

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DO SERTÃO
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA CIVIL

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSTALAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS DE MICROGERAÇÃO EM FUNÇÃO DA NOVA TAXAÇÃO DA ENERGIA GERADA

LUCIANO CÉSAR DA SILVA LIMA

UFAL - DELMIRO GOUVEIA
NOVEMBRO DE 2024

Luciano César da Silva Lima

Análise dos Impactos da Instalação de Usinas Fotovoltaicas de Microgeração em Função da Nova Taxação da Energia Gerada

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao corpo docente do Curso de Bacharelado em Engenharia Civil da Universidade Federal de Alagoas - UFAL, *Campus* do Sertão, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Dr. Agnaldo José dos Santos
Coorientador Prof. Me. Alexandre Nascimento de Lima

UFAL - Delmiro Gouveia
Novembro de 2024

Luciano César da Silva Lima

Análise dos Impactos da Instalação de Usinas Fotovoltaicas de Microgeração em Função da Nova Taxação da Energia Gerada

Trabalho de conclusão de curso aprovado pelo corpo docente do Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal de Alagoas - UFAL, *Campus* do Sertão, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Civil.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Agnaldo José dos Santos
Engenharia Civil - UFAL, Campus do
Sertão Orientador

Prof. Dr. Victor Diogho Heuer de Carvalho
Engenharia Civil - UFAL, Campus do Sertão
Examinador

Prof. Dr. Marcelo Felisberto de Lima
Engenharia Civil - UFAL, Campus do Sertão
Examinador

Delmiro Gouveia - AL, 19 de novembro de 2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DO SERTÃO
EIXO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA CIVIL



ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Ata de Defesa do Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Civil de **Luciano César da Silva Lima**

Aos dezenove dias do mês de novembro do ano de dois mil e vinte e quatro, reuniu-se a banca examinadora do trabalho apresentado como Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Civil de **Luciano César da Silva Lima**, intitulado: **Análise dos Impactos da Instalação de Usinas Fotovoltaicas de Microgeração em Função da Nova Taxação da Energia Gerada**. Compuseram a banca examinadora os professores **Aginaldo José dos Santos**, **Marcelo Felisberto de Lima** e **Victor Diogho Heuer de Carvalho**. Após a exposição oral, o(a) candidato(a) foi arguido(a) pelos componentes da banca que reuniram-se reservadamente, e decidiram, **aprovar**, com nota **9,3** o trabalho apresentado. Para constar, redigi a presente Ata, que aprovada por todos os presentes, vai assinada por mim, Coordenador(a) do Curso de Engenharia Civil, pelo(a) Coordenador(a) de TCC e pelos demais membros da banca.

Aginaldo José dos Santos (Orientador) _____

Marcelo Felisberto de Lima (Avaliador 2) _____

Victor Diogho Heuer de Carvalho (Avaliador 3) _____

Alverlando Silva Ricardo

(Coordenador do curso de Engenharia Civil) _____

Wendell José Soares dos Santos

(Coordenador de TCC) _____

Agradecimentos

Agradeço a minha esposa Wandeyres Franco, pelo apoio incondicional para a realização desse objetivo, assim como aos meus filhos por serem compreensivos com relação ao tempo e energia gastos nas minhas conquistas que nem sempre são por mim, mas também por eles.

Agradeço a minha mãe Maria dos Prazeres que apesar da distância, sempre acreditou em mim e me apoiou em todas as minhas decisões.

Agradeço ao meu pai Francisco Alves (in memoriam) que apesar das nossas divergências, sacrificou sua saúde e momentos de lazer para que os filhos estudassem, incentivando e vibrando a cada conquista minha.

Agradeço ao meu orientador, o Professor Dr. Agnaldo José, por contribuir e me ajudar com o seu incontestável conhecimento sobre o assunto abordado neste trabalho.

Resumo

Em 2022 houve a promulgação da Lei 14.300, também conhecida como marco legal da geração distribuída, a Lei entre muitas mudanças, trouxe modificação nas regras para a injeção de excedente de energia elétrica na rede pública de distribuição, passando a cobrar um percentual da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, a TUSD fio B. A pesquisa tem como finalidade comparar os custos envolvidos na instalação de um sistema fotovoltaico, em momentos distintos, verificar se o tempo de *payback* aumentou ou reduziu, e a economia gerada até o ano de 2045, ano em que os sistemas passam a serem tarifados de forma igual sobre a TUSD fio B. Para a realização desse comparativo foram dimensionados para a mesma unidade consumidora dois sistemas, o primeiro seguindo as premissas da Resolução normativa 687 de 2015 da ANEEL e o segundo conforme a Lei 14.300 de 2022. Os resultados mostram que um sistema instalado conforme a Lei 14.300 possui um tempo de retorno do investimento menor, enquanto o valor total economizado é maior em um sistema instalado conforme a resolução 687 de 2015. Podemos concluir que apesar da nova tributação a energia fotovoltaica ainda é viável para instalações residenciais.

Palavras-chave: Lei 14.300. Geração distribuída. Grupo b. TUSD fio B. Energia fotovoltaica.

Abstract

In 2022, Law 14,300 was enacted, also known as the legal framework for generation distributed, the Law, among many changes, brought changes to the rules for the injection of surplus of electrical energy in the public distribution network, starting to charge a percentage of the Distribution System Usage Tariff, DSUT wire B. The research aims to compare the costs involved in installing a photovoltaic system, at different times, check whether the payback time has increased or reduced, and the savings generated until the year 2045, year in which the systems start to be charged equally on the DSUT wire B. For the carrying out this comparison were sized for the same consumer unit two systems, the first following the premises of ANEEL's normative Resolution 687 of 2015 and the second according to Law 14,300 of 2022. The results show that a system installed according to Law 14,300 has a shorter return on investment time, while the value total saved is greater in a system installed in accordance with resolution 687 of 2015. We can conclude that despite the new taxation, photovoltaic energy is still viable for installations residential.

Keywords: Law 14,300. Distributed generation. Group b. DSUT wire b. Photovoltaic energy

Lista de Figuras

1.1	Matriz da oferta interna de energia elétrica 2022 (Brasil)	14
1.2	Matriz da oferta interna de energia elétrica 2016 (Brasil)	15
1.3	Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede pública no Brasil	16
1.4	Primeira usina em escala comercial do Brasil - Usina de Tauá	17
2.1	Tipos de células fotovoltaicas	25
2.2	Ligação de inversor string	27
2.3	Perdas no inversor string	28
2.4	perdas no microinversor	29
2.5	Ligação de microinversores	29
3.1	Metodologia abordada	31
4.1	Primeira situação (caso 1). Estimativa de produção de energia em kWh	42
4.2	Segunda situação (caso 2). Estimativa de produção de energia em kWh	45
4.3	Segunda situação (caso 2). Estimativa mensal de produção de energia em R\$.	54
4.4	Segunda situação (caso 2). Estimativa mensal de economia em R\$ para consolidação do tempo de payback.	54

Sumário

1	Introdução	12
1.1	Introdução	12
1.2	Geração centralizada e geração distribuída	13
1.3	Energia solar no Brasil	13
1.4	Custo da energia solar fotovoltaica no Brasil	18
1.5	Apresentação	18
1.6	Justificativa e relevância do trabalho	19
1.7	Problema da pesquisa	19
1.8	Objetivos	20
1.9	Estrutura do Trabalho	20
2	Referencial Teórico	21
2.1	Regulamentação	21
2.2	Tipos de sistemas fotovoltaicos	24
2.3	Tipos de módulos fotovoltaicos	25
2.4	Tipos de inversores para SFCR	26
2.5	Trabalhos Correlatados	30
3	Metodologia	31
3.1	Descrição do estudo de caso	32
3.2	Dimensionamento	32
3.3	Custo médio com os sistemas instalados	34
3.4	Preço dos sistemas	35
3.5	Tempo de payback	36
3.6	Economia até 2045	36
4	Resultados	37
4.1	Levantamento de dados no local	37
4.2	Análise da fatura da unidade consumidora	37
4.3	Dados solarimétricos	39
4.4	Potência dos módulos fotovoltaicos	40
4.5	Escolha do sistema fotovoltaico	40
4.6	Estimativa de geração	41
4.7	Fator de simultaneidade	44
4.8	Custo médio com o sistema instalado	45
4.9	Preços dos sistemas.	46
4.10	Tempo de payback	47
4.11	Economia até 2045	53
4.12	<i>Insights</i> da pesquisa	55

Conclusão	58
Referências Bibliográficas	60

1

Introdução

1.1 Introdução

É inegável a importância do Sol para a vida na Terra, sendo a estrela que nos fornece luz, calor e energia. Através da irradiação solar as plantas conseguem realizar a fotossíntese. A água consegue realizar o seu ciclo através do processo de evapotranspiração. Já nos oceanos ocorrem as correntes marítimas causadas pelo aquecimento da água, entre vários outros processos, físico-químicos que são essenciais para a vida.

Considerando o tempo de vida da Terra, o Sol pode ser compreendido como uma fonte de energia inesgotável possuindo uma irradiância solar média de 1366 W/m^2 (PEREIRA et al., 2017). Além dos processos naturais realizados através da energia do Sol, o ser humano também aproveita essa energia para vários fins, como aquecimento da água, geração de energia heliotérmica, podendo movimentar turbinas através do vapor da água. Entre outras maneiras, podemos destacar a geração de energia usando o efeito fotovoltaico, realizado através de módulos ou painéis solares, que transformam a energia solar em energia elétrica, a qual será abordado nesse trabalho.

