consideração o valor do dinheiro no tempo.

O prazo de *payback* deve ser estabelecido pelo investidor do projeto, que define um período máximo para a recuperação do capital investido. Se o tempo de retorno for inferior ao limite máximo aceitável, o projeto é considerado viável; caso contrário, não é. Portanto, quanto menor o tempo de retorno, mais atrativo é o investimento, uma vez que ele está menos suscetível às incertezas ao longo do tempo (RAMIREZ, 2022).

O valor presente é determinado pela aplicação da taxa de desconto ao fluxo de caixa, permitindo a atualização do saldo (investimento - valor presente) a cada período. O *payback* descontado é alcançado quando o saldo acumulado se torna positivo. Ao final do processo, o saldo acumulado do *payback* descontado é, portanto, equivalente ao VPL do projeto.

De acordo com Ricardo Bordeaux-Rêgo *et al.* (2015) o *payback* e o *payback* descontado são úteis nos seguintes casos:

- Para desempatar situações em que os VPLs sejam parecidos, dando ênfase à recuperação mais rápida de caixa;
- Como uma segunda categoria de análise, desempenhando o papel de indicador de risco de liquidez ou, de maneira mais ampla, como uma métrica do nível de risco do projeto. Ao longo do tempo, as incertezas vinculadas ao projeto, incluindo projeções de receitas e custos correspondentes, têm a tendência de crescer, elevando assim o nível de risco associado;

- Na avaliação de projetos que carecem de relevância financeira significativa para o investidor.

Ao contrário do *payback* simples, que não leva em consideração a depreciação do dinheiro ao longo do tempo, o *payback* descontado considera essa depreciação, proporcionando uma abordagem mais precisa e evitando subestimar riscos e oportunidades de investimento.

Apesar de a soma do *payback* descontado ser equivalente ao VPL, é fundamental levar em consideração esse método, uma vez que ele avalia todos os fluxos de caixa ao longo do tempo, não se limitando ao ponto em que o saldo acumulado se torna positivo. Enquanto o VPL compara o investimento com o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto (BORDEAUX-RÊGO *et al.*, 2015).

O método do VPL ou método do fluxo de caixa descontado é demonstrado na Equação (4).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n} \quad (4)$$

Em que,

I: Investimento inicial;

FC_t: Fluxo de caixa líquido na data “t”;

R: Custo de capital definido pela empresa;

VR: Valor residual do projeto ao final do período de análise (n-ésimo período).

O método do VPL integra essas quatro variáveis através do cálculo do valor presente do fluxo de caixa esperado menos o investimento inicial. A análise pode ser feita da seguinte forma (BORDEAUX-RÊGO *et al.*, 2015):

VPL > 0: o projeto é aceito;

VPL = 0: é indiferente aceitar ou não;

VPL < 0: o projeto é rejeitado.

Quando o VPL é positivo, isso significa que o valor presente de todos os futuros fluxos de caixa, descontados à taxa de desconto na data zero, supera o montante total do capital investido. Assim, o capital investido é recuperação, a remuneração do investimento será

superior a taxa de desconto e o projeto proporciona um ganho de riqueza que, a valor presente na data zero, é representado pelo VPL (BORDEAUX-RÊGO *et al.*, 2015).

Após calcular o VPL, a obtenção da TIR é realizada para assegurar o retorno do investimento. A Equação (5) é empregada para calcular a TIR, equacionando o VPL a zero e isolando a taxa de desconto da Equação (4) (RAMIREZ, 2022).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^n} = 0 \quad (5)$$

Em que,

$r(VPL=0) = TIR$: a taxa resultante é a TIR.

Segundo Storto (2016), a TIR é o método mais utilizado para avaliar a viabilidade financeira do investimento. Ela serve como um indicador de atratividade de um projeto, sendo que a TIR calculada deve ser maior do que a taxa de desconto previamente estabelecida. Quando não, o projeto deve ser recusado, significando que o investimento feito não terá lucros.

Quando a TIR supera a taxa mínima de atratividade, assegura-se o retorno do investimento. Nesse sentido, uma TIR superior ao custo de capital implica em maior lucratividade, enquanto uma TIR inferior ao custo de capital indica um resultado menos favorável (STORTO, 2016).

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este capítulo aborda a metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho. Inicialmente, são estabelecidas as premissas adotadas, com o objetivo de aproximar os resultados obtidos de um sistema real. Posteriormente, são apresentados os procedimentos adotados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico e a análise da viabilidade financeira do projeto.

3.1 Tipo de pesquisa

O objetivo central deste trabalho consiste em realizar uma análise da viabilidade técnica e econômica para a implementação de um sistema fotovoltaico com base na Lei 14.300/22. Tal análise conduziu-se por meio de levantamentos bibliográficos, bem como pela coleta e tratamento dos dados do caso a ser estudado.

3.2 Coleta de dados

O local escolhido para este estudo de caso foi o Mega Supermercado, que está localizado em Porto Nacional, na região sul do estado do Tocantins, a 66 km da capital Palmas-TO. A cidade de Porto Nacional possui aproximadamente 64 mil habitantes (IBGE, 2022) e um PIB per capita de aproximadamente 49 mil reais (IBGE, 2020). Está localizada nas seguintes coordenadas: latitude 10° 42' 27" Sul, longitude 48° 24' 51" Oeste, elevação 234m.

O estabelecimento comercial abriga uma extensão de aproximadamente 3.000 metros quadrados, o que viabiliza a instalação da usina solar no mesmo local da carga. Na Figura 11, tem-se a visão aérea do local.

Figura 11 – Localização do Mega supermercado



Fonte: Google Earth (2023)

O prédio onde o Mega Supermercado está instalado possui características vantajosas para a implantação da usina FV, uma vez que a parte superior do imóvel possui um telhado de aproximadamente de 3.000 m² e não apresenta obstáculos para a incidência da radiação solar.

O perfil de consumo de energia elétrica deste supermercado é classificado no grupo tarifário A e subgrupo A4, com modalidade tarifária horo-sazonal verde. A demanda contratada

atual é de 199 kW, enquanto a média mensal de consumo no posto tarifário fora de ponta é de 61.951,59 kWh. A subestação atual possui uma potência de 300 kVA.

Empregam-se os métodos de pesquisa bibliográfica e de estudo de caso para obtenção dos dados. O primeiro método consiste em adquirir de informações relevantes por meio de artigos científicos, normas e legislações brasileiras relacionados ao tema, com o objetivo de fornecer um embasamento teórico consistente acerca dos métodos descritos ao longo do trabalho.

Por outro lado, o estudo de caso tem como propósito avaliar a viabilidade técnica e econômica das propostas apresentadas no desenvolvimento deste trabalho. Para tanto, utilizou-se dados da fatura de energia do supermercado, obtidos junto à Energisa Tocantins, referentes a um período de 12 meses, de setembro de 2022 a agosto de 2023. A análise desses dados permitiu verificar a aplicabilidade das estratégias propostas e identifica possíveis oportunidades de otimização.

3.3 Tratamento de dados

Na conta de energia elétrica do Mega Supermercado apresenta o histórico de consumo faturado e a demanda medida de setembro de 2022 a agosto de 2023. A Tabela 6 refere-se a fatura que será utilizada como base para exibir os valores registrados pela concessionária.

Tabela 6 – Fatura de energia do Mega supermercado

CONSUMO DOS ÚLTIMOS 12 MESES									
MÊS	CONSUMO FATURADO	DEMANDA MEDIDA	CONS. FAT.	CONSUMO FATURADO	DEMANDA MEDIDA	ERE	DRE	ERE	DRE
AGO/23	51,00	10,50		67.972,83	174,82	2,46		884,45	
JUL/23	33,62	8,20		63.643,48	166,62	1,72		956,28	
JUN/23	27,39	8,20		66.417,29	173,51	1,56		882,48	
MAI/23	404,83	143,66		75.789,98	186,63	6,15		1.018,69	
ABR/23	39,61	104,63		63.869,31	179,09			861,33	
MAR/23	4,67	1,64		62.196,84	134,48			822,87	
FEV/23	60,11	95,12		54.260,71	133,82			699,95	
JAN/23				58.752,34	131,20			784,74	
DEZ/22				57.105,46	126,94			1.547,34	
NOV/22				55.930,31	128,58			2.293,29	
OUT/22				58.863,62	129,56			2.174,07	
SET/22				58.616,96	135,79			1.801,13	
AGO/22				57.460,84					
	PONTA		INTERME-DIÁRIA	FORA DE PONTA		PONTA		FORA DE PONTA	

Fonte: Autoria própria

O supermercado possui um gerador a diesel que fornece energia elétrica durante o horário de ponta (18h-21h, exceto aos sábados, domingos e feriados). Para obter os valores de consumo durante horário ponta, analisou-se os dados contidos nos relatórios produzidos pelo

próprio gerador. Esses dados, somados à média mensal do consumo no horário fora ponta, resultaram em uma estimativa de consumo total em kWh/mês para o Mega Supermercado. Essa estimativa é utilizada como referência para dimensionar a potência do sistema de energia solar fotovoltaica.

De acordo com Brasil (2016b), ao término do período de medição, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente para compensar a energia consumida do horário fora de ponta. Se houver excedente, esse saldo será utilizado por meio de um fator de ajuste para compensar a energia consumida pela unidade consumidora durante o horário de ponta.

O fator de ajuste é o resultado da divisão do valor de uma componente da tarifa (TE), fora de ponta pela tarifa de ponta, quando o excedente surgir no posto fora de ponta, conforme expresso na Equação (6) (BRASIL, 2016b).

$$Fator\ de\ ajuste = \frac{TE\ fora\ ponta}{TE\ ponta} \quad (6)$$

Essa metodologia existe desde antes da Lei 14.300/22 e é aplicada nas modalidades GD I. Posteriormente, poderá sofrer ajustes para ser utilizada nas modalidades GD II e GD III.

Com base na Resolução Homologatória nº 3.214, de 27 de junho de 2023 (BRASIL, 2023e), os valores da TE, que representa uma parcela da conta do grupo A4, modalidade verde, no horário fora ponta e na ponta são, respectivamente, R\$ 0,23969/kWh e R\$ 0,39223/kWh. Esses valores possibilitam determinar o fator de ajuste a partir da Equação (6):

$$Fator\ de\ ajuste = \frac{0,23969}{0,39223}$$

$$Fator\ de\ ajuste = 0,61$$

Utilizou-se o fator de ajuste para o cálculo da energia do sistema solar FV necessária para o projeto, conforme a Equação (7).

$$Geração = E_{fora\ de\ ponta} + \frac{E_{ponta}}{Fator\ de\ ajuste} \quad (7)$$

Utilizou-se do banco de dados do CRESESB (Centros de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) (BRASIL, 2018), que utiliza um software próprio (SunData),

para o calcular da média diária mensal de irradiação solar de acordo com dados das estações meteorológicas próximas à coordenada desejada.

A Tabela 7 apresenta os dados de irradiação solar média [kWh/m².dia] no plano horizontal para a cidade de Porto Nacional/TO.

Tabela 7 – Dados de irradiação solar média [kWh/m².dia] em Porto Nacional/TO

Irradiação Solar Média [kWh/ m ² .dia] - Porto Nacional/TO	
Mês	Plano horizontal
Janeiro	5,22
Fevereiro	5,24
Março	4,90
Abril	5,02
Maio	5,02
Junho	4,92
Julho	5,22
Agosto	5,84
Setembro	5,82
Outubro	5,46
Novembro	5,22
Dezembro	5,24
Média	5,26

Fonte: Adaptada de Brasil (2018)

Com o valor médio da irradiação da cidade de Porto Nacional será possível estimar a potência que o sistema fotovoltaico deve gerar a partir dos painéis solares, através da Equação (8) (TIEPOLO *et al.*, 2013).

$$Potência\ módulo\ (kWp) = \frac{Energia\ Elétrica \times G_{STC}}{Irs \times TD \times N} \quad (8)$$

Em que,

Energia elétrica: Consumo mensal (kWh/dia);

G_{STC} : Irradiância solar na condição STC (condições padrão de teste)

TD: Taxa de desempenho (%);

Irs: Irradiação solar (kWh/m².dia);

N: Número de dias.

A Taxa de Desempenho é uma medida expressa em porcentagem. Ela representa a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol a 1.000W/m² (condição

STC) incidentes no painel fotovoltaico, geralmente associada a um ano de operação e é uma métrica utilizada para avaliar a eficiência de um sistema fotovoltaico (URBANETZ e CASAGRANDE, 2012). Para o presente trabalho, a taxa de desempenho considerada foi de 80%, de acordo com Barbosa et al. (2021).

Para determinar a potência nominal de inversores, utiliza-se do Fator de Dimensionamento do Inversor, o qual relaciona a potência nominal do inversor e a potência pico do gerador fotovoltaico, conforme a Equação (9) — potência que os módulos solares podem gerar sob as condições padrão de testes (1000 W/m² a 25°C e massa de ar de 1,5), o STC (Standard Test Condition) (MACÊDO, 2006).

Segundo Macêdo (2006), a otimização dos sistemas FV conectados à rede no Brasil se obtém com valores de FDI inferiores a 0,8. A Equação (9) apresenta o cálculo do FDI.

$$FDI = \frac{P_{nom}}{P_{FV}} \quad (9)$$

Sendo,

P_{nom} : potência nominal na saída do inversor em kW;

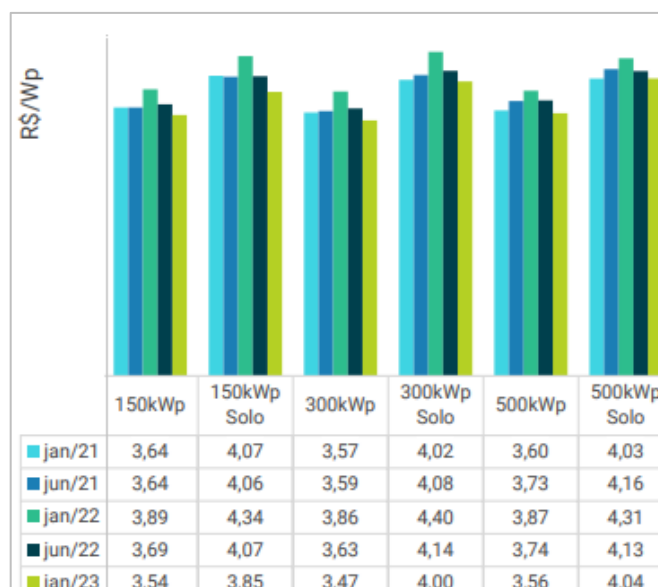
P_{FV} : potência do gerador FV em kWp.

Para a análise de viabilidade financeira do sistema fotovoltaico, empregou-se os conceitos de *payback* descontado, VLP e TIR, previamente apresentados no Capítulo 2. Além disso, será realizada uma análise considerando o aumento gradativo do percentual do valor do Fio B, a fim de validar a viabilidade do investimento em uma usina solar fotovoltaica, de acordo com a Lei 14.300/22.

Para determinar o custo do projeto foi considerado um estudo realizado pela GREENER (2023), o qual abrange diversos aspectos de um sistema FV, como módulos solares, inversores, materiais elétricos, bem como despesas relacionadas ao cabeamento, estruturas de fixação, dispositivos de proteção, projeto e custos de mão de obra para a instalação.

A empresa Greener calcula o preço médio dos kits dos sistemas de geração FV por meio do mapeamento de preços e pesquisa realizada junto aos distribuidores. Na Figura 12 a seguir, apresentam-se os valores que variam de acordo com a potência dos sistemas FV.

Figura 12 – Preços dos sistemas FV



Fonte: Adaptado de Greener (2023)

4 RESULTADOS

Ao longo deste capítulo, serão abordados três possíveis cenários para o dimensionamento do projeto de um sistema de geração fotovoltaica integrado ao Mega Supermercado, o qual possui uma demanda contratada atual de 199 kW.

O primeiro cenário a ser investigado consiste em gerar energia em quantidade suficiente para compensar o consumo nos postos ponta e fora ponta. No segundo cenário considera-se a instalação de um inversor com potência que não exceda a capacidade da subestação atual, que é de 300 kVA. Por fim, o terceiro cenário contempla a adaptação da demanda do sistema fotovoltaico de modo a igualá-la à demanda contratada de 199 kW. Esses casos foram simulados com o propósito de determinar a abordagem mais viável para o investimento na usina fotovoltaica do supermercado.

4.1 Dimensionamento da usina fotovoltaica

O dimensionamento da usina e a discussão de todos os parâmetros envolvidos neste processo não configuram o principal objetivo deste trabalho. No entanto, segue uma análise simplificada para a determinação dos sistemas fotovoltaicos conectado à rede dos casos aqui discutidos.

Ao leitor interessado em aprofundar-se no assunto, Macêdo (2006) aborda diversos aspectos relacionados ao equacionamento da potência no ponto de máxima potência de

operação dos módulos fotovoltaicos. Isso inclui a análise do comportamento das células fotovoltaicas sob variações de temperatura do módulo, a relação entre a temperatura ambiente e a das células fotovoltaicas, e a eficiência de seguimento do ponto de máxima potência dos inversores.

Além disso, o autor discute a eficiência de conversão c.c./c.a para a determinação da potência de saída dos inversores por meio do método polinomial, bem como as perdas decorrentes de limitação de potência e autoconsumo. O texto também apresenta figuras de mérito, como Fator de Capacidade, Rendimento Global ou *Performance Ratio*, e explora os impactos da relação entre a potência nominal do inversor e a do gerador fotovoltaico (FDI, Fator de Dimensionamento do Inversor) na produtividade do sistema.

Independentemente da metodologia adotada para o dimensionamento, é crucial conhecer os dados de consumo da carga que se pretende beneficiar com a geração. O Mega Supermercado conta com um Grupo Motor Gerador (GMG) que atende à demanda durante o período das 18h às 21h, considerado horário de ponta, excluindo sábados, domingos e feriados. No entanto, mesmo com essa disposição, constatou-se consumo no horário de ponta nos meses de fevereiro de 2023 a agosto de 2023, conforme indicado na fatura (Tabela 6).

Optou-se, no entanto, por não utilizar esses dados da fatura para calcular o consumo médio no horário de ponta. Isso se deve ao fato de que o consumo demonstrado pode não refletir o consumo real nesse horário, podendo ter ocorrido por diversas razões, como o não funcionamento do gerador. Essa situação fica evidente ao analisar o mês de março de 2023, que apresentou um consumo médio mensal muito baixo e, certamente, não representa o consumo real do Mega Supermercado no horário de ponta. Adicionalmente, a fatura não apresenta dados de consumo no horário de ponta nos meses de agosto de 2022 a janeiro de 2023, o que é justificável pelo uso adequado do GMG.

Portanto, para determinar a parcela de consumo médio mensal no horário de ponta, recorreu-se aos registros de geração de energia do GMG ao longo de cinco dias consecutivos, de segunda-feira a sexta-feira. A média diária de consumo no horário de ponta foi de 258,57 kWh, totalizando 7.757,14 kWh/mês, conforme a Tabela 8.

Tabela 8 – Histórico de geração semanal do grupo motor gerador do supermercado

Horário Ponta	
Dados do Gerador	
Dia	Consumo (kWh)
Seg.	345,00
Ter.	371,00
Qua.	365,00
Qui.	362,00
Sex.	367,00
Sab.	0,00
Dom.	0,00
Média (kWh)	258,57

Fonte: Autoria Própria

Para calcular o consumo de energia durante o horário fora de ponta, utilizaram-se os dados disponíveis na fatura de energia fornecida pela concessionária local. A média mensal de consumo correspondeu a 61.951,59 kWh/mês. A Tabela 9, traz a média de consumo durante doze meses.

Tabela 9 – Média mensal de consumo fora ponta do supermercado

Horário Fora de Ponta	
Meses	Consumo (kWh)
Set./22	67.972,83
Out./22	63.643,48
Nov./22	66.417,29
Dez./22	75.789,98
Jan./23	63.869,31
Fev./23	62.196,84
Mar./23	54.260,71
Abr./23	58.752,34
Mai./23	57.105,46
Jun./23	55.930,31
Jul./23	58.863,62
Ago./23	58.616,96
Média (kWh)	61.951,59

Fonte: Autoria Própria

Com relação à definição dos principais equipamentos, existem diversos fabricantes de módulos fotovoltaicos e inversores, os quais são comumente determinados sob critérios técnicos — qualidade dos equipamentos, existência de certificação, compatibilização com os limites máximos de tensão e corrente na entrada dos inversor, tipo de tecnologia empregada,

eficiência, existência de monitoramento e proteção embarcada, e vida útil —, critérios de custo, disponibilidade dos equipamentos nos fornecedores locais, e assistência pós-venda.

Neste trabalho apenas define-se para todos os casos o inversor SUNGROW SG20KTL-M de 20 kW e o módulo fotovoltaico JA SOLAR JAM72S30-550/MR de 550 Wp, mais detalhes podem ser obtidos nas suas respectivas folhas de dados conforme descrito nos Anexos – A e B. Ainda, o inversor em questão é capaz de injetar até 10% acima da sua capacidade nominal, se houver potência suficiente fornecida do lado c.c., podendo atingir 22 kW, o que afetaria diretamente a contratação da demanda de injeção. Para efeitos práticos, será considerada uma potência máxima de injeção de 20 kW.

4.1.1 1º caso: Dimensionamento compensar o consumo ponta e fora ponta

Essa primeira análise estimou-se um sistema FV que supra o consumo nos postos tarifários ponta e fora ponta. Para o cálculo da quantidade de geração necessária para a compensação total de energia aplicou-se a Equação (7) e utilizou-se o resultado do fator de ajuste obtido Equação (6):

$$\begin{aligned} \text{Geração} &= 61.951,59 + \frac{7.757,14}{0,61} \\ \text{Geração} &= 74.668,22 \text{ kWh/mês} \end{aligned}$$

Com o valor de irradiação solar médio no plano horizontal encontrado na Tabela 7, de acordo com a Equação (8), estimou-se a potência mínima do sistema fotovoltaico para atender ao consumo médio mensal de energia elétrica do supermercado:

$$\begin{aligned} \text{Potência sist. (painel)} &= \frac{74.668,22 \times 1k}{5,26 \times 0,8 \times 30} \\ \text{Potência sist. (painel)} &\cong 592 \text{ kWp} \end{aligned}$$

Considerando:

Taxa de desempenho (TD) = 80%.