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel que verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas em um eletrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz (VALLERA; BRITO, 2006). A primeira célula de silício foi desenvolvida somente em 1954 por três cientistas dos laboratórios Bell, onde a mesma possuía eficiência 5 vezes maior do que as células anteriores, atingindo um rendimento de 6% (PINA, 2013). A produção dessas células, tinha custo elevado, ou seja, naquele momento era inviável a produção comercial, no entanto foi bastante utilizada nos anos seguintes fornecendo energia para os satélites que foram enviados para o espaço.

Vários fatores nos anos seguintes levaram ao investimento em estudos que contribuíram para o avanço da tecnologia no setor fotovoltaico, como a crise do petróleo nos anos 1970, além da busca por uma fonte de energia limpa. Considerando outras fontes de energia, as células fotovoltaicas possuíam um custo benefício menor, visto que se tratava de uma tecnologia recente.

Os estudos levaram ao uso do silício multicristalino e da construção de fitas de silício, reduzindo as dimensões dos módulos fotovoltaicos. Nos anos 70 com os avanços obtidos através dos estudos, foi possível chegar a módulos com eficiência por volta de 20% e o preço da energia fotovoltaica caiu de valores em torno de 80 \$/Wp para 12 \$/Wp (VALLERA; BRITO, 2006).

Atualmente, podemos destacar que o crescimento econômico de um país está diretamente ligado à oferta de energia elétrica. Todos os setores da cadeia de produção necessitam de energia elétrica, não há crescimento de uma economia sem eletricidade, porém esse crescimento deve ser sustentável. O mundo ainda é muito dependente dos combustíveis fósseis, como o petróleo, carvão vegetal e gás natural. A geração de energia através de fontes não renováveis foi de 71,9% em 2021 (EPE, 2022b). Existe uma necessidade de reduzir as fontes de energias não-renováveis em prol das renováveis, nesse contexto a energia solar aparece como uma alternativa viável e atrativa devido à sua abundância e custo que ao longo dos anos vem se reduzindo.

1.2 Geração centralizada e geração distribuída

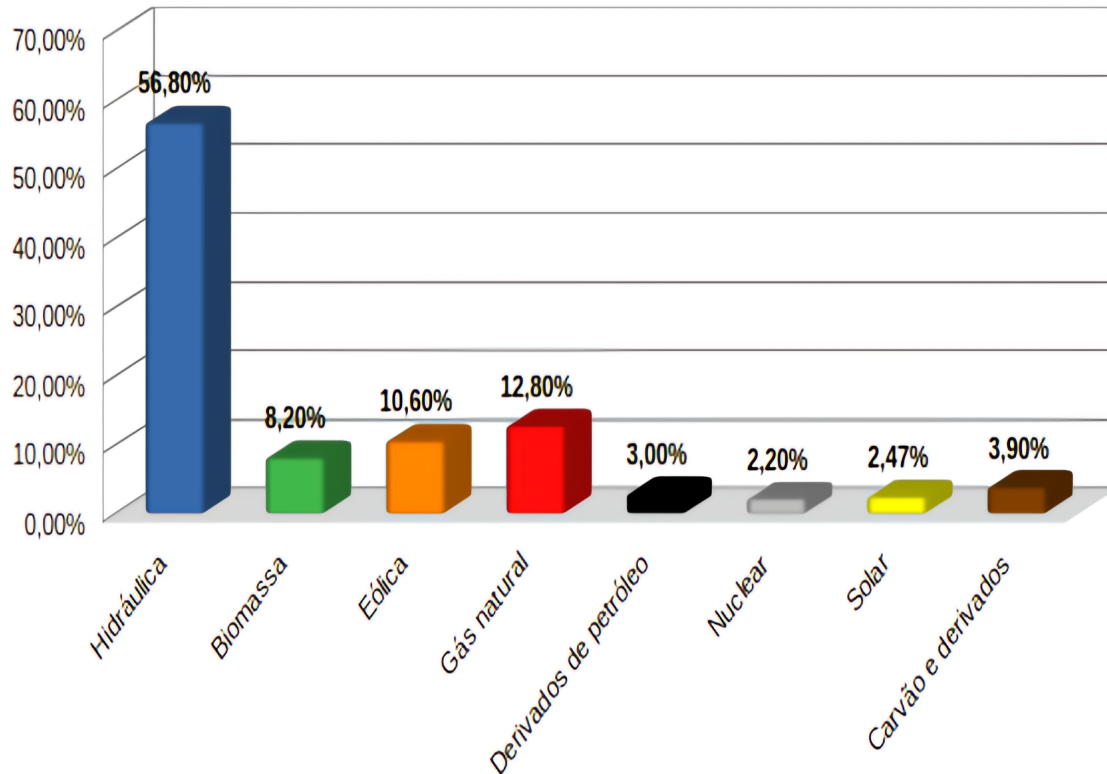
Existem dois conceitos de produção de energia elétrica: a geração centralizada e a geração distribuída (MONTEIRO; SILVEIRA, 2018). A geração centralizada consiste em um grande bloco de geração de energia concentrada em apenas um lugar, bloco esse que possui capacidade de alimentar cargas em diferentes lugares a quilômetros de distância. Para escoar a energia gerada são utilizadas linhas de transmissão de alta tensão, tendo como consequência correntes menores, dessa forma há uma redução das perdas por efeito Joule, visto que ele depende diretamente da corrente elétrica que percorre o condutor. Outra vantagem é que corrente menor necessita de condutores com seções menores acarretando em redução de custos com a infraestrutura. Na geração distribuída, a fonte de geração fica instalada junto à unidade consumidora dessa energia, ou muito próxima a ela, onde essa unidade consumidora pode ser residencial, comercial ou industrial, dividida em usinas de geração menores, capazes de suprir unidades consumidoras de energia em pequenas regiões, isso faz com que as perdas por efeito Joule sejam menores, e os custos com transmissão sejam nulos, visto que a geração estará diretamente conectada na rede pública de distribuição. A geração distribuída tem vantagem que a perda temporária de uma usina de geração distribuída afeta somente aquelas unidades consumidoras que estão sendo supridas por aquela fonte de geração.

1.3 Energia solar no Brasil

O Brasil possui uma matriz energética bem diversificada, porém como o país detém cerca de 12% da água doce do planeta (JADE, 2018), essa matriz ainda é majoritariamente composta por energia hidráulica. Segundo o Balanço Energético Nacional de 2022 (EPE, 2022a), o percentual correspondente à energia proveniente de fonte hidráulica corresponde a 56,8%, enquanto a

energia solar aparece na matriz com 2,47%, conforme podemos ver no gráfico da figura 1.1,

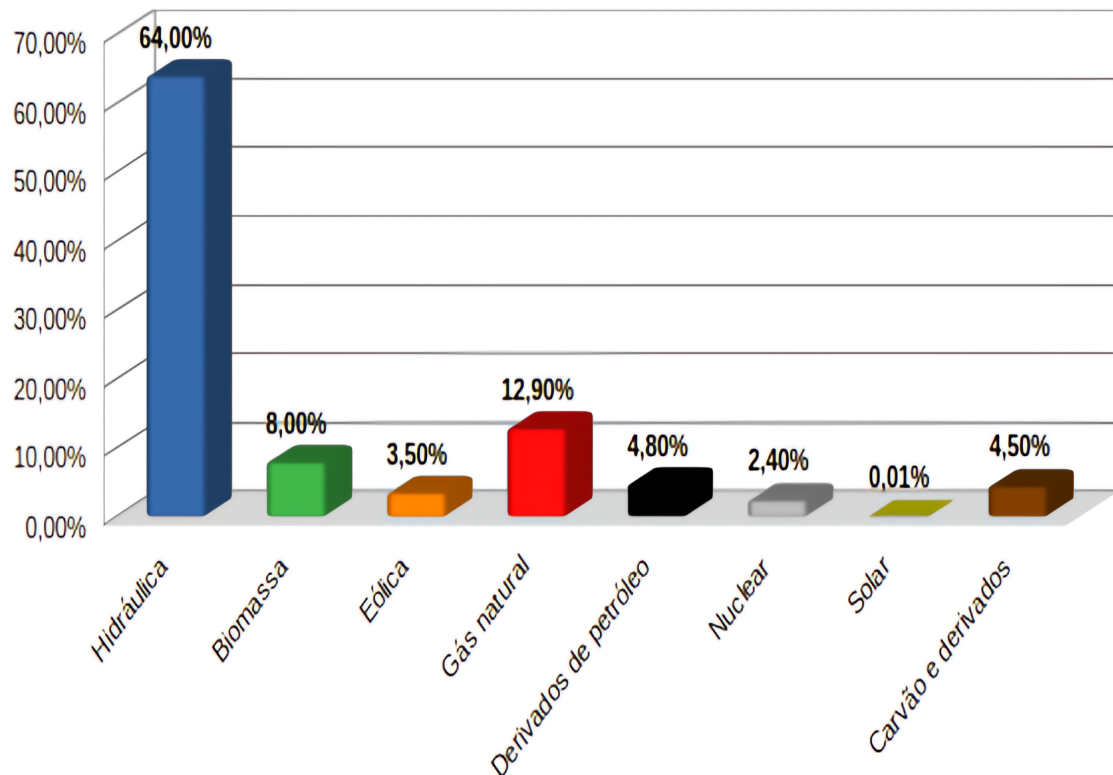
Figura 1.1: Matriz da oferta interna de energia elétrica 2022 (Brasil)



Fonte: Adaptado de (EPE, 2022a)

Apesar da energia elétrica de fonte hidráulica ainda ter uma representatividade alta na matriz energética brasileira, essa fatia já foi bem superior, em 2005 o percentual de energia gerada por centrais hidrelétricas representava 74,6% e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) representavam 1,7%, totalizando um percentual de 76,3% de fontes hidráulicas (EPE, 2006). A energia solar somente obteve representatividade na matriz energética a partir de 2016 onde somou 0,01% na matriz, conforme o gráfico da figura 1.2.

Figura 1.2: Matriz da oferta interna de energia elétrica 2016 (Brasil)



Fonte: Adaptado de (EPE, 2016)

Até 2012 por falta de regulamentação no setor, não haviam formas legais para a conexão de um sistema fotovoltaico na rede de distribuição, dessa forma o primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica pública no Brasil foi autorizado como um projeto de pesquisa em 1997 pelo laboratório de energia solar fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), conforme figura 1.3, o sistema possui 2kWp distribuído em uma área de 40 m² voltado para o norte geográfico para um melhor aproveitamento (UFSC, 2022).

Figura 1.3: Primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede pública no Brasil



Fonte: (UFSC, 2022)

Em escala comercial, a primeira usina fotovoltaica do Brasil e da América Latina para a venda de energia solar foi conectada no município de Tauá, no estado do Ceará em 2011, possuindo uma potência instalada de 1 MWp, com 4680 módulos fotovoltaicos e ocupando uma área de 12 mil m^2 , foi construída pela empresa MPX e hoje é operada pela empresa Eneva (SOLLED, 2022).

Figura 1.4: Primeira usina em escala comercial do Brasil - Usina de Tauá



Fonte: (UFSC, 2022)

Fatores como o avanço das tecnologias empregadas nos sistemas fotovoltaicos, equipamentos ficando mais acessíveis para parte da população, a possibilidade de diversificação da matriz energética, redução das fontes de energias poluentes, minimização do risco hidrológico proveniente dos reservatórios das hidrelétricas entre outros fatores, levaram a criação de incentivos para o investimento em energia solar. Em 2012 foi criada a Resolução 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que então criava o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) para agentes de geração que injetassem energia na rede da concessionária, também definindo micro e minigeração distribuída. Posteriormente foi criada a Resolução 687 de 2015 que visou dar celeridade nos prazos de conexão dos sistemas de geração distribuída à rede pública. A lei N° 13.169 zerou as alíquotas de contribuição PIS/CONFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora no sistema de compensação de créditos, além de zerar o ICMS e o IPI na compra dos componentes que fazem parte do gerador fotovoltaico. O convênio ICMS 16 de 2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) zerou o ICMS dos créditos de energia solar gerados da maioria dos estados brasileiros, com o ingresso dos demais estados restantes de forma gradual, de modo que nos dias atuais, todos os estados aderiram ao convênio. Em 2022 foi assinado o marco legal da geração distribuída a lei 14.300 que trouxe algumas mudanças para o setor, como o pagamento de percentuais gradativos da Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD Fio B). Os benefícios concedidos contribuíram para a

redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, porém não somente esses incentivos, mas também outros fatores como o aumento da produção.

1.4 Custo da energia solar fotovoltaica no Brasil

Com a redução dos impostos incidentes sobre os equipamentos dos sistemas fotovoltaicos a demanda por instalação desses sistemas aumentou, muitas empresas integradoras entraram no mercado fotovoltaico como resposta à essa demanda, como consequência da concorrência entre os integradores solares, o custo para a instalação também diminuiu. Um estudo da Greener (GREENER, 2023) , mostra que os custos para a instalação de sistemas fotovoltaicos até 4 kWp (que corresponde à maioria dos sistemas fotovoltaicos residenciais) reduziram 50,05% em média entre os anos de 2016 e 2023, o valor passou de R\$ 8,77 por Wp em junho de 2016 para R\$ 4,39 por Wp em janeiro de 2023, esse custo envolve o gerador fotovoltaico (módulos solares, inversores, cabos, conexões e estruturas) e a mão de obra para a instalação.

No ano de 2022 com a aprovação da Lei 14300, os consumidores passam a ter o prazo de 1 ano para instalação do sistema fotovoltaico com os benefícios anteriores à referida lei, esse prazo é referente à vacância da lei, nesse contexto, as unidades consumidoras que homologassem o sistemas antes do dia 7 de janeiro de 2023 ficariam isentas da taxa do fio B até o ano de 2045. Com isso, houve uma grande busca por instalações, fazendo com que os valores para instalação caíssem neste período de 01 ano, onde em janeiro de 2022 o equipamento acrescido da instalação possuía um valor de R\$ 5,16 por Wp, passando para R\$ 4,39 por Wp em janeiro de 2023, uma redução de 14,92%.

1.5 Apresentação

No presente Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) será apresentado o comparativo do dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma residência unifamiliar no município de Piranhas-AL que levará em conta duas situações distintas:

a) Um sistema dimensionado e homologado antes de 07 de janeiro de 2023, onde será levado em consideração a Resolução 687 da Aneel, que dispensa a cobrança percentual da Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD Fio B).

b) Um sistema dimensionado e homologado depois de 07 de janeiro de 2023, que leva em consideração a Lei 14300 que vigora apartir da referida data, onde seu principal impacto financeiro é uma cobrança de um percentual da Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD Fio B).

1.6 Justificativa e relevância do trabalho

Com as mudanças recentes na legislação referente ao setor fotovoltaico, mais especificamente as alterações que trouxe a Lei 14.300, onde a mesma passa a permitir a cobrança da Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD Fio B), referente à injeção de energia excedente na rede pública de distribuição. Dessa forma, novos projetos de usinas de geração fotovoltaica precisam se adequar à nova realidade do mercado. O presente estudo tem a finalidade de comparar os custos entre um sistema fotovoltaico homologado antes da cobrança da (TUSD Fio B) e um sistema homologado com essa nova cobrança. A importância da instalação desses sistemas está diretamente relacionada ao tempo de *payback* de cada sistema, assim como a economia que cada sistema fotovoltaico irá produzir. Foram realizadas estimativas futuras até o ano de 2045, no qual os dois sistemas passarão a pagar de maneira igual a TUSD Fio B.

1.7 Problema da pesquisa

O mercado de energia solar no Brasil teve início com a criação da resolução 482 de 2012, a permissão de acesso da microgeração distribuída à rede passou a ser autorizada, permitindo a inclusão de microgeradores residenciais ao sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), porém os custos dos equipamentos e da instalação ainda eram relativamente altos. A procura por esses equipamentos aumentou, incentivos fiscais foram criados, tornando tais equipamentos mais acessíveis, a modernização do setor veio com a resolução 687 de 2015, trazendo mais celeridade aos processos, fazendo com que mais residências adotassem a microgeração distribuída, que junto com a minigeração e as usinas fotovoltaicas de maior porte, fizeram com que a energia solar se apresentasse com o valor percentual de 2,47% em 2022.

A energia solar fotovoltaica se tornou vantajosa para os consumidores residenciais, visto que um sistema bem dimensionado para atender uma residência, cobria todo o consumo de energia da mesma, ficando como faturamento mensal apenas a taxa de disponibilidade, taxa essa responsável pela manutenção do serviço de distribuição de energia junto à concessionária.

Com a promulgação da Lei 14.300, o faturamento de uma residência pode ser o maior entre dois valores, a taxa de disponibilidade e a nova tarifa por uso do sistema de distribuição, conhecida como TUSD fio B. Com o passar dos anos, o percentual pago referente à TUSD fio B aumentará gradativamente sobre a energia do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), trazendo custos adicionais para clientes que geram sua própria energia. Agora com a TUSD fio B, o faturamento incide apenas sobre a energia injetada na rede de distribuição. Levando em consideração que em algum momento a energia injetada em forma de crédito, será compensada e utilizada novamente pela residência, estudos da ANEEL mostram o percentual de energia gerada que é injetada na rede, baseada nesses valores e calculando o valor a TUSD fio B para cada ano até 2045.

Realizado os devidos estudos de custos com através do sistema dimensionado com a resolução

687 de 2015 e depois com a Lei 14.300 de 2022, após essas análises comparativas entre dois sistemas fotovoltaicos, estes ainda compensam serem instalados mesmo depois da promulgação da Lei 14.300? Posterior à Lei 14.300 o sistema fotovoltaico residencial proposto tem um tempo de retorno do investimento, menor, maior ou igual a um sistema dimensionado com a resolução 687? Em qual das duas situações propostas, o sistema possui uma economia maior até o ano de 2045, ano em que os sistemas irão se equiparar nos custos de compensação de energia elétrica? Estas questões estão sendo respondidas de forma detalhada neste trabalho.

1.8 Objetivos

Objetivos Gerais

Dimensionar um sistema fotovoltaico residencial em dois momentos diferentes levando em consideração a legislação vigente em cada período, bem como avaliar os impactos financeiros dos dois sistemas realizando um estudo de caso comparativo entre eles.

Objetivos Específicos

Ao realizar o estudo comparativo entre dois sistemas fotovoltaicos residenciais, foi verificado o tempo de *payback* de cada um dos sistemas, assim como a economia gerada pelos dois sistemas até o ano de 2045.

1.9 Estrutura do Trabalho

Este Trabalho de Conclusão de Curso está sendo desenvolvido da seguinte forma.

No capítulo 1 consta a introdução ao tema, com um breve histórico de desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no mundo e no Brasil.

No capítulo 2 consta o referencial teórico, onde é realizada uma explanação da legislação brasileira referente à geração distribuída, assim como também um estudo bibliográfico referente ao tema.

No capítulo 3 é apresentado o aspecto metodológico do trabalho, onde são abordados métodos comparativos de estudo de casos. Diante de uma nova realidade tributária que recai sobre a microgeração de energia fotovoltaica, propõe-se o estudo dos impactos de custo benefício antes e depois da Lei 14.300 de 2022.

No capítulo 4 são apresentados os resultados comparativos demonstrando os impactos financeiros dos sistemas fotovoltaicos instalados antes e depois da Lei 14.300.

No capítulo 5 é apresentada a conclusão à qual os estudos de caso comparativo mostram os custos de cada sistema.