Observa-se que o denominador da equação acima representa a estimativa de produtividade do sistema de 126,24 kWh/kWp.mês, a qual posteriormente é utilizada para estimar a produção de energia do gerador definido.

Pela Equação (9), adotando 0,75 para o FDI, o valor da potência do inversor será de:

$$0,75 = \frac{P_{nom}}{592}$$

$$P_{nom} \approx 443 \text{ kW}$$

Utilizando-se do inversor de 20 kW e do módulo de 550 Wp, pode-se definir o arranjo de 48 módulos FV por inversor, resultando em 26,4 kWp. Assim, o total de 23 inversores resulta em 460 kW com 607,2 kWp de gerador. Para este conjunto espera-se uma geração de 76.652,9 kWh/mês. Resultando em um total de 199 kW de demanda de carga e 460 kW de demanda de injeção.

Portanto, dado que a demanda contratada UC é inferior à demanda do sistema FV, a Lei 14.300 (BRASIL, 2022c), possibilitou que seja pago o valor correspondente à demanda carga acrescido da diferença entre a demanda de injeção e a demanda carga. O cálculo do faturamento é representado por:

$$\text{Faturamento} = (\text{Demanda Carga} \times \text{TUSD C} + [(\text{Demanda de injeção} - \text{Demanda carga}) \times \text{TUSD G}])$$

Substituindo os valores:

$$\text{Faturamento} = 199\text{kW} \times \text{TUSD C} + [(460\text{kW}-199\text{kW}) \times \text{TUSD G}]$$

$$\text{Faturamento} = 199\text{kW} \times \text{TUSD C} + 261\text{kW} \times \text{TUSD G}$$

O adicional da demanda de injeção, faturada pela TUSD G, é um aspecto favorável. Essa vantagem decorre do fato de que o valor da TUSD G na ETO é inferior ao valor da TUSD C.

4.1.2 2º caso: Dimensionamento máxima potência de inversores possível considerando a subestação existente

Neste caso, a potência máxima do total de inversores é igual à potência da subestação existente, isto é, 300 kVA. Assim, o total de 15 inversores resulta em 300 kW com 396 kWp de gerador. Para este conjunto espera-se uma geração de 49.991,04 kWh/mês. Essa geração só é suficiente para abater uma parte do consumo fora de ponta. Resultando em um total de 199 kW de demanda de carga e 300 kW de demanda de injeção.

É importante ressaltar que, neste cenário, a demanda contratada pela UC também é inferior à demanda do sistema FV. O cálculo do faturamento é representado por:

$$\text{Faturamento} = (\text{Demanda Carga} \times \text{TUSD C} + [(\text{Demanda de injeção} - \text{Demanda carga}) \times \text{TUSD G}]$$

Substituindo os valores:

$$\text{Faturamento} = 199\text{kW} \times \text{TUSD C} + [(300\text{kW}-199\text{kW}) \times \text{TUSD G}]$$

$$\text{Faturamento} = 199\text{kW} \times \text{TUSD C} + 101\text{kW} \times \text{TUSD G}$$

4.1.3 3º caso: Dimensionamento para igualar a demanda de carga com a de injeção

Neste caso, a potência do inversor será o mais próximo possível da demanda contratada de 199kW. Assim, o total de 10 inversores resulta em 200 kW com 264 kWp de gerador. Para este conjunto espera-se uma geração de 33.327,36 kWh/mês. Essa geração só suficiente para abater uma parte do consumo fora de ponta.

A REN N° 1.059/23 permite a cobrança pela ultrapassagem nos casos de a demanda medida superar em 5% os valores contratados para a carga ou gerador (BRASIL, 2023g). Os inversores limitam a potência de saída em seu valor máximo, aqui atribuído em 20 kW por inversor. Assim, para 200 kW seria possível contratar uma demanda de injeção de 191 kW e ainda assim não pagar demanda de ultrapassagem. Portanto, pode-se definir a demanda de injeção igual a de carga 199 kW. Observe que se considerássemos a capacidade máxima de injeção por inversor de 22 kW isso não seria possível.

4.2 Análise Econômica

A aquisição de um sistema fotovoltaico envolve uma extensa análise destinada a justificar a viabilidade do investimento. Neste contexto, este estudo se propõe a abordar o dimensionamento do sistema ao longo de um período de 25 anos.

Durante esse período, serão considerados diversos fatores, como a eficiência do sistema, o custo de aquisição e instalação, as economias geradas na conta de energia elétrica e a depreciação dos componentes do sistema. Esses elementos serão cuidadosamente analisados para determinar se o investimento é financeiramente vantajoso.

Para a análise de viabilidade econômica de cada projeto, serão empregados os seguintes métodos de análise financeira: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado. Além disso, a observação do comportamento das tarifas ao longo do tempo é crucial, dado que elas podem variar em consonância com as condições de mercado e políticas governamentais

4.2.1 Estimativa de custo

De acordo com valores fornecidos pela Greener (2023), foi estimado os seguintes custos do investimento inicial para cada caso:

- 1º Caso com potência de 607,2 kWp:

Foi considerado o valor de R\$3,56/Wp para um sistema fotovoltaico de 500 kWp. Adicionalmente, foi incluído o custo aproximado da substituição da subestação atual, que possui um transformador de 300 kVA, por uma subestação abrigada com um transformador de 500 kVA, projetada para suportar o sistema FV. O custo total da troca da subestação foi de R\$500.000,00; valor obtido a partir de uma pesquisa no mercado na cidade de Palmas-TO. Dessa forma, o custo total para a implementação desse sistema fotovoltaico foi de R\$ 2.661.632,00.

- 2º Caso com potência de 396 kWp:

O custo do sistema FV de 396 kWp de gerador foi estimado usando a valor de R\$3,56/Wp, originalmente aplicado a um sistema de 500 kWp. Como não há necessidade de troca da subestação, o custo resultou em um total de R\$ 1.409.760,00.

- 3º Caso com potência de 264 kWp:

Para o custo do sistema FV com 264 kWp de gerador foi considerado o valor R\$3,47/Wp de um sistema FV de 300kWp. Como não há necessidade de troca da subestação, o custo resultou em um total de R\$ 916.080,00.

4.2.2 Fluxo de Caixa

O projeto estabelece um ciclo de vida de 25 anos, em conformidade ao período de garantia que assegura uma potência na saída dos módulos fotovoltaicos selecionados de mais de 80% (JA SOLAR, 2022). Além disso, de acordo com informações do Portal Solar (2014-

2023), foi determinado um custo de manutenção anual para sistemas de energia solar, equivalente a aproximadamente 0,5% do custo inicial do sistema.

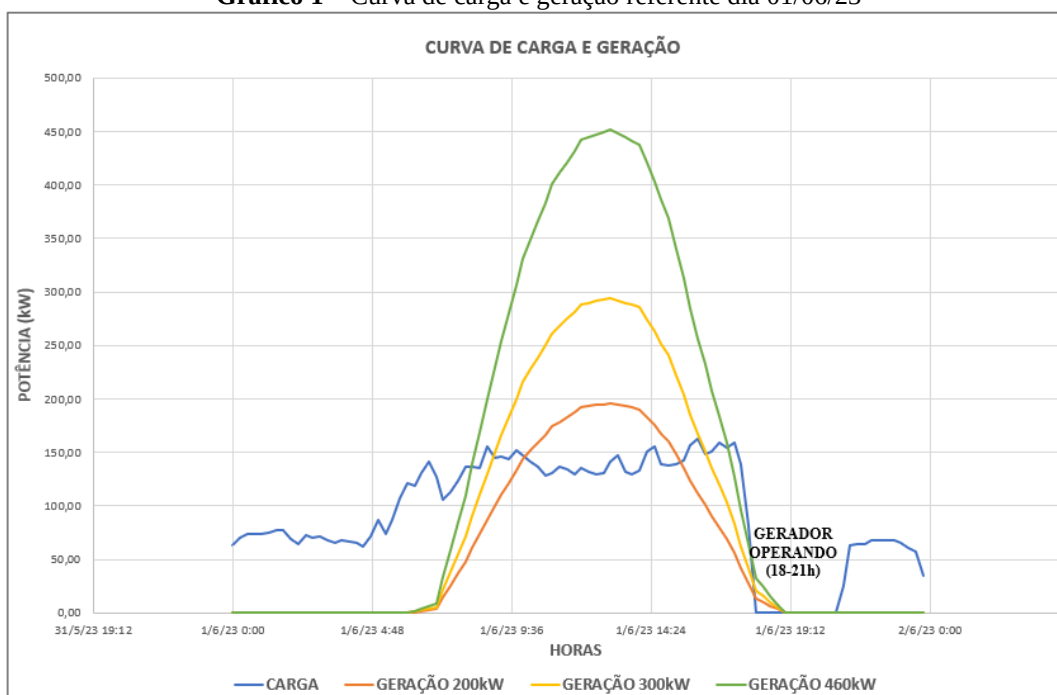
Como mencionado anteriormente, optou-se por incluir o IPCA para realizar a análise financeira, considerando os impactos da inflação sobre os custos e os retornos.

Para determinar os valores de economia anual das Tabelas 11, 12 e 13, realizou-se uma análise de simultaneidade em cada caso. Utilizaram-se os dados de consumo de energia elétrica do supermercado, fornecidos pela ETO, juntamente com a previsão de geração de energia pelos sistemas fotovoltaicos dimensionados, para a determinação do fator de simultaneidade (FS). Para a previsão de geração se utilizou de um algoritmo desenvolvido por Macêdo (2006), o qual tem sido frequentemente atualizado e utilizado em pesquisas do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (GEDAE/UFPA)

Embora seja ideal calcular a média anual para obter um valor de FS mais alinhado com a realidade, considerando a variação nas gerações ao longo dos meses, neste estudo, optou-se por adotar o mês de junho como referência para calcular o FS médio mensal. Essa escolha mostrou-se adequada para os objetivos da análise em questão.

O Gráfico 1 ilustra as curvas de carga juntamente com as curvas de geração do sistema fotovoltaico para cada caso, referentes ao primeiro dia de junho de 2023.