2

Referencial Teórico

Para a abordagem do tema ao qual esse trabalho é proposto foi necessário o estudo bibliográfico a respeito da energia solar fotovoltaica e também do panorama da legislação brasileira à qual diz respeito à geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição, também conhecida como geração distribuída (GD).

2.1 Regulamentação

A evolução da tecnologia no setor fez com que a disponibilidade dos equipamentos que compõem o gerador fotovoltaico reduzissem o seu custo, acarretando em uma oferta de equipamentos para atender à demanda, em decorrência dessa oferta foi necessário a adaptação à realidade brasileira com normatizações junto à ANEEL e a legislação para regulamentação do setor, nesse contexto são criadas as resoluções normativas 482/2012 e 687/2015 e posteriormente a regulamentação do setor mediante a Lei 14.300 (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

Resolução 482/2012 Aneel

A Resolução 482 de 2012 da ANEEL veio para regulamentar a geração distribuída, estabelecendo as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012)

A Resolução 482 estabelece as definições de microgeração e minigeração distribuídas, onde em seu segundo artigo ela conceitua os dois tipos de geração distribuída. A microgeração distribuída central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A minigeração distribuída, é uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme

regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012).

Outro conceito importante é o sistema de compensação de energia elétrica que é o sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012), ou seja, a energia excedente gerada pela unidade consumidora é injetada na rede de distribuição, sendo contabilizada como créditos de energia de valor igual ao injetado, sem custo para a unidade consumidora que gerou a energia. Conforme a Resolução 482, os créditos devem ser usados em um prazo de 36 meses.

Resolução 687/2015 Aneel

A Resolução 687 de 2015 surgiu com o intuito de desburocratizar o processo de homologação das unidades consumidoras que geram a própria energia e que pretendiam se conectar ao sistema de distribuição de energia, dessa forma o prazo para a emissão do parecer de acesso passou a ser de 15 dias para microgeração distribuída e 30 dias para a minigeração distribuída, além de padronizar os formulários de solicitação de acesso à rede de distribuição.

O prazo para expirar os créditos da central geradora passou de 36 meses para 60 meses. As potências para microgeração e minigeração distribuída também foram alteradas. A classificação de microgeração e minigeração distribuída passa a ser da seguinte forma: microgeração distribuída é a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015), e minigeração distribuída é a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

Lei 14.300/2022

A Lei 14.300 de 2022 também conhecida como marco legal da geração distribuída, onde sua principal alteração em relação à microgeração distribuída, está no artigo 27 que menciona sobre o faturamento das unidades que participam do SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica) é considerado a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada, os percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à depreciação dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção dos serviços de distribuição de energia (BRASIL, 2022), conforme Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Percentuais referentes às componentes tarifárias de distribuição de energia

Ano	Percentual (%)
2023	15
2024	30
2025	45
2026	60
2027	75
2028	90
2029	Estabelecido pela ANEEL

Fonte: Baseado na Lei 14.300 (BRASIL, 2022)

A TUSD Fio B é a taxa que possui todas as componentes tarifárias referentes ao uso do sistema de distribuição, portanto o percentual gradativo ao decorrer dos anos, conforme a Lei 14.300 será calculado em cima dela, sendo cobrada apenas na parcela de energia injetada na forma de créditos de energia na rede de distribuição.

Até 31 de dezembro de 2045, às unidades que já possuíam microgeradores e minigeradores até a data de publicação da Lei 14.300 e também para as que protocolarem solicitação de acesso junto às distribuidoras em até 12 meses contados da publicação da lei (BRASIL, 2022).

Para as unidades que protocolarem o parecer de acesso entre o 13º mês e o 18º mês a partir da publicação da Lei 14.300 o pagamento das componentes tarifárias referentes à rede de distribuição de energia se dará a partir de 2031 (BRASIL, 2022).

Resolução 1.059/2023 Aneel

A resolução normativa 1.059 de 2023 da Aneel (ANEEL, 2023), veio após a promulgação da Lei 14.300 com o intuito de transformar o texto da referida Lei em resolução pelo órgão regulamentador (ANEEL).

Um ponto que a resolução 1.059 de 2023 trouxe que em tese afeta os clientes do grupo B que possuem microgeração de energia fotovoltaica é a parcela referente a energia ativa injetada, para entendermos essa parcela é necessário utilizar o conceito de demanda. Conforme a resolução 414 de 2010 da ANEEL (ANEEL, 2010), a demanda é a média das potências ativas ou reativas que a carga solicita do sistema durante um determinado tempo onde pode ser expressa em quilowatts (kW) ou quilovolt ampere reativo (kVar). A resolução 1.059 de 2023 trata de energia ativa, logo a unidade de medida é o quilowatts (kW).

A resolução 1.059 de 2023 estabelece que a parcela referente a energia ativa injetada é calculada através da equação (2.1).

$$Faturamento\ uso\ injeção = (injeção - consumo) \times TUSD_g \quad (2.1)$$

Onde injeção é a demanda medida de injeção em kW, consumo é a demanda medida requerida do sistema de distribuição de energia em kW limitado ao valor da injeção e $TUSD_g$ é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a unidade consumidora que gerou a energia.

A resolução também menciona que a cobrança só pode ser realizada em unidades consumidoras em que o sistema de medição seja capaz de apurar as demandas requeridas. É importante ressaltar que os medidores de energia do grupo B residencial não conseguem medir demanda já que os mesmos são medidores de energia (kWh), portanto essa cobrança por momento não incide sobre os microgeradores do grupo B residencial, só são possíveis para os microgeradores que pertencem ao grupo B optante, que não se enquadram no escopo deste trabalho.

2.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Atualmente existem dois tipos principais de sistemas fotovoltaicos, são eles os sistemas fotovoltaicos isolados, também conhecidos como sistemas *off grid* e os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, também chamados de sistemas *on grid*.

Além dos sistemas fotovoltaicos mencionados também existem os sistemas fotovoltaicos híbridos que possuem outras fontes de energia conectadas juntos com o sistema fotovoltaico, e os sistemas fotovoltaicos com baterias conectados à rede, que além de serem conectados à rede pública de distribuição, ainda possuem baterias para armazenamento de energia.

Sistemas fotovoltaicos isolados

A principal característica dos sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) é o fato de eles não estarem conectados à rede pública de distribuição, e esses sistemas possuem duas formas de alimentar suas cargas: quando estão gerando energia, ou na falta de geração, através da energia armazenada.

Os sistemas fotovoltaicos isolados são compostos por módulos fotovoltaicos, inversores e a algum tipo de armazenamento de energia. A forma mais comum de armazenamento é a utilização de baterias (MORAIS et al., 2021).

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) em sua grande maioria, dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles gerada pode ser consumida pela carga ou injetada diretamente à rede elétrica, sendo a mesma compensada no consumo de energia elétrica ativa da edificação (MORAIS et al., 2021).

A compensação é realizada devido ao medidor de energia dos SFCR serem bidirecionais, ou seja, eles contabilizam a energia que a carga consome, assim como também a energia que é injetada na rede. A unidade consumidora forma um banco de créditos com a energia ativa

excedente injetada, sendo essa compensada em um momento de pequena ou nenhuma geração de energia pelo SFCR.

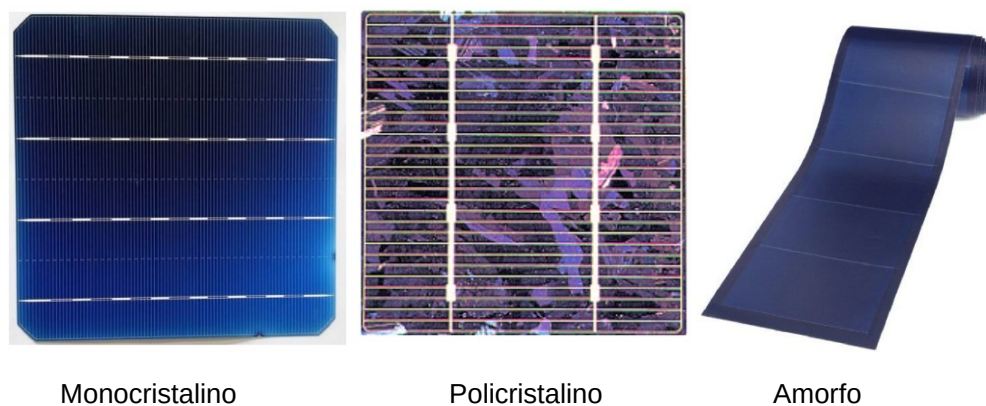
2.3 Tipos de módulos fotovoltaicos

O componente responsável por transformar a energia fotovoltaica em energia elétrica é o módulo fotovoltaico, que é composto pela moldura que o envolve, a proteção frontal que geralmente é de vidro translúcido para facilitar a passagem de luz solar e prover resistência mecânica, os terminais positivo e negativo, a caixa de ligações e o componente semicondutor.

As células fotovoltaicas encontradas no mercado atualmente são, na grande maioria, células de silício, como semicondutor, as quais existem três tipos. Podem ser de silício cristalino (c-Si), que se subdividem em monocristalinos e policristalino ou podem ser de silício amorfo (MACHADO; MIRANDA, 2015), como pode ser observado na figura 2.1.

A escolha do silício nas células fotovoltaicas de módulos comerciais se deve à sua abundância, sendo a crosta terrestre composta de aproximadamente 27% de silício, por ser um elemento de fácil obtenção, seu custo também se torna baixo, barateando o custo final dos módulos, visto que o silício é o material de maior composição no módulo fotovoltaico.

Figura 2.1: Tipos de células fotovoltaicas



Fonte: Adaptado de (RAMPINELLI; MACHADO, 2021)

Módulo de silício monocristalino

O módulo de silício monocristalino possui como matéria prima o mesmo material utilizado na fabricação de circuitos integrados, possuindo como característica em sua fabricação a presença de um único tipo de cristal em fatias de silício, o que torna as células mais puras e uniformes (GUIMARÃES et al., 2004).

Módulo de silício policristalino

A célula que compõe os módulos de silício policristalino, ao invés de formar um único grande cristal de silício, são solidificadas em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais, onde a partir desses blocos são obtidas fatias e fabricadas as células (GUIMARÃES et al., 2004).

Filme fino

Os painéis de filme fino são criados depositando camadas finas de materiais semicondutores em substratos de vidro ou aço inoxidável, usando ferramentas de pulverização catódica (MORAIS et al., 2021). Se trata de uma tecnologia mais recente, a sua produção tem um custo baixo, com uma eficiência também menor, devido à sua fabricação em tamanhos variados e a variação de flexibilidade no módulo, ele pode ter diversas aplicações como alimentação de pequenos circuitos eletrônicos, como alimentação de edificações em janelas de fachadas de edifícios.

2.4 Tipos de inversores para SFCR

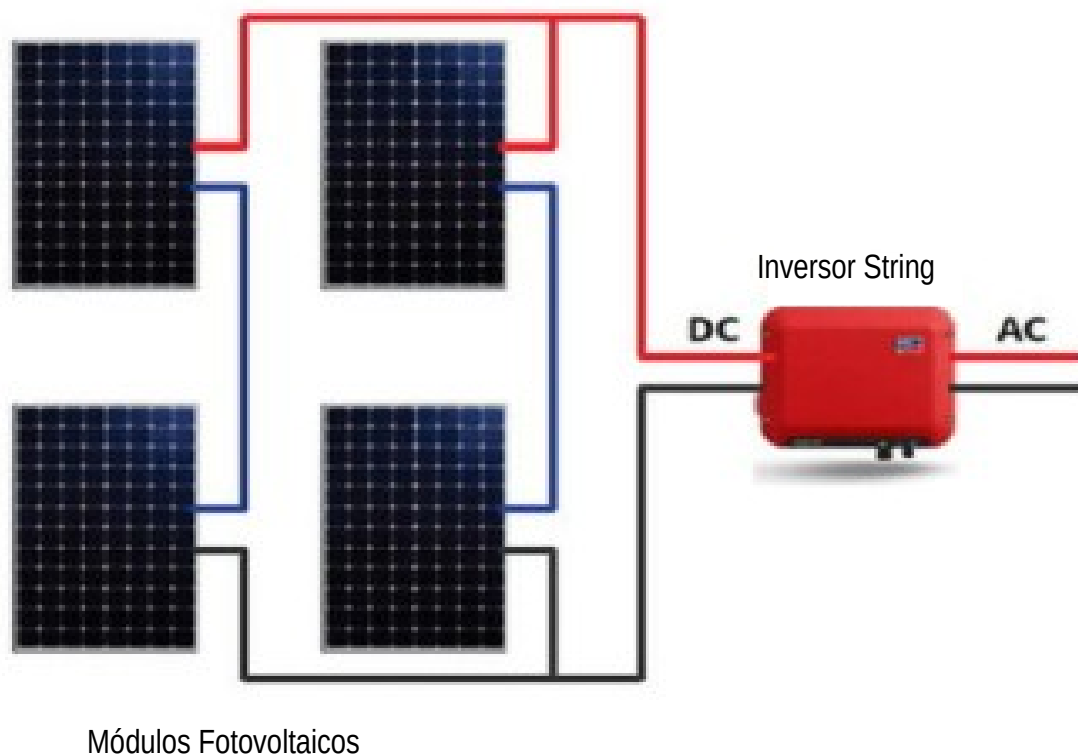
De acordo com Ayrão (AYRAO, 2018), os inversores fotovoltaicos são equipamentos que convertem a energia elétrica, originada em corrente contínua nos módulos fotovoltaicos, para corrente alternada, em tensão e frequência compatíveis com a rede da concessionária de distribuição de energia.

Atualmente para os SFCR, existe disponível no mercado dois principais tipos de inversores, que são os inversores *string* e os microinversores.

Inversor string

A principal característica do inversor *string* é a forma que os módulos fotovoltaicos são conectados em sua entrada, os módulos são agrupados em conjuntos que podem ser séries ou paralelos, para que sejam atingidas os níveis de tensão e corrente de entrada dos inversores, podemos ver o esquema desse tipo de ligação na figura 2.2.

Figura 2.2: Ligação de inversor string



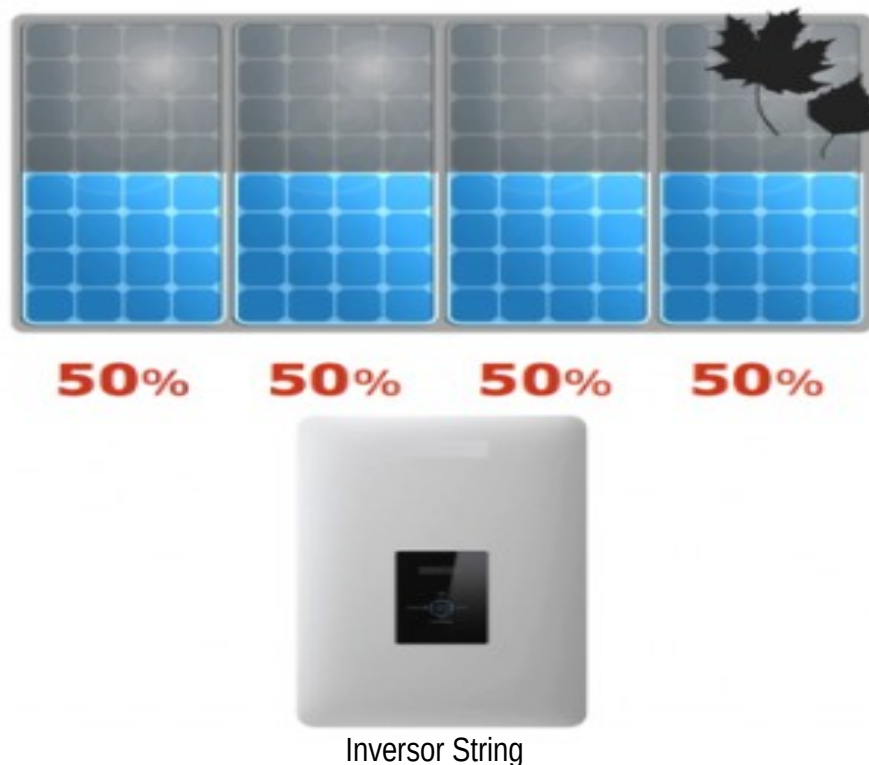
Fonte: Adaptado de (BELLINI, 2021)

A variação na irradiância solar modifica os valores de tensão e corrente fornecidos pelos módulos, variando consequentemente a potência fornecida para o sistema, dessa forma conforme Ayrão (AYRAO, 2018) visando maximizar a geração de energia, os inversores possuem uma função chamada de seguimento de ponto de potência máxima (SPPM). O SPPM (*Maximum Power Point Tracking - MPPT*) busca constantemente a relação corrente vs tensão que maximiza a potência dos módulos, dessa forma, sempre repassando a maior potência, mesmo com as variações de energia dos módulos.

Cada entrada de corrente contínua do inversor *string* possui um SPPM. Dependendo das características, os inversores strings podem ter mais de uma entrada SPPM. Para o correto funcionamento da SPPM a *string* com os módulos conectados a ela devem ter as mesmas características construtivas, assim como também devem ser instalados na mesma inclinação e direção.

Em casos de perda de potência em um dos módulos da *string*, seja por defeito ou sombreamento, toda a *string* é afetada, reduzindo a potência total da mesma, conforme a figura 2.3.

Figura 2.3: Perdas no inversor string



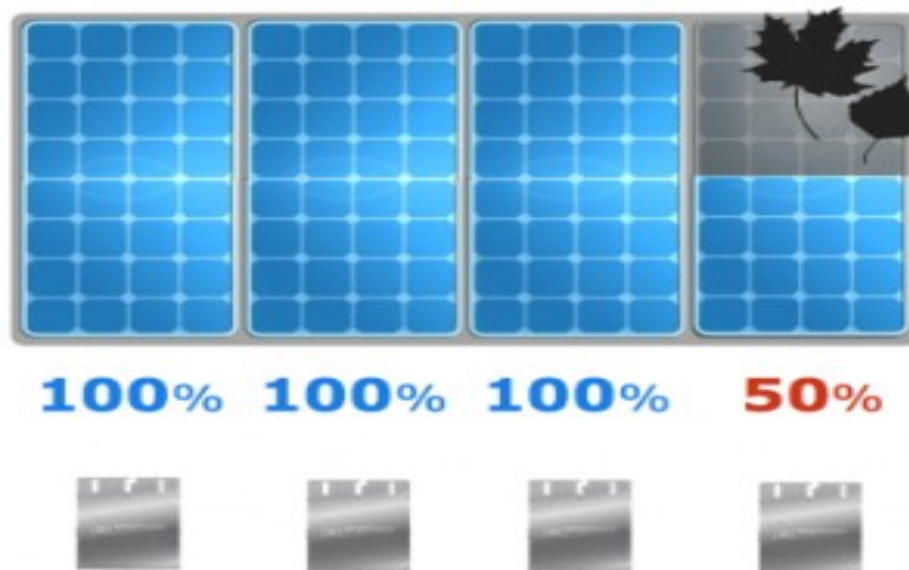
Fonte: Adaptado de (SOLAR, 2024).