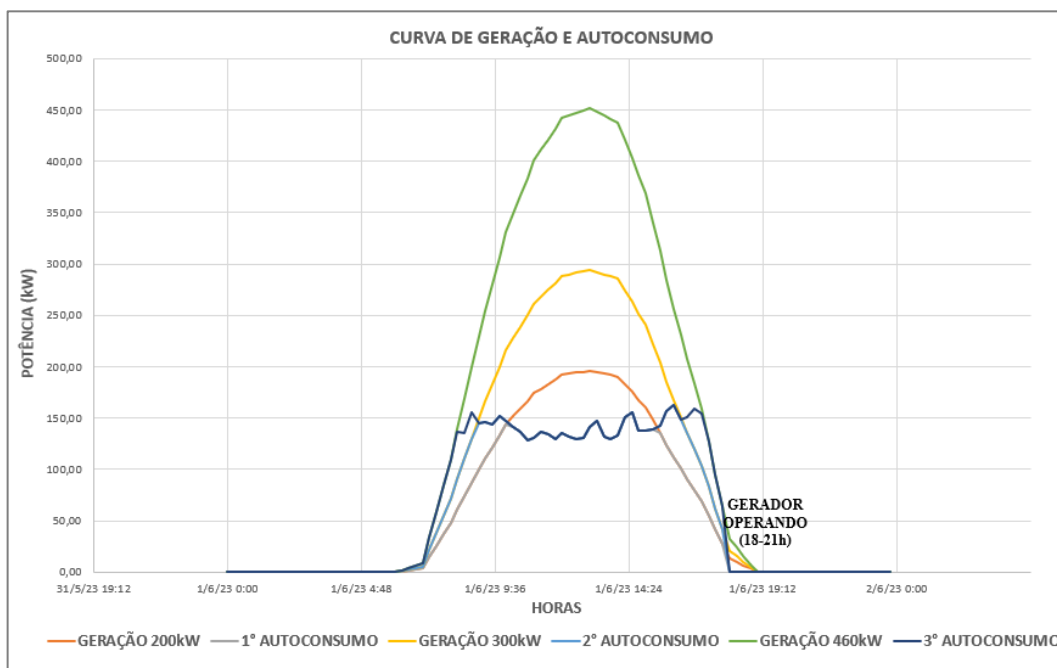
Gráfico 1 – Curva de carga e geração referente dia 01/06/23



Fonte: Autoria Própria

O Gráfico 2 abaixo apresenta as curvas de geração de autoconsumo em cada caso. A curva de autoconsumo representa a energia gerada pela usina fotovoltaica e consumida simultaneamente pelas cargas locais da unidade consumidora.

Gráfico 2 – Curva de geração e autoconsumo referente ao dia 01/06/23



Fonte: Autoria Própria

Para determinar o FS médio de cada dia, conforme a tabela 10, foi feito a relação entre a energia autoconsumida e a geração total.

Tabela 10 – Média diária do FS no mês de junho de 2023

DIAS	CASOS		
	1º caso	2º caso	3º caso
01/jun	44%	63%	83%
02/jun	46%	66%	87%
03/jun	45%	65%	86%
04/jun	33%	48%	67%
05/jun	50%	70%	90%
06/jun	45%	64%	85%
07/jun	47%	67%	90%
08/jun	47%	67%	90%
09/jun	50%	70%	88%
10/jun	57%	77%	93%
11/jun	33%	47%	64%

12/jun	47%	68%	91%
13/jun	47%	67%	90%
14/jun	53%	71%	90%
15/jun	48%	68%	89%
16/jun	47%	68%	90%
17/jun	47%	67%	89%
18/jun	35%	51%	69%
19/jun	45%	64%	81%
20/jun	46%	66%	88%
21/jun	48%	69%	91%
22/jun	46%	68%	90%
23/jun	41%	59%	80%
24/jun	42%	59%	82%
25/jun	28%	40%	56%
26/jun	42%	61%	82%
27/jun	40%	59%	80%
28/jun	44%	64%	87%
29/jun	39%	56%	78%
30/jun	46%	67%	90%
MÉDIA	44%	63%	84%

Fonte: Autoria Própria

Assim, adotou-se um fator de simultaneidade médio de 44% para o caso 1, 63% para o caso 2 e 84% para o caso 3.

Outro fator a ser considerado é a necessidade de substituição dos inversores a cada 10 anos, uma vez que o prazo de garantia da SUNGROW (2019) abrange de 5 a 10 anos. Para estimar os custos associados à troca dos inversores, realizou-se uma pesquisa de mercado com o objetivo de obter a média dos valores, dado que esses custos podem sofrer variações constantes. A média identificada para o inversor SUNGROW SG20KTL-M de 20 kW foi de R\$ 17.000,00.

No primeiro cenário, que abrange todo o consumo, tanto em horário de ponta quanto fora de ponta, foram escolhidos 23 inversores de 20 kW, resultando em um custo total aproximado de R\$ 391.000,00. No segundo cenário, com uma potência total do inversor igual a 300kW, foram selecionados 15 inversores de 20 kW, totalizando um custo estimado de R\$ 255.000,00. Por fim, no terceiro cenário do sistema de geração fotovoltaica, com o objetivo de igualar a demanda de injeção com a demanda de carga, optou-se por 10 inversores com potência de 20 kW, resultando em um custo total de R\$ 170.000,00.

Os cálculos englobaram as tarifas da Energisa-TO, incluindo a soma dos impostos PIS, COFINS e ICMS do estado do Tocantins.

As Tabelas 11, 12 e 13 a seguir, apresentam o fluxo de caixa do supermercado Mega para o primeiro, segundo e terceiro caso, respectivamente:

Tabela 11 – Fluxo de Caixa – 1º caso

Ano	Economia Anual	Manutenção E Operação	Fluxo De Caixa
0	-R\$ 2.661.632,00	-	-R\$ 2.661.632,00
1º	R\$ 272.074,32	-R\$ 13.308,16	R\$ 258.766,16
2º	R\$ 239.931,44	-R\$ 13.308,16	R\$ 226.623,28
3º	R\$ 207.788,56	-R\$ 13.308,16	R\$ 194.480,40
4º	R\$ 175.645,69	-R\$ 13.308,16	R\$ 162.337,53
5º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
6º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
7º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
8º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
9º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
10º	R\$ 143.502,81	-R\$ 404.308,16	-R\$ 260.805,35
11º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
12º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
13º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
14º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
15º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
16º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
17º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
18º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
19º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
20º	R\$ 143.502,81	-R\$ 404.308,16	-R\$ 260.805,35
21º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
22º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
23º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
24º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65
25º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65

Fonte: Autoria Própria

Tabela 12 – Fluxo de Caixa – 2º caso

Ano	Economia anual	Manutenção e operação	Fluxo de caixa
0	-R\$ 1.409.760,00	R\$ 0,00	-R\$ 1.409.760,00
1º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
2º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
3º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
4º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
5º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
6º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90

7°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
8°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
9°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
10°	R\$ 178.504,70	-R\$ 262.048,80	-R\$ 83.544,10
11°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
12°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
13°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
14°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
15°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
16°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
17°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
18°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
19°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
20°	R\$ 178.504,70	-R\$ 262.048,80	-R\$ 83.544,10
21°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
22°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
23°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
24°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90
25°	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90

Fonte: Autoria Própria

Tabela 13 – Fluxo de Caixa – 3° caso

Ano	Economia anual	Manutenção e operação	Fluxo de caixa
0	-R\$ 916.080,00	R\$ 0,00	-R\$ 916.080,00
1°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
2°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
3°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
4°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
5°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
6°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
7°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
8°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
9°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
10°	R\$ 278.781,84	-R\$ 174.580,40	R\$ 104.201,44
11°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
12°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
13°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
14°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
15°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
16°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
17°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
18°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44

19°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
20°	R\$ 278.781,84	-R\$ 174.580,40	R\$ 104.201,44
21°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
22°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
23°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
24°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44
25°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44

Fonte: Autoria Própria

4.3 Análise dos resultados

A análise financeira de cada sistema de FV foi conduzida por meio da aplicação dos métodos de *payback* descontado, VPL e TIR, utilizando os fluxos de caixa estabelecidos.

Com o objetivo de calcular o período de recuperação do investimento no sistema de energia solar fotovoltaica, as Tabelas 14, 15 e 16 exibem os resultados do método do *payback* descontado para o caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente.

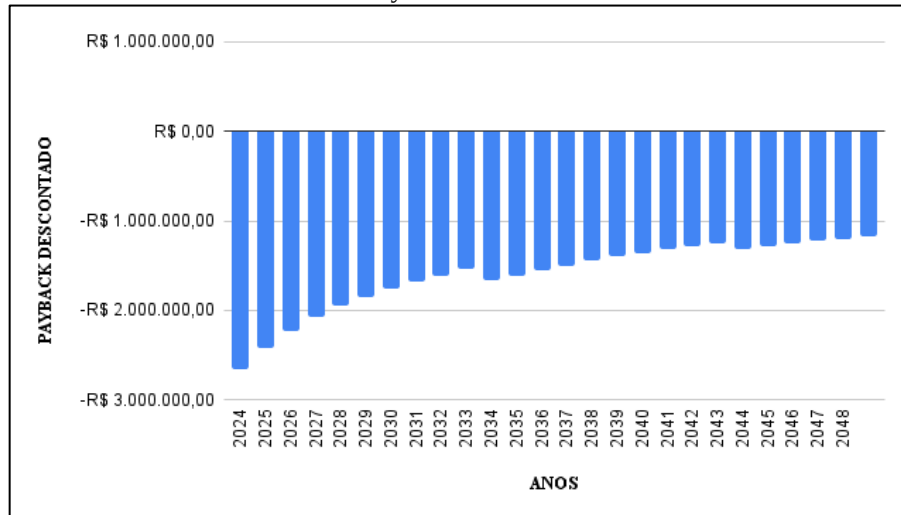
Tabela 14 – Payback descontado do Mega Supermercado - 1º caso

Ano	Fluxo de caixa	Payback simples	Payback descontado
0	-R\$ 2.661.632,00	-R\$ 2.661.632,00	-R\$ 2.661.632,00
1°	R\$ 258.766,16	-R\$ 2.402.865,84	-R\$ 2.420.110,48
2°	R\$ 226.623,28	-R\$ 2.176.242,56	-R\$ 2.222.685,89
3°	R\$ 194.480,40	-R\$ 1.981.762,16	-R\$ 2.064.553,47
4°	R\$ 162.337,53	-R\$ 1.819.424,63	-R\$ 1.941.353,00
5°	R\$ 130.194,65	-R\$ 1.689.229,98	-R\$ 1.849.130,92
6°	R\$ 130.194,65	-R\$ 1.559.035,33	-R\$ 1.763.054,68
7°	R\$ 130.194,65	-R\$ 1.428.840,68	-R\$ 1.682.714,72
8°	R\$ 130.194,65	-R\$ 1.298.646,03	-R\$ 1.607.728,75
9°	R\$ 130.194,65	-R\$ 1.168.451,39	-R\$ 1.537.739,98
10°	-R\$ 260.805,35	-R\$ 1.429.256,74	-R\$ 1.668.597,92
11°	R\$ 130.194,65	-R\$ 1.299.062,09	-R\$ 1.607.626,67
12°	R\$ 130.194,65	-R\$ 1.168.867,44	-R\$ 1.550.718,66
13°	R\$ 130.194,65	-R\$ 1.038.672,79	-R\$ 1.497.603,09
14°	R\$ 130.194,65	-R\$ 908.478,14	-R\$ 1.448.027,25
15°	R\$ 130.194,65	-R\$ 778.283,49	-R\$ 1.401.755,22
16°	R\$ 130.194,65	-R\$ 648.088,84	-R\$ 1.358.566,85
17°	R\$ 130.194,65	-R\$ 517.894,19	-R\$ 1.318.256,62
18°	R\$ 130.194,65	-R\$ 387.699,54	-R\$ 1.280.632,74
19°	R\$ 130.194,65	-R\$ 257.504,89	-R\$ 1.245.516,18
20°	-R\$ 260.805,35	-R\$ 518.310,24	-R\$ 1.311.173,58