Microinversor

A NBR 16690 de 2019 define os microinversores, onde cada entrada em corrente contínua está associada a um único dispositivo de seguimento do ponto de máxima potência – SPMP (ABNT, 2019) e que possui tensão máxima por entrada, em corrente contínua, não superior à faixa I da ABNT NBR 5410:2004. A ABNT NBR 5410 (ABNT, 2004) trata como faixa I para sistemas em corrente contínua diretamente aterrados a tensão menor ou igual a 120 Volts entre pólos e entre pólos e terra.

Os microinversores dispõem da tecnologia MLPE que conforme Souza (SOUZA, 2019) a sigla MLPE (*Module-Level Power Eletronics*) significa eletrônica de potência em nível de módulo, ou seja, cada módulo gera energia individualmente no sistema. Problemas como sombreamento em um dos módulos não impacta na geração dos demais, conforme podemos ver na figura 2.4.

Figura 2.4: perdas no microinversor

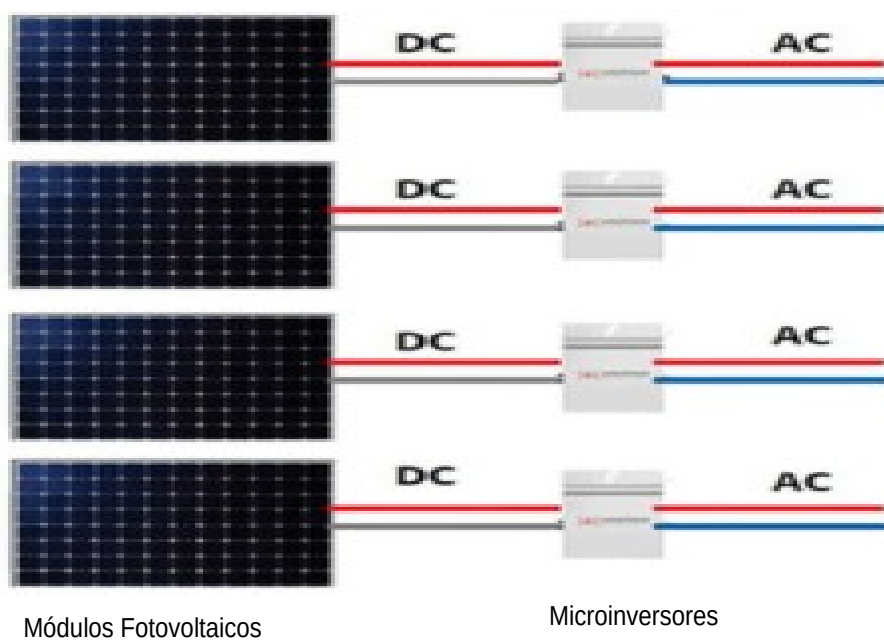


Microinversores

Fonte: Adaptado de (SOLAR, 2024).

Cada entrada SPPM do microinversor recebe apenas um módulo, conforme figura 2.5, é importante observar que um microinversor pode possuir mais que uma entrada SPPM.

Figura 2.5: Ligação de microinversores



Módulos Fotovoltaicos

Microinversores

Fonte: Adaptado de (BELLINI, 2021).

2.5 Trabalhos Correlatados

O tema proposto neste trabalho é recente, ainda assim podemos encontrar trabalhos que abordam o mesmo tema, demonstrando a relevância do assunto abordado tanto para o meio acadêmico, como para empresas e também para os consumidores residenciais de energia elétrica. Podemos citar um artigo voltado para a geração distribuída após a promulgação da Lei 14.300/2022.

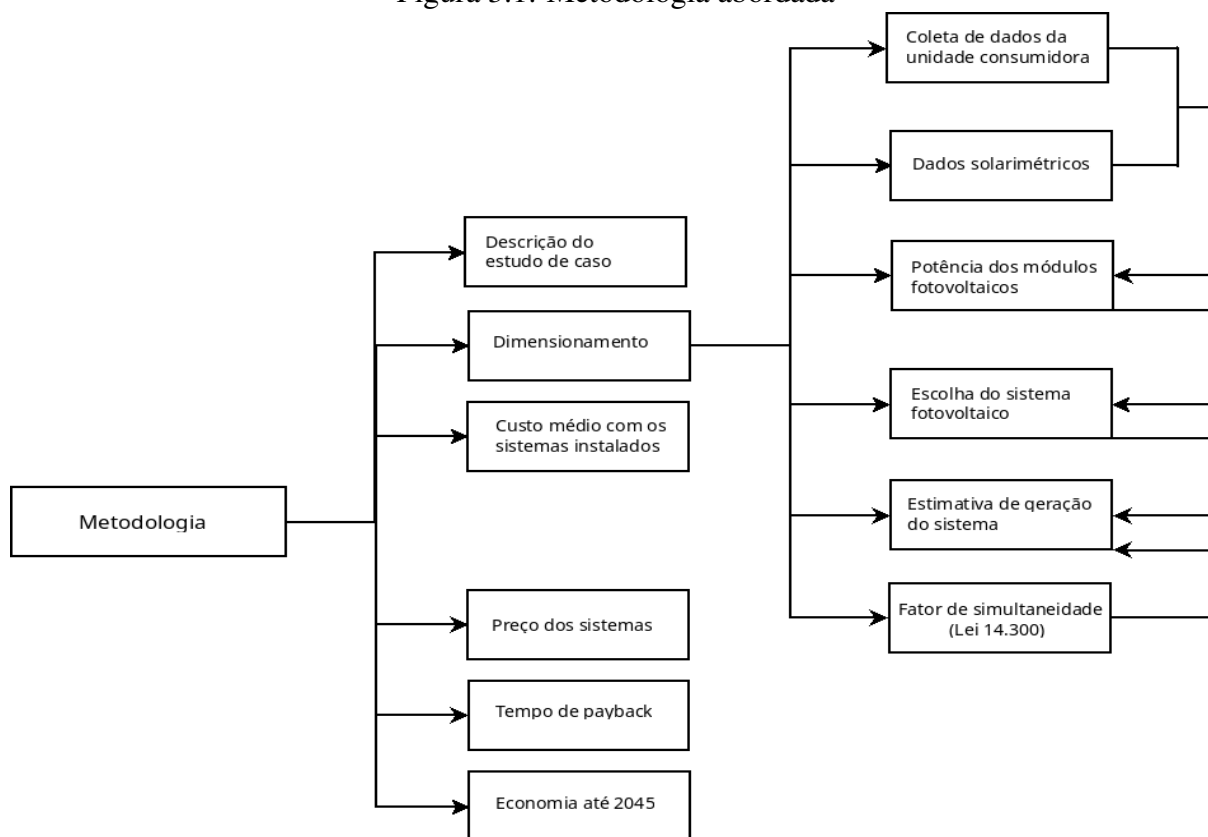
O trabalho correlatado é o trabalho da Jéssica Silva de Oliveira da Universidade Federal do Paraná com o título de '*ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE A LEI 14.300 E A RESOLUÇÃO NORMATIVA 482 PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA DE UMA USINA FOTO-VOLTAICA RESIDENCIAL DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUIDA*' de 2023 (OLIVEIRA, 2023). Um dos objetivos do trabalho da Jéssica é analisar a viabilidade financeira em um projeto de microgeração distribuída para um cliente do grupo B. Nos métodos são realizados dimensionamentos conforme a resolução 687/2015 e conforme a Lei 14.300/2022. A conclusão do trabalho é de que não há alterações significativas nos valores faturados nas duas situações.

3

Metodologia

Os aspectos metodológicos deste trabalho abordam métodos comparativos de estudos de casos. Diante de uma nova realidade tributária que recai sobre a microgeração de energia fotovoltaica, propõe-se o estudo dos impactos de custo benefício antes e depois da Lei 14.300 de 2022. A metodologia neste capítulo é abordada conforme o fluxograma presente na figura 3.1.

Figura 3.1: Metodologia abordada



Fonte: Autor

3.1 Descrição do estudo de caso

Diante de mudanças na legislação brasileira sobre a microgeração de energia solar no Brasil, passa a ocorrer dúvidas sobre os impactos financeiros em função da nova carga tributária. A primeira situação aborda o caso de usinas homologadas antes da entrada em vigor da Lei 14.300/2022. Já na segunda situação, o estudo comparativo com a primeira traz uma abordagem para o caso das instalações feitas após a promulgação da Lei 14.300/2022 com seus respectivos impactos. Para ambos os casos são feitos diversos estudos de forma temporal até o ano de 2045.

3.2 Dimensionamento

Para um correto dimensionamento, conforme Rampinelli (RAMPINELLI; MACHADO, 2021), é necessário identificar as principais características como a localização da unidade consumidora (UC), direcionamento de telhado, angulação entre outros. Após a identificação das características é necessário uma análise da conta de energia da UC.

Coleta de dados da unidade consumidora

Para o dimensionamento é necessário analisar a fatura de energia da residência, assim é possível encontrar o histórico de consumo de energia dos últimos 12 meses, onde é possível calcular uma média simples desses valores. A média de consumo da unidade consumidora será utilizada no cálculo da potência de pico dos módulos fotovoltaicos.

Na Resolução Normativa 687 de 2015 (ANEEL, 2015) em seu 7º artigo diz que deve ser cobrado, no mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, podemos definir o custo de disponibilidade como sendo a taxa fixa mensal que é paga pelo consumidor, mesmo que não exista consumo naquele mês por parte do unidade consumidora. Para o estudo de caso de microgeração de energia fotovoltaica, antes da incidência da Lei 14.300 de 2022, pode-se calcular a energia consumida pelo cliente (E_{c1}) subtraindo 30 kWh do consumo médio (E_m), conforme a equação (3.1).

$$E_{c1} = E_m - 30 \quad (3.1)$$

Essa subtração se deve ao fato de a unidade consumidora ter que pagar 30 kWh , independente do seu uso ou não. Trata-se da taxa de disponibilidade do grupo B, em alimentação monofásica.

Para o estudo de caso de microgeração de energia fotovoltaica, depois da promulgação da Lei 14.300, pode-se calcular a média encontrada pelo consumo mensal, visto que com a Lei 14.300, o valor faturado é o maior valor entre a taxa de disponibilidade e o custo da TUSD Fio B. Na própria fatura mensal da conta de luz, também são coletados a tensão fornecida pela concessionária, o tipo de ligação e em qual grupo de consumo edificação se enquadra.

Dados solarimétricos

No site do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) (CRESESB, 2024), no aplicativo web SunData é possível obter os dados da irradiação solar diária média do local da instalação, através das coordenadas geográficas (latitude e longitude). Outros fatores como caídas de água e sombreamentos também são observados.

Potência dos módulos fotovoltaicos

Conhecido os valores do consumo da UC e da irradiação média diária do local, conforme Rampinelli (RAMPINELLI; MACHADO, 2021), podemos calcular a potência de pico (P_p) dos módulos através da equação (3.2).

$$P_p = \frac{E \times P_{sol}}{G_p \times \eta} \quad (3.2)$$

Onde, P_p é a potência de pico total dos módulos fotovoltaicos (kWp), E é a energia consumida pela residência (kWh), P_{sol} é a irradiância de referência na superfície terrestre ($1kW/m^2$), G_p é a irradiação diária no plano dos módulos ($kWh/m^2 \cdot dia$) e η é o coeficiente de desempenho do sistema (adimensional).

Escolha do sistema fotovoltaico

Encontrado a potência dos módulos fotovoltaicos, é necessário procurar um kit de geração fotovoltaica que atenda à carga, nem sempre será encontrado um kit com a potência igual à calculada, portanto é necessário encontrar um que se aproxime.

Estimativa de geração do sistema

Escolhida a potência de pico do sistema que será instalado, conhecendo-se os dados dos módulos encontrados no manual do mesmo, podemos estimar a geração de energia mês a mês, assim como também a energia média anual que o sistema irá gerar, através do método da insolação (MORAIS et al., 2021), conforme a equação (3.3).

$$E = I \times N \times A \times ef \times nd \times \eta \quad (3.3)$$

Onde, $E(kWh)$ é a energia gerada no período, $I(kWh/m^2 \cdot dia)$ é a irradiação solar diária do local, N é a quantidade de módulos instalados, $A(m^2)$ é a área de um módulo fotovoltaico, $ef(\%)$ é a eficiência do módulo fotovoltaico, nd é a quantidade de dias do período a estimar e η é o coeficiente de desempenho do sistema (adimensional).

Fator de simultaneidade

Para o dimensionamento conforme a Lei 14.300, é necessário calcular a energia que será injetada na rede de distribuição para realizar o cálculo da TUSD Fio B, para isso devemos levar em consideração o fator de simultaneidade, podemos definir o fator de simultaneidade a razão entre a energia consumida do sistema fotovoltaico pela energia gerada pelo próprio sistema fotovoltaico, ou seja, o percentual médio de energia consumida, no mesmo instante em que ela é gerada. Para residências, o fator de simultaneidade conforme Diniz (DINIZ, 2019) é de 39% em média da energia gerada pelo sistema fotovoltaico passa a ser consumida instantaneamente pelos equipamentos elétricos da residência, logo em média 61% da energia gerada será injetado na rede de distribuição. Dessa forma, temos que a energia consumida instantaneamente pela unidade consumidora (E_{cons}) é calculada pela equação (3.4):

$$E_{cons} = 0,39 \times E \quad (3.4)$$

E a energia que será injetada pelo sistema fotovoltaico na rede da distribuidora (E_{inj}), é calculada conforme a equação (3.5):

$$E_{inj} = 0,61 \times E \quad (3.5)$$

3.3 Custo médio com os sistemas instalados

A conta de energia é composta pela tarifa de energia e pela da taxa de contribuição para o custeio do serviço de iluminação pública, também conhecida como COSIP, que é amparada na constituição de 1988, onde o valor referente a ela é estipulado em forma de lei. A COSIP não corresponde ao escopo desse trabalho, portanto não será tratada como custo mensal na tarifa de energia.

Para o custo mensal (C_{m1}) do sistema dimensionado, conforme a Resolução 687 de 2015, podemos calcular como sendo apenas a taxa de disponibilidade, que para unidades consumidoras monofásicas é de $30k\ Wh$, logo para o cálculo do custo mensal teremos a equação (3.6):

$$C_{m1} = 30 \times V_{kWh} \quad (3.6)$$

Onde, C_{m1} é o valor faturado na conta de energia mensalmente ($R\$$), 30 é o consumo mínimo para unidade consumidora residencial monofásica (kWh), V_{kWh} é o valor cobrado pelo kilowatt-hora ($R\$$).

Já para o sistema dimensionado conforme a Lei 14.300 de 2022, o valor faturado é o maior

valor entre a taxa de disponibilidade e a taxa por uso da rede de distribuição, a TUSD Fio B, dessa forma, para cada mês calcula-se o valor da cobrança levando em consideração o percentual vigente no ano conforme a equação (3.7):

$$C_{m2} = E_{inj} \times T_{bf} \times Percetual_{ano}(\%) \quad (3.7)$$

Onde, C_{m2} é o custo do mês que se pretende calcular, E_{inj} é a energia injetada na rede de distribuição no referido mês, T_{bf} é o valor da TUSD fio B com tributos e $Percetual_{ano}(\%)$ é o percentual a ser pago da TUSD fio B no ano em que se quer calcular, conforme a tabela 2.1. Com os valores da taxa de disponibilidade e da TUSD fio B a ser paga, podemos fazer o comparativo, onde o valor faturado será o maior entre os dois.

3.4 Preço dos sistemas

O preço de uma instalação fotovoltaica é composta pelo custo do gerador fotovoltaico acrescido da integração, que consiste na parte burocrática junto à distribuidora (aprovação, solicitações de vistoria e ligação), pela realização e legalização do projeto e pela instalação do sistema. Um estudo foi realizado pela Grenner (GREENER, 2023) a respeito do histórico de valores de instalações praticados pelo mercado. Utilizando esses dados é possível ajustar os valores praticados pelo mercado nos referidos períodos propostos. Para o valor do kit fotovoltaico, podemos multiplicar o valor médio do $R\$/Wp$ pela capacidade do sistema a ser instalado, usaremos a equação (3.8) para calcular o valor do gerador (V_g).

$$V_g = Vm_g \times P_p \quad (3.8)$$

Onde, V_g é o valor do kit fotovoltaico ajustado ao período desejado ($R\%$), Vm_g é o valor médio do Watt-pico (Wp) do kit fotovoltaico no período desejado ($R\$/Wp$), P_p é o potência do kit fotovoltaico que será instalado (Wp).

Para o valor da integração (V_i) do sistema fotovoltaico, iremos utilizar de modo semelhante os dados do estudo da Greener, conforme a equação (3.9):

$$V_i = Vm_i \times P_p \quad (3.9)$$

Onde, V_i é o valor dos serviços de integração ajustado ao período desejado (em $R\%$), Vm_i é o valor médio dos serviços de integração no período desejado ($R\$/Wp$), P_p é o potência do kit fotovoltaico que será instalado (Wp).

Com os dois valores que compõem o valor do sistema fotovoltaico é possível calcular o valor

total (V_t) do sistema ajustado ao periodo desejado, conforme a equação (3.10):

$$V_t = V_g + V_i \quad (3.10)$$

3.5 Tempo de payback

Após realizar o dimensionamento para os dois casos, e encontrar os valores para a instalação das respectivas plantas fotovoltaicas, através da economia gerada mensalmente é possível calcular quanto tempo cada sistema leva para retornar o valor investido.

3.6 Economia até 2045

Em 2045, os dois sistemas passam a pagar o percentual da TUSD Fio B de forma igual, portanto, podemos saber quanto de economia cada sistema gerou até o referido ano, bastando somar os valores da economia mensal gerada por cada sistema. Dessa forma, o estudo de forma comparativa para os dois sistemas de microgeração fotovoltaica pode ser analisado através do payback para cada caso.

4

Resultados

4.1 Levantamento de dados no local

Antes de começar o dimensionamento foi necessário a realização de uma visita técnica à residência, onde verificou-se que a residência possui uma de suas caídas de água voltada para o norte geográfico, condição considerada ideal, pois no hemisfério sul, um telhado voltado para o norte geográfico recebe irradiação solar por mais tempo durante o dia.

A cobertura de telhado escolhida possui uma área de aproximadamente 100 m^2 , com uma inclinação aproximada de 25° , não possuindo qualquer sombreamento de edificações vizinhas ou de vegetação incidindo sobre a mesma. A cobertura é formada por telha cerâmica, também conhecida como colonial, com estrutura de sustentação em madeira. Essas informações servem para escolher o tipo de estrutura que suportará os módulos fotovoltaicos.

4.2 Análise da fatura da unidade consumidora

A fatura de energia contém dados essenciais para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, com a fatura da unidade consumidora, pode-se verificar o consumo mensal em kWh dos últimos 12 meses. Para realizar o dimensionamento, iremos considerar os meses de dezembro de 2021 até o mês de novembro de 2022, período de 1 ano. Os dados seguem conforme a Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Consumo de energia da unidade consumidora por mês

Meses	Consumo (kWh)
Dezembro/2021	438
Janeiro/2022	423
Fevereiro/2022	454
Março/2022	462
Abril/2022	327
Maió/2022	401
Junho/2022	395
Julho/2022	431
Agosto/2022	472
Setembro/2022	437
Outubro/2022	407
Novembro/2022	420
Média	422

Fonte: Autor

A residência pertence ao grupo B1 (fornecimento residencial e em baixa tensão) e possui fornecimento em 220 Volts monofásico. Essa será a tensão de saída do inversor que se conectará em paralelo à rede de distribuição.