21°	R\$ 130.194,65	-R\$ 388.115,59	-R\$ 1.280.581,52
22°	R\$ 130.194,65	-R\$ 257.920,94	-R\$ 1.252.028,18
23°	R\$ 130.194,65	-R\$ 127.726,29	-R\$ 1.225.377,68
24°	R\$ 130.194,65	R\$ 2.468,36	-R\$ 1.200.503,21
25°	R\$ 130.194,65	R\$ 132.663,01	-R\$ 1.177.286,43
Tempo de payback [anos]			Projeto Inviável

Fonte: Autoria Própria

Gráfico 3 – Payback Descontado – 1º caso



Fonte: Autoria Própria

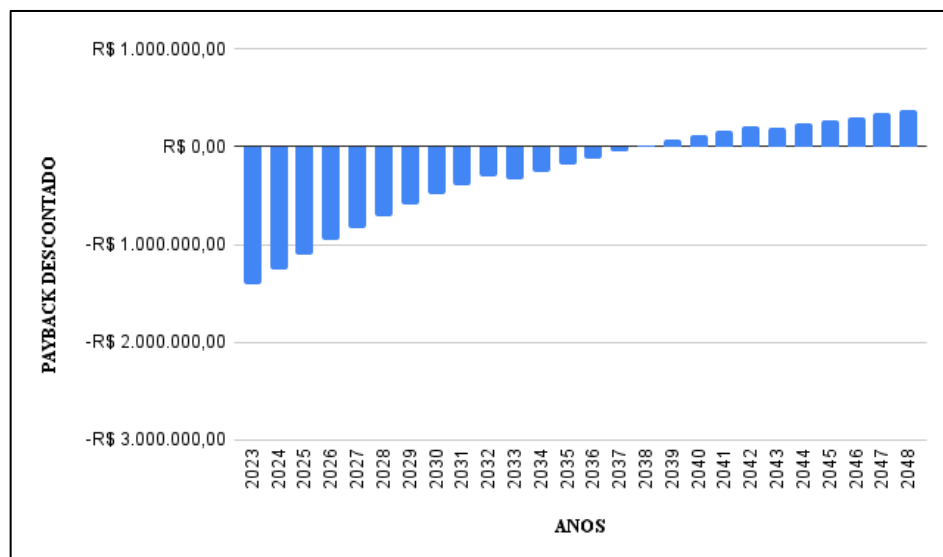
Tabela 15 – Payback descontado do Mega Supermercado - 2º caso

Ano	Fluxo de caixa	Payback simples	Payback descontado
0	-R\$ 1.409.760,00	-R\$ 1.409.760,00	-R\$ 1.409.760,00
1°	R\$ 171.455,90	-R\$ 1.238.304,10	-R\$ 1.249.730,23
2°	R\$ 171.455,90	-R\$ 1.066.848,20	-R\$ 1.100.365,12
3°	R\$ 171.455,90	-R\$ 895.392,31	-R\$ 960.953,98
4°	R\$ 171.455,90	-R\$ 723.936,41	-R\$ 830.833,44
5°	R\$ 171.455,90	-R\$ 552.480,51	-R\$ 709.384,36
6°	R\$ 171.455,90	-R\$ 381.024,61	-R\$ 596.028,86
7°	R\$ 171.455,90	-R\$ 209.568,71	-R\$ 490.227,58
8°	R\$ 171.455,90	-R\$ 38.112,82	-R\$ 391.477,08
9°	R\$ 171.455,90	R\$ 133.343,08	-R\$ 299.307,49
10°	-R\$ 83.544,10	R\$ 49.798,98	-R\$ 341.225,38
11°	R\$ 171.455,90	R\$ 221.254,88	-R\$ 260.931,14
12°	R\$ 171.455,90	R\$ 392.710,77	-R\$ 185.987,86
13°	R\$ 171.455,90	R\$ 564.166,67	-R\$ 116.038,93
14°	R\$ 171.455,90	R\$ 735.622,57	-R\$ 50.751,52
15°	R\$ 171.455,90	R\$ 907.078,47	R\$ 10.185,02
16°	R\$ 171.455,90	R\$ 1.078.534,37	R\$ 67.060,64

17°	R\$ 171.455,90	R\$ 1.249.990,26	R\$ 120.145,97
18°	R\$ 171.455,90	R\$ 1.421.446,16	R\$ 169.693,60
19°	R\$ 171.455,90	R\$ 1.592.902,06	R\$ 215.939,29
20°	-R\$ 83.544,10	R\$ 1.509.357,96	R\$ 194.907,17
21°	R\$ 171.455,90	R\$ 1.680.813,86	R\$ 235.194,45
22°	R\$ 171.455,90	R\$ 1.852.269,75	R\$ 272.796,92
23°	R\$ 171.455,90	R\$ 2.023.725,65	R\$ 307.893,49
24°	R\$ 171.455,90	R\$ 2.195.181,55	R\$ 340.651,16
25°	R\$ 171.455,90	R\$ 2.366.637,45	R\$ 371.225,80
Tempo de payback [anos]			14,30

Fonte: Autoria Própria

Gráfico 4 – Payback Descontado – 2° caso



Fonte: Autoria Própria

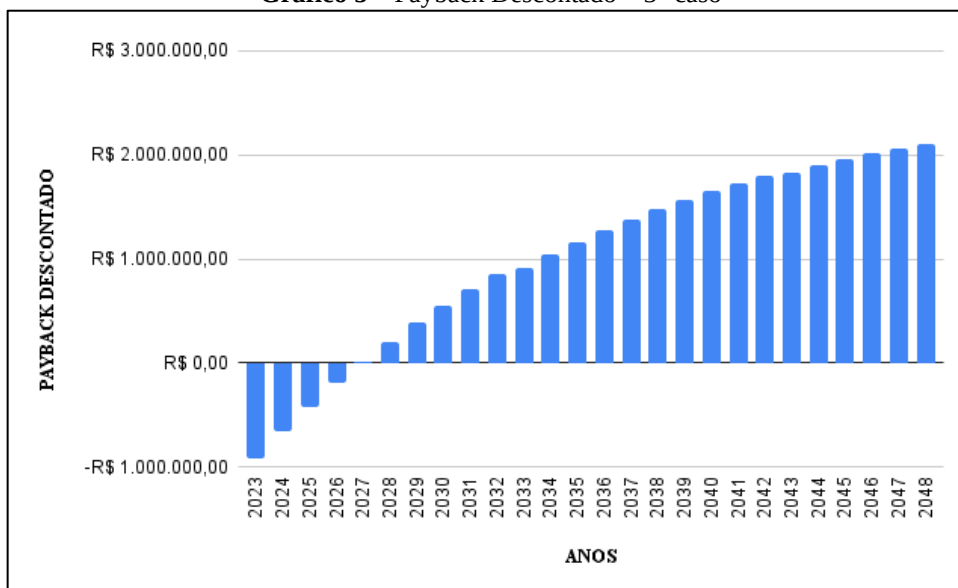
Tabela 16 – Payback descontado do Mega Supermercado - 3° caso

Ano	Receita líquida	Payback simples	Payback descontado
0	-R\$ 916.080,00	-R\$ 916.080,00	-R\$ 916.080,00
1°	R\$ 274.201,44	-R\$ 641.878,56	-R\$ 660.151,83
2°	R\$ 274.201,44	-R\$ 367.677,12	-R\$ 421.279,17
3°	R\$ 274.201,44	-R\$ 93.475,67	-R\$ 198.325,40
4°	R\$ 274.201,44	R\$ 180.725,77	R\$ 9.770,32
5°	R\$ 274.201,44	R\$ 454.927,21	R\$ 203.998,18
6°	R\$ 274.201,44	R\$ 729.128,65	R\$ 385.282,35
7°	R\$ 274.201,44	R\$ 1.003.330,09	R\$ 554.485,42
8°	R\$ 274.201,44	R\$ 1.277.531,53	R\$ 712.412,50
9°	R\$ 274.201,44	R\$ 1.551.732,98	R\$ 859.815,04
10°	R\$ 104.201,44	R\$ 1.655.934,42	R\$ 912.097,65
11°	R\$ 274.201,44	R\$ 1.930.135,86	R\$ 1.040.508,49

12°	R\$ 274.201,44	R\$ 2.204.337,30	R\$ 1.160.361,80
13°	R\$ 274.201,44	R\$ 2.478.538,74	R\$ 1.272.227,87
14°	R\$ 274.201,44	R\$ 2.752.740,18	R\$ 1.376.638,99
15°	R\$ 274.201,44	R\$ 3.026.941,63	R\$ 1.474.091,96
16°	R\$ 274.201,44	R\$ 3.301.143,07	R\$ 1.565.050,50
17°	R\$ 274.201,44	R\$ 3.575.344,51	R\$ 1.649.947,40
18°	R\$ 274.201,44	R\$ 3.849.545,95	R\$ 1.729.186,61
19°	R\$ 274.201,44	R\$ 4.123.747,39	R\$ 1.803.145,19
20°	R\$ 104.201,44	R\$ 4.227.948,83	R\$ 1.829.377,76
21°	R\$ 274.201,44	R\$ 4.502.150,28	R\$ 1.893.807,33
22°	R\$ 274.201,44	R\$ 4.776.351,72	R\$ 1.953.943,21
23°	R\$ 274.201,44	R\$ 5.050.553,16	R\$ 2.010.071,52
24°	R\$ 274.201,44	R\$ 5.324.754,60	R\$ 2.062.459,33
25°	R\$ 274.201,44	R\$ 5.598.956,04	R\$ 2.111.355,94
Tempo de payback [anos]		3,7	

Fonte: Autoria Própria

Gráfico 5 – Payback Descontado – 3º caso



Fonte: Autoria Própria

Os dados fornecidos pela Tabela 14 e pela Gráfico 3 destacam que o empreendimento apresenta um desempenho financeiro desfavorável até o vigésimo quinto ano. Isso o configura como um investimento inviável, uma vez que o período de garantia, que assegura mais de 80% de potência na saída dos módulos fotovoltaicos, é de 25 anos.

A análise da Tabela 15 e do Gráfico 4 revela que essa tendência negativa persiste até o décimo quarto ano, indicando que somente a partir do décimo quinto ano haverá retorno do investimento. Esse cenário apresenta uma desvantagem significativa, considerando que os

inversores possuem uma garantia de apenas 10 anos, o que pode exigir a necessidade de substituição após esse intervalo.

Adicionalmente, a Tabela 16 e a Gráfico 5 indicam que o resultado financeiro permanece negativo até o terceiro ano e 7 meses, havendo retorno financeiro no quarto ano. Esse cenário é vantajoso, pois apresenta um período mais curto para a recuperação do investimento, proporcionando ao cliente a oportunidade de alocar recursos para a aquisição de novos inversores no décimo ano do sistema FV.

Para que a análise seja completa considerou-se os métodos VPL e TIR apresentados pelas tabelas 17, 18 e 19 para os casos 1, 2 e 3, respectivamente.

Tabela 17 – VPL, TIR e TMA do Mega Supermercado - 1º caso

Ano	Economia anual	Manutenção e operação	Fluxo de caixa	VPL
0	-R\$ 2.661.632,00	-	-R\$ 2.661.632,00	-R\$ 2.661.632,00
1º	R\$ 272.074,32	-R\$ 13.308,16	R\$ 258.766,16	R\$ 241.521,52
2º	R\$ 239.931,44	-R\$ 13.308,16	R\$ 226.623,28	R\$ 197.424,59
3º	R\$ 207.788,56	-R\$ 13.308,16	R\$ 194.480,40	R\$ 158.132,42
4º	R\$ 175.645,69	-R\$ 13.308,16	R\$ 162.337,53	R\$ 123.200,47
5º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 92.222,08
6º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 86.076,24
7º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 80.339,97
8º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 74.985,97
9º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 69.988,77
10º	R\$ 143.502,81	-R\$ 404.308,16	-R\$ 260.805,35	-R\$ 130.857,94
11º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 60.971,25
12º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 56.908,01
13º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 53.115,56
14º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 49.575,85
15º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 46.272,03
16º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 43.188,38
17º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 40.310,22
18º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 37.623,88
19º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 35.116,56
20º	R\$ 143.502,81	-R\$ 404.308,16	-R\$ 260.805,35	-R\$ 65.657,40
21º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 30.592,06
22º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 28.553,35
23º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 26.650,50
24º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 24.874,46
25º	R\$ 143.502,81	-R\$ 13.308,16	R\$ 130.194,65	R\$ 23.216,79
VPL TOTAL				-R\$ 1.177.286,43
TIR				-6%

TMA	7,14%
------------	--------------

Fonte: Autoria Própria

Tabela 18 – VPL, TIR e TMA do Mega Supermercado - 2º caso

Ano	Economia anual	Manutenção e operação	Fluxo de caixa	VPL
0	-R\$ 1.409.760,00	R\$ 0,00	-R\$ 1.409.760,00	-R\$ 1.409.760,00
1º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 160.029,77
2º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 149.365,10
3º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 139.411,15
4º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 130.120,54
5º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 121.449,08
6º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 113.355,49
7º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 105.801,28
8º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 98.750,50
9º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 92.169,59
10º	R\$ 178.504,70	-R\$ 262.048,80	-R\$ 83.544,10	-R\$ 41.917,89
11º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 80.294,24
12º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 74.943,28
13º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 69.948,93
14º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 65.287,41
15º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 60.936,54
16º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 56.875,62
17º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 53.085,33
18º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 49.547,63
19º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 46.245,69
20º	R\$ 178.504,70	-R\$ 262.048,80	-R\$ 83.544,10	-R\$ 21.032,12
21º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 40.287,28
22º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 37.602,46
23º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 35.096,57
24º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 32.757,67
25º	R\$ 178.504,70	-R\$ 7.048,80	R\$ 171.455,90	R\$ 30.574,64
VPL TOTAL				R\$ 371.225,80
TIR				3%
TMA				7,14%

Fonte: Autoria Própria

Tabela 19 – VPL, TIR e TMA do Mega Supermercado - 3º caso

Ano	Economia anual	Manutenção e operação	Fluxo de caixa	VPL
0	-R\$ 916.080,00	R\$ 0,00	-R\$ 916.080,00	-R\$ 916.080,00
1º	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 255.928,17
2º	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 238.872,66
3º	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 222.953,76
4º	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 208.095,73

5°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 194.227,86
6°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 181.284,17
7°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 169.203,07
8°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 157.927,08
9°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 147.402,54
10°	R\$ 278.781,84	-R\$ 74.998,40	R\$ 203.783,44	R\$ 102.247,45
11°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 128.410,84
12°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 119.853,31
13°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 111.866,07
14°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 104.411,12
15°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 97.452,98
16°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 90.958,54
17°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 84.896,90
18°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 79.239,22
19°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 73.958,58
20°	R\$ 278.781,84	-R\$ 74.998,40	R\$ 203.783,44	R\$ 51.302,21
21°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 64.429,57
22°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 60.135,87
23°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 56.128,31
24°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 52.387,82
25°	R\$ 278.781,84	-R\$ 4.580,40	R\$ 274.201,44	R\$ 48.896,60
VPL TOTAL				R\$ 2.186.390,40
TIR				21%
TMA				7,14%

Fonte: Autoria Própria

Observa-se que o VPL obtido para o 1° caso foi de -R\$ 1.177.286,43. Para o sistema de geração FV com potência de 300 kW (2° caso), o VPL foi de R\$ 371.225,80. Já para o projeto com potência igual à demanda contratada de 199 kW (3° caso), o VPL foi de R\$ 2.186.390,40. A Tabela 20 demonstra os valores obtidos pelos métodos do VPL e TIR para melhor análise.

Tabela 20 – Valores obtidos pelos métodos do VPL e TIR

	1° CASO	2° CASO	3° CASO
VPL	-R\$ 1.177.286,43	R\$ 371.225,80	R\$ 2.186.390,40
TIR	-6%	3%	21%
TAXA DE DESCONTO	7,14%	7,14%	7,14%

Fonte: Autoria Própria

Assim, o valor negativo do VPL para o primeiro caso indica a inviabilidade do projeto solar FV correspondente, uma vez que não há um retorno financeiro superior ao valor investido. No entanto, a presença de VPL positivo nos cenários 2 e 3 sugere que esses projetos

possivelmente possam ser viáveis, demonstrando que o montante total do capital investido foi superado.

No entanto, para uma análise mais detalhada da viabilidade de cada caso, considerando que as TIRs encontradas, que foram de -6%, 3% e 21% para os casos 1, 2 e 3, respectivamente. Essas TIR representam a taxa de retorno anual do investimento. Observa-se que as TIR nos casos 1 e 2 são inferiores à taxa de desconto mínimo aceitável, estabelecida em 7,14%, tornando-os economicamente inviáveis por não apresentar expectativas de lucro para o investidor. Por outro lado, o caso 3 exibe uma TIR superior à taxa de desconto o que demonstra maior lucratividade, configurando-se como um investimento viável.

Assim, com base nas análises de VPL e TIR, o terceiro cenário demonstra ser o mais promissor em termos de viabilidade econômica, enquanto os casos 1 e 2 não atendem aos critérios estabelecidos para investimento do sistema FV.

5 CONCLUSÃO

No transcorrer deste estudo, foram destacadas as modificações de notável importância trazidas pela Lei 14.300/22 ao cenário do setor fotovoltaico. O cerne deste trabalho reside, portanto, no dimensionamento e análise da viabilidade econômica de um sistema de geração solar fotovoltaico integrado a um supermercado, considerando os impactos decorrentes da regulamentação.

No contexto deste estudo, foram examinados três cenários potenciais para dimensionamento da usina FV do consumidor pertencente ao Grupo A. O primeiro cenário contempla a geração de energia solar de modo a compensar o consumo total do supermercado. O segundo pressupõe que a potência do inversor corresponda à da subestação atual do estabelecimento. Por fim, o terceiro cenário considera que a demanda do sistema de geração fotovoltaica seja igual à demanda contratada pelo supermercado.

Quanto à viabilidade financeira do projeto, utilizou-se uma análise visando tempo de retorno necessário para o investimento inicial. De posse dos custos do investimento inicial e dos reembolsos proporcionados pelo abatimento da fatura de energia elétrica, é possível obter o fluxo de caixa utilizado no cálculo de *payback* simples, *payback* descontado, VPL e TIR.

Para efetuar a análise desses parâmetros, procedeu-se à subtração do IPCA da TMA, permitindo assim a visualização do impacto da inflação sobre a TMA ao longo do período considerado, e consequentemente, obtendo um valor mais condizente com a realidade do mercado financeiro.

O tempo de retorno para o primeiro caso ultrapassa 25 anos, que é o tempo de vida útil do sistema FV, tornando-o inviável. Para o segundo e terceiro caso, os tempos de retorno calculados foram de aproximadamente 14,3 anos e 3,7 anos, respectivamente.

Contudo, o VPL e a TIR são indicadores complementares frequentemente utilizados em conjunto com o *payback* descontado para uma análise mais completa da viabilidade de um investimento. Isso ocorre porque o VPL e a TIR fornecem informações adicionais sobre a rentabilidade e o valor presente dos fluxos de caixa ao longo do tempo.

Portanto, embora fora observado resultados positivos de VPL para o 2º e 3º caso, é fundamental destacar que a avaliação da viabilidade não pode depender exclusivamente do VPL. Para uma análise mais abrangente, foi incorporado a TIR como um parâmetro adicional.

Nesse contexto, as TIRs obtidas foram de 3% e 21% para os casos 2 e 3, representando a taxa de retorno anual. Dentre os cenários avaliados, apenas o terceiro caso demonstrou viabilidade. Isso ocorreu devido ao fato de que a TIR do terceiro caso ser superior a TMA utilizada para fins de comparação, estabelecida neste projeto em 7,14% ao ano, com desconto do IPCA. Portanto, com base na análise conjunta de VPL e TIR, o terceiro cenário se destaca como o único economicamente viável, enquanto os casos 1 e 2 não atenderam aos critérios de viabilidade estabelecidos.

Finalmente, entre as três alternativas de sistemas fotovoltaicos propostos, o sistema que corresponde à demanda de injeção igual à demanda contratada de 199 kW emergiu como a opção mais vantajosa para o cliente. O curto período de 4 anos necessário para recuperar o investimento inicial destaca-se como altamente atrativo, especialmente quando consideramos a estimativa de vida útil do projeto de 25 anos. Adicionalmente, como a demanda de injeção é menor que a demanda contratada, evitará ao cliente custos adicionais relacionados à TUSD G, tornando essa escolha ainda mais vantajosa.

REFERÊNCIAS

- ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **Conta de luz sobe mais que o dobro da inflação no mercado cativo**. 2022. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/blog/2022/01/conta-de-luz-sobe-mais-que-o-dobro-da-inflacao-no-mercado-cativo/#:~:text=A%20tarifa%20de%20energia%20el%C3%A9trica,bolso%20do%20brasileiro%20nesse%20per%C3%ADodo>>. Acesso em: 11 mar. 2023.
- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Energia solar tem geração recorde e R\$ 86,2 bi em investimentos no Brasil**. 2022b. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-tem-geracao-recorde-e-r-862-bi-em-investimentos-no-brasil/#:~:text=De%20acordo%20com%20a%20ABSOLAR,mil%20empregos%20acumulados%20desde%202012>>. Acesso em: 09 mar. 2023.
- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Geração distribuída fotovoltaica cresce 230% ao ano no Brasil**. 2020. Disponível em: <[https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-fotovoltaica-cresce-230-ao-ano-no-brasil/#:~:text=Desde%202013%2C%20a%20GD%20\(gera%C3%A7%C3%A3o,de%20pot%C3%Aancia%20instalada%20de%20GD](https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-distribuida-fotovoltaica-cresce-230-ao-ano-no-brasil/#:~:text=Desde%202013%2C%20a%20GD%20(gera%C3%A7%C3%A3o,de%20pot%C3%Aancia%20instalada%20de%20GD)>. Acesso em: 09 mar. 2023.
- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Geração solar no Brasil atinge 14 GW, potência equivalente à usina de Itaipu**. 2022a. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-solar-no-brasil-atinge-14-gw-potencia-equivalente-a-usina-de-itaipu/>>. Acesso em: 09 mar. 2023.
- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 09 mar. 2023.
- BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Brasília, 2016b. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/Caderno-tematico-Micro-e-Minigeracao-Distribuida-2-edicao.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2023.
- BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 786**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. 2017. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2023.
- BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2023.
- BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras

providências. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> Acesso em: 21 nov. 2023.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução homologatória nº 3.214, de 27 de junho de 2023**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2023, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. - Energisa TO, e dá outras providências. 2023e. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233214ti.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2023.

BORDEAUX-RÊGO, Ricardo, *et al.* **Viabilidade econômico-financeira de projetos** (4 ed.). Rio de Janeiro: Editora FGV, 2013. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=&id=YieHCgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PT4&ots=kMwV_7l-1N&sig=9Uy631CIdnpK_EgAFAFJ2eLM_G8#v=onepage&q&f=false>. Acesso em: 28 mar. 2023.

BRAGA Roberto. **Fundamentos e Técnicas de Administração Financeira**. 11ª ed. São Paulo: Atlas, 1995.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sobre Bandeiras Tarifárias**. 2022b. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 06 jun. 2023.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica**. 2023c. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>>. Acesso em: 27 nov. 2023.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Custo da Energia que Chega aos Consumidores. GOV**. 2022a. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>>. Acesso em: 08 mar. 2023.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.060**. Altera os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET para contemplar a regulação dos aspectos econômicos da Lei n. 14.300 de 2022 - Submódulo 7.1, versão 2.8. 2023b. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231060.pdf>>. Acesso em: 06 jun. 2023.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 1000**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. 2021. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html.pdf>> Acesso em: 06 jun. 2023.

BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica**. - Brasília: ANEEL, 2005b. 30 p.: il. - (Cadernos Temáticos ANEEL; 4)

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2020a.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. 2020b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/canais_atendimento/ouvidoria/perguntas-frequentes/tarifa-de-energia-eletrica>. Acesso em 03 jun. 2023

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Brasil se torna o oitavo maior país do mundo em capacidade instalada para geração de energia solar.** 2023a. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-se-torna-o-oitavo-maior-pais-do-mundo-em-capacidade-instalada-para-geracao-de-energia-solar>>. Acesso em: 05 jun. 2023

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil. 2ª. ed.** Brasília, 2005a. 243 p.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução homologatória nº 1.008, de 15 de março de 2022.** Dispõe sobre a Conta Escassez Hídrica, as operações financeiras, a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para estes fins e os procedimentos correspondentes. 2022d. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221008.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2023.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução normativa aneel nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.** Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências. 2023g. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em: 28 nov. 2023.

BRASIL, Agência Nacional De Energia Elétrica. **2022.** Confirma o ranking da continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica de 2022. 2023f. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao/ranking-de-continuidade/2022>>. Acesso em: 24 nov. 2023

BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução Homologatória ANEEL Nº 3.169,** de 29 de dezembro de 2022. Publica os percentuais de redução para aplicação da regra de transição disposta no art. 27 da Lei n. 14.300/2022 sobre a energia do Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE. 29 dez. 2022e. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223169ti.pdf>>. Acesso em: 29 nov. 2023

BRASIL. Banco Central do Brasil. **Focus - Relatório de Mercado.** 2023d. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Acesso em: 04 out. 2023.

BRASIL. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). **Potencial Solar - SunData** v 3.0. 25 jan. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 27 nov. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 jul. 2004.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 26 de dezembro de 1996. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm>. Acesso em: 07 mar. 2023.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1992, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 26 abr. 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm>. Acesso em: 04 jun. 2023.

BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022. 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 nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. 2022c. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm> Acesso em: 27 mar. 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. 2016a. **Geração distribuída: 21 UFs já aderiram a convênio que isenta ICMS**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/geracao-distribuida-21-ufs-ja-aderiram-a-convenio-que-isenta-icms>>. Acesso em: 04 jun. 2023.

BRASIL. **Projeto de Lei Nº 5829, de 2019**. 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 nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília, DF, 05 nov. 2011.

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015**. Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasília, DF, no dia 22 abr. 2015.

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 68, de 12 de maio de 2022**. Altera o Convênio ICMS nº 190/17, que dispõe, nos termos autorizados na Lei Complementar nº 160, de 7 de agosto de 2017, sobre a remissão de créditos tributários, constituídos ou não, decorrentes das isenções, dos incentivos e dos benefícios fiscais ou financeiro-fiscais instituídos em desacordo com o disposto na alínea “g” do inciso XII do § 2º do art. 155 da Constituição Federal, bem como sobre as correspondentes reinstituições. Brasília, DF, no dia 12 mai. 2022.

DACHERY, Joiris Manoela. **Tarifa de energia: o que é parcela a e parcela b**. Energês. 2022a. Disponível em: <<https://energes.com.br/parcela-a-e-parcela-b/>>. Acesso em: 13 mar 2023.

DACHERY, Joiris Manoela. **Mudanças nos excedentes e créditos de energia pela lei 14300**. Energês. 2022b. Disponível em: <<https://energes.com.br/excedente-credito-de-energia/>>. Acesso em: 05 jun. 2023.

DE PIERRO, Bruno. **Para aproveitar o Sol: Estudo indica áreas favoráveis para explorar a energia solar no Brasil**. Revista Pesquisa FAPESP. Ed. 258, São Paulo, Brasil, 2017. Disponível em: <<https://revistapesquisa.fapesp.br/para-aproveitar-o-sol/>>. Acesso em: 06 jun 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050**. Ministério de Minas e Energia: MME/PE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-523/PNE_2050___Relat_rio___Consulta_P_blica_.pdf> Acesso em: 03 de jun. de 2023.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Sancionado o PL 5.829/2019 que institui o Marco Legal da MMGD**. 2022. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>>. Acesso em: 27 mar. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída – Fevereiro 2023 | Dados do 2º semestre 2022**. 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-2-semester/>>. Acesso em: 06 jun. 2023.

IBGE. **Inflação**. 2023. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>>. Acesso em: 27 nov. 2023.

IBGE. **População no último censo**. 2022. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/to/porto-nacional/panorama>>. Acesso em: 24 abr. 2023

IBGE. **Produto Interno Bruto dos Municípios**. 2020. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/to/porto-nacional/pesquisa/38/47001?tipo=ranking>>. Acesso em: 24 abr. 2023.

JA SOLAR. Ficha Técnica: **JAM72S30 530-555 MR**. Aldo Solar. 2022. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto176845IdArquivo26721.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2023.

Jauris, Gabriela Catelan. **Energia solar fotovoltaica: estudo de viabilidade financeira de um sistema para atendimento de uma unidade consumidora residencial**. TCC (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS). Santa Maria, p.49, 2023.

KENJI. **Entendendo a Conta de Luz**. Eletron Energia, 2016. Disponível em: <[https://www.eletronenergia.com.br/2016/08/12/entendendo-conta-de-luz/#:~:text=A%20TUSD%20\(Tarifa%20de%20Uso,linhas%20de%20transmiss%C3%A3o%20e%20distribui%C3%A7%C3%A3o\)](https://www.eletronenergia.com.br/2016/08/12/entendendo-conta-de-luz/#:~:text=A%20TUSD%20(Tarifa%20de%20Uso,linhas%20de%20transmiss%C3%A3o%20e%20distribui%C3%A7%C3%A3o)>)>. Acesso em: 20 nov. 2023.

MARTINS, Fernando R. et al. Mapeamento dos recursos de energia solar no Brasil. In: **XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia**. Florianópolis: SC. 2006.

MELO, Raynne Sterfânia Aguiar de. **Análise de fluxo de potência: estudo para integração de empreendimento de geração centralizada fotovoltaica às instalações de transmissão**. TCC (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Pernambuco. Recife, p.85, 2022.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 201. 2006. Disponível em:

<<https://teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-29112006-153307/pt-br.php>>. Acesso em: 27 nov. 2023.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica**. 2015. Disponível em:

<<https://antigo.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>> Acesso em: 21 nov. 2023.

MOSQUEIRA, Glória Leite de Almeida. **A Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. TCC (Bacharel em Administração Pública) - Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p.51, 2020. Disponível em:

<<http://www.unirio.br/uniriosnct2010/unirio/ccjp/escola-de-administracao-publica/trabalhos-de-conclusao-de-curso-1/2020.1/TCCGloriaLeitedeAlmeidaMosqueira.pdf>> Acesso em: 04 jun. 2023. nº 482, de 17 de abril de 2012. 2017. Disponível em:

<<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2023.

OLIVEIRA, Monallisa Fernandes Bezerra de; ROCHA, Ednardo Pereira da. **Impactos ocasionados ao setor de microgeração distribuída após a aprovação da Lei 14.300/22**. TCC - Universidade Federal Rural do Semi-árido, Mossoró, 2022. Disponível em:

<https://repositorio.ufersa.edu.br/bitstream/prefix/8613/1/MonallisaFBO_ART.pdf> Acesso em: 04 jun. 2023.

PINHO, et al. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. Disponível em:

<<https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>>. Acesso em: 09 mar. 2023.

PIRES, Douglas Mautone Gonçalves; MAGRI, Luiz Paulo. Eficiência energética na indústria. **Caderno de Estudos em Engenharia Elétrica**, v. 4, n. 2, 2022.

PORTAL SOLAR. **Tudo Sobre a Manutenção do Pannel Solar e do Sistema Fotovoltaico**. 2014-2023. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tudo-sobre-a-manutencao-do-pannel-solar>>. Acesso em: 09 out. 2023.

TIEPOLO, Gerson; Urbanetz, j.; Canciglieri. **Inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica do estado do Paraná: análise do potencial produtivo**. Revista sodebras, vol. 8. Artigos publicados. Março, 2013.

RAMIREZ, Larissa Yamile Segovia. **Análise Técnica e Econômica do Uso da Energia Solar Fotovoltaica para Consumidor do Grupo A no Oeste do Paraná**. 2022.

SALAMONI, I.; RÜTHER, R. **Potencial Brasileiro da Geração Solar Fotovoltaica conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede**. IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto, 2007.

SILVA, João Lucas de Souza; CAVALCANTE, Michelle Melo; MACHADO, Rodrigo; SILVA, Murilo Ribeiro da; DELGADO, Danielle Bandeira de Mello. **Análise do avanço da geração distribuída no Brasil**. In: VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA

SILVEIRA, Geraldo. **Lei 14.300: O que é e como calcular o fator de simultaneidade?**. 2023. Disponível em: < <https://canalsolar.com.br/lei-14-300-o-que-e-e-como-calcular-o-fator-de-simultaneidade/>>. Acesso em: 30 nov. 2023.

STORTO, Fernando Machado. **Análise de Viabilidade Econômico-Financeira para Sistemas de Micro e Mini Geração Distribuída Solar Fotovoltaica**. Bragança Paulista, São Paulo: Universidade São Francisco, 2016. Disponível em: <https://www.voltimum.com.br/sites/www.voltimum.com.br/files/pdflibrary/07_viabilidade-projetos-energia-solar-fotovoltaica.pdf>. Acesso em: 18 maio 2022.

SUNGROW. Ficha Técnica: **Datasheet-SG20KTL-M-PTBR-1**. L8 Group. 2019. Disponível em:< <https://www.l8group.net/wp-content/uploads/2021/09/Datasheet-SG20KTL-M-PTBR-1.pdf> >. Acesso em: 27 nov. 2023.

TRIBUCI, Einar. **Convênio ICMS 68/2022: saiba os seus efeitos para a GD**. Canal solar, 26 mai 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/convenio-icms-68-2022-saiba-os-seus-efeitos-para-a-gd/>>. Acesso em: 21 nov. 2023.

URBANETZ, J; CASAGRANDE, E. F. **Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR**. VIII CBPE – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Curitiba, 2012.

ANEXO A – FICHA TÉCNICA INVERSOR SUNGROW SG20KTL-M

SG20KTL-M

SUNGROW

Inversor string de múltiplos MPPTs para sistema de 1.000 V_{cc}



ALTO RENDIMENTO

- Eficiência de 98,6% líder na indústria
- Configurações de strings FV flexíveis com proporção CC/CA de até 1,3



GERENCIAMENTO INTELIGENTE

- Monitoramento on-line repleto de recursos via atualizações de firmware por meio de aplicativos ou pela Internet
- Obtenha transparência no fluxo de energia com o medidor inteligente da Sungrow
- Controle de alimentação dinâmico e preciso



SEGURO E DURÁVEL

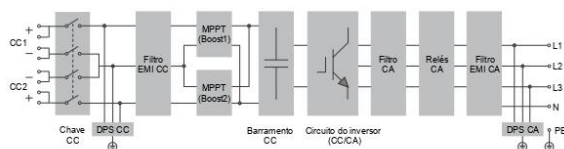
- Dispositivo de proteção contra surtos interno e proteção contra corrente residual
- Alta classificação anticorrosão nível C5



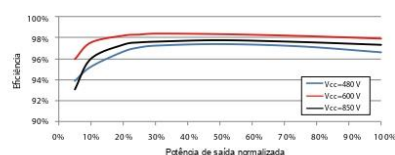
FÁCIL E INTUITIVO

- Design compacto de 24 kg
- Conectores push-in exclusivos para economia de tempo instalação
- Placa de montagem com nível embutido
- Comissionamento rápido e fácil via aplicativo

DIAGRAMA DO CIRCUITO



CURVA DE EFICIÊNCIA



© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Todos os direitos reservados. Sujeito a alterações sem aviso prévio. Versão 1.1

Clean power for all

Descrição do tipo	SG20KTL-M
Entrada (CC)	
Tensão máxima de entrada FV	1.100 V
Tensão mínima de entrada FV/Tensão de entrada de inicialização	200 V/250 V
Tensão nominal de entrada FV	600 V
Intervalo de tensão MPP	200 V – 1.000 V
Intervalo de tensão MPP para potência nominal	480 V – 850 V
Nº de entradas MPP independentes	2
Número máximo de strings FV por MPPT	2
Corrente de entrada máxima FV	44 A (22 A/22 A)
Corrente máxima do conector de entrada	15 A
Corrente máxima de CC de curto-circuito	60 A (30 A/30 A)
Saída (CA)	
Potência de saída CA	22.000 VA a 35 °C / 20.000 VA a 45 °C
Corrente de saída CA máxima	31,9 A
Tensão CA nominal	3/N/PE, 230/400 V
Intervalo de tensão CA	270 V – 480 V
Frequência nominal da rede/Faixa de frequência da rede	50 Hz/45 – 55 Hz, 60 Hz/55 – 65 Hz
THD	< 3% (em potência nominal)
Injeção de corrente CC	Entrada de < 0,5%
Fator de potência na potência nominal	> 0,99
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado – 0,8 atrasado
Fases de alimentação/Fases de conexão	3 / 3
Eficiência	
Eficiência máxima/eficiência europeia	98,6 % / 98,3 %
Proteção	
LVRT	Sim
Proteção de conexão CC reversa	Sim
Proteção contra curto-circuito CA	Sim
Proteção contra corrente de fuga	Sim
Monitoramento de rede	Sim
Interruptor CC	Sim*
Interruptor CA	Não
Monitoramento de corrente da string FV	Sim
Função de recuperação de PID	Opcional
Proteção de sobretensão	DPS CC tipo II/CA tipo II
Dados gerais	
Dimensões (L*A*P)	370*485*210 mm
Peso	24 kg
Método de isolamento	Sem transformador
Grau de proteção	IP65
Consumo de energia à noite	< 1 W
Faixa de temperatura do ambiente de operação	-25 a 60 °C (redução de potência a > 45 °C)
Intervalo de umidade relativa permitida	0 – 100% (sem condensação)
Método de resfriamento	Resfriamento de ar forçado inteligente
Altitude máxima de operação	4.000 m (redução de potência a > 3.000 m)
Visor/Comunicação	LED, Bluetooth + aplicativo/RS485 (Opcional: Wi-Fi/Ethernet)
Tipo de conexão CC	MC4 (máx. 6 mm²)
Tipo de conexão CA	Conector plug-and-play (máx. 16 mm²)
Conformidade	EN 62109-1, EN 62109-2, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, IEC 61727, IEC 62116, VDE0126-1-1/4105, AS 4777.2, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530, CEI 0-21, NB/T 32004-2013, UNE 206007-1, GS9/3, UTE C15-712-1
Suporte à rede	Controle de potência ativa e reativa e controle de taxa de rampa de potência

* Os dispositivos para a Austrália não são equipados com interruptores CC



ANEXO B – FICHA TÉCNICA MÓDULO FOTOVOLTAICO JA SOLAR JAM72S30-550/MR



Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Módulo 555W MBB Half-Cell
JAM72S30 530-555/MR Series

Mono

Introdução

Fabricado com células PERC 11BB, a configuração half-cell dos módulos oferece vantagens de maior geração de potência, melhor performance em temperatura, redução dos efeitos de sombreamento na geração de energia, menor risco de hot spot, assim como uma melhor tolerância para cargas mecânicas.



Maior geração de potência



Menor LCOE /
Menor custo da energia produzida



Menores perdas resistivas e
por sombreamento

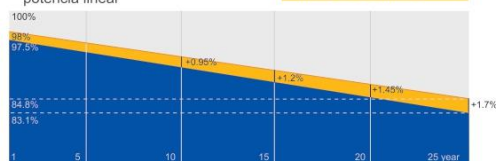


Melhor tolerância a esforços mecânicos

Garantia Superior

- 12-anos garantia de produto
- 25-anos garantia de geração de potência linear

0,55% de degradação
anual por 25 anos



■ Nova garantia linear

■ Garantia linear de módulo padrão

Certificados

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001 : 2015 Sistema de Gestão da Qualidade
- ISO 14001: 2015 Gestão do meio ambiente
- ISO 45001: 2018 Saúde ocupacional e gestão da segurança
- IEC TS 62941: 2016 Módulos fotovoltaicos terrestres (FV) - Guia para maior confiabilidade no design de módulos FV qualificação e aprovação por tipo



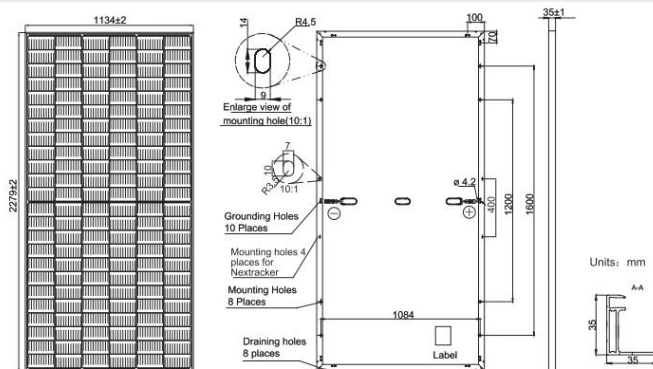
JA SOLAR

www.jasolar.com

Especificações sujeitas a mudanças e testes.
JA Solar se reserva ao direito da interpretação final.



DIAGRAMA MECÂNICO



Remark: customized frame color and cable length available upon request

ESPECIFICAÇÕES

Célula	Mono
Peso	28.6kg±3%
Dimensões	2278±2mm×1134±2mm×35±1mm
Seção transversal do cabo	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
Nº de células	144(6×24)
Caixa de Junção	IP68, 3 diodos
Conector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Comprimento do cabo (Incluindo Conector)	Porta-retrato: 300mm(+)/400mm(-); Paseagem: 1300mm(+)/1300mm(-)
Configuração da Embalagem	31pcs/Pallet 620pcs/40HQ Container

PARAMÊTROS ELÉTRICOS NA STC

Tipo	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Potência Máxima(P _{max}) [W]	530	535	540	545	550	555
Tensão de Circuito Aberto(V _{oc}) [V]	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90	50.02
Tensão na Potência Máxima(V _{mp}) [V]	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96	42.11
Corrente de Curto-circuito(I _{sc}) [A]	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00	14.07
Corrente na Potência Máxima(I _{mp}) [A]	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11	13.18
Eficiência do Módulo [%]	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Tolerância de Potência	±5W					
Coefficiente de Temperatura da I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Coefficiente de Temperatura da V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Coefficiente de Temperatura da P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC (Condições de Teste Padrão)	Irradiância 1000W/m ² , temperatura das células 25°C, AM1.5G					

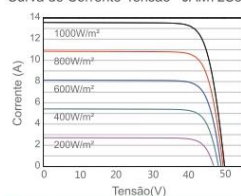
Observações: Os dados neste catálogo não se referem a um módulo e não são parte da oferta. Eles somente servem como comparação entre módulos distintos.

PARÂMETROS ELÉTRICOS NA NOCT

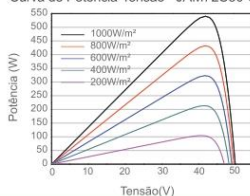
Tipo	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535 /MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR	CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO
Potência Máxima(P _{max}) [W]	401	405	408	412	416	420	Tensão Máxima do Sistema 1000V/1500V DC
Tensão de Circuito Aberto(V _{oc}) [V]	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	46.85	Temperatura Operacional -40 °C ~+85 °C
Tensão na Potência Máxima(V _{mp}) [V]	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	39.66	Classificação Máxima de Fusíveis em Série 25A
Corrente de Curto-circuito(I _{sc}) [A]	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	11.21	Carga Estática Máxima, Frontal* 5400Pa(112lb/ft ²)
Corrente na Potência Máxima(I _{mp}) [A]	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	10.59	Carga Estática Máxima, Traseira* 2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	Irradiância 800W/m ² , temperatura ambiente 20°C, velocidade do vento 1m/s, AM1.5G						NOCT 45±2 °C
	*Para instalações NexTracker, Carga Estática Máxima, Frontal 2000Pa, enquanto, Carga Máxima Estática Traseira 2000Pa						Classe de Segurança Class II
							Classificação Contra Fogo UL Type 1

CARACTERÍSTICAS

Curva de Corrente-Tensão JAM72S30-540/MR



Curva de Potência-Tensão JAM72S30-540/MR



Curva de Corrente-Tensão JAM72S30-540/MR