Primeira situação

Para a primeira situação (caso 1), devemos observar que ao valor médio de consumo de energia que usaremos para dimensionar a potência do sistema fotovoltaico, deverá ser descontado o valor de 30 kWh , pois esse valor se refere à taxa de disponibilidade para unidades consumidoras monofásicas que é um custo fixo obrigatório. Dessa forma, para o cálculo da energia (E_{c1}), seguiremos conforme a equação (3.1) onde, substituindo os valores chegaremos ao resultado (4.1):

$$\begin{aligned} E_{c1} &= 422 - 30 \\ E_{c1} &= 392 \text{ kWh} \end{aligned} \tag{4.1}$$

Portanto para o dimensionamento do caso 1, usaremos como consumo médio mensal de energia o valor de 392 kWh .

Segunda situação

Para a segunda situação (caso 2), devemos adotar o consumo médio real da unidade consumidora para o dimensionamento, devido ao faturamento ser o maior valor entre a taxa de disponibilidade e o percentual da TUSD fio B. Caso o valor faturado seja referente ao percentual da TUSD fio B, valor da taxa de disponibilidade deixa de ser obrigatório, portanto para o caso 2, o consumo médio será de 422 kWh.

4.3 Dados solarimétricos

Com os dados da unidade consumidora agora pegaremos os dados de irradiação solar do local, através do site da Cresesb (CRESESB, 2024), onde poderemos obter os valores de irradiação diária média de todos os meses e a média diária anual para a cidade de Piranhas-AL, conforme a Tabela 4.2:

Tabela 4.2: Média de irradiação diária para a cidade de Piranhas-AL

Mês	Irradiação (kWh/m² · dia)
Janeiro	6,31
Fevereiro	6,06
Março	5,97
Abril	5,32
Maio	4,47
Junho	4,07
Julho	4,20
Agosto	4,83
Setembro	5,66
Outubro	5,96
Novembro	6,43
Dezembro	6,36
Média	5,47

Fonte: Adaptado de (CRESESB, 2024)

Como podemos observar a irradiação média diária em kWh/m² · dia para a cidade de Piranhas-AL é de 5,47 kWh/m² · dia.

Podemos dimensionar a potência do gerador fotovoltaico utilizando a média mensal de consumo ou a energia total anual. Como já dispomos da energia média mensal, iremos utilizá-la no dimensionamento, para isso, multiplicaremos a irradiação média diária (I_d) por 30, conforme a equação (4.2) para obtermos a irradiação mensal (I_m) e assim compatibilizar para ser usada na equação (3.2).

$$I_m = 30 \times I_d \quad (4.2)$$

$$I_m = 30 \times 5,47$$

$$I_m = 164,1 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$$

4.4 Potência dos módulos fotovoltaicos

Devido à variação da irradiação solar na superfície dos módulos fotovoltaicos, existe uma variação da potência fornecida ao sistema. A potência máxima que um módulo é capaz de fornecer é chamada de potência de pico (P_p), onde sua unidade de medida é o W_p .

Conforme textos da literatura, um sistema bem dimensionado possui um coeficiente de desempenho entre 75% e 80%, para nosso sistema, iremos adotar o valor de 75% que é um valor conservador. Levando em consideração que a irradiação de referência na superfície terrestre é de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$, podemos calcular as potências de pico do primeiro sistema (P_{p1}) e do segundo sistema (P_{p2}) dos módulos fotovoltaicos através da equação (3.2), obtendo os resultados em (4.3) e (4.4) respectivamente.

Para o caso 1, a potência dos módulos é calculada por:

$$P_{p1} = \frac{392 \times 1}{164,1 \times 0,75} \quad (4.3)$$

$$P_{p1} = 3,18 \text{ kW}_p$$

Para o caso 2, temos:

$$P_{p2} = \frac{422 \times 1}{164,1 \times 0,75} \quad (4.4)$$

$$P_{p2} = 3,42 \text{ kW}_p$$

4.5 Escolha do sistema fotovoltaico

Os geradores fotovoltaicos disponíveis para compra já possuem kits montados visando a redução dos preços desses sistemas, dessa forma, é necessário a busca por um kit de geração fotovoltaica que atenda o mais próximo possível à potência solicitada.

Os microinversores tem diversas vantagens sobre os inversores *string*, como a tecnologia MLPE, que possibilita o monitoramento de cada módulo de forma individual, e independente

uns dos outros, já que não estão ligados a uma *string*. Devido a esse melhor desempenho da planta, será escolhido um kit fotovoltaico que possua microinversor.

A potência calculada dos módulos capaz de atender a carga da unidade consumidora na primeira situação (caso 1) é de $3,18kWp$ (quilowatt pico). Através de um levantamento de mercado, podemos encontrar um kit para geração fotovoltaica de $3,3kWp$, o qual atende a residência. Esse kit é composto pelos itens descritos na Tabela 4.3:

Tabela 4.3: Kit fotovoltaico (caso 1)

Quantidade	Itens
2	Estrutura Solar Group 4 painéis fixador Gancho telha colonial smart
2	Estrutura Solar Group 2 pares perfil smart-x 2,40m
1	Microinversor Deye 2kW monofásico 220V 4MPPT
1	Conector Deye Female e tampa final
6	Painel solar Jinko 550W monocristalino 21,33% eficiência
1	Microinversor Deye 1kW monofásico 220V 2MPPT

Para a segunda situação (caso 2) a potência necessária é de $3,42kWp$, e que comercialmente, podemos encontrar um kit de geração fotovoltaico de $3,45kWp$, que atende à residência. Os itens que compõem o kit estão descritos na Tabela 4.4:

Tabela 4.4: Kit fotovoltaico (caso 2)

Quantidade	Itens
2	Estrutura Solar Group 4 painéis fixador Gancho telha colonial smart
2	Estrutura Solar Group 2 pares perfil smart-x 2,40m
1	Microinversor Deye 2kW monofásico 220V 4MPPT
1	Conector Deye Female e tampa final
6	Painel solar Jinko 575W monocristalino 22,26% eficiência
1	Microinversor Deye 1kW monofásico 220V 2MPPT

4.6 Estimativa de geração

Para calcular a projeção de geração de energia do sistema, usaremos os dados obtidos através do manual do módulo. Podemos calcular a projeção de geração de energia mensalmente e a média anual. A potência de pico que foi calculada difere da real encontrada no mercado. Levaremos em consideração a área total de todos os módulos que serão instalados e também a eficiência dos mesmos, onde a eficiência podemos extrair diretamente do manual do módulo.

Conforme encontrado no manual do módulo, na Tabela 4.5 está descrito as dimensões do mesmo, bem como sua área e a área total dos 6 módulos da planta fotovoltaica calculada para a primeira situação (caso 1).

Tabela 4.5: Dimensões dos módulos (caso 1)

Quantidade	Largura (m)	Comprimento (m)	Área (m ²)	Total (m ²)
6	1,134	2,278	2,583	15,498

Fonte: Autor

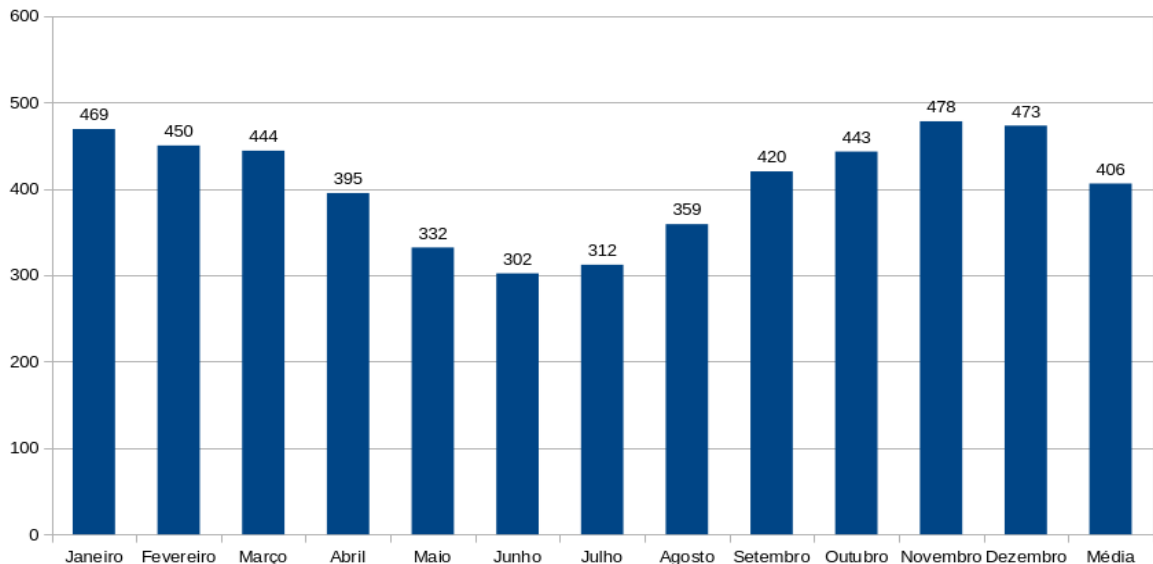
Com o coeficiente de desempenho de 75% e eficiência do módulo de 21,33% podemos calcular a energia média mensal gerada pela planta fotovoltaica 1 (E_1) através da equação (3.3), obtendo o resultado em (4.5).

$$E_1 = 5,47 \times 30 \times 15,498 \times 0,2133 \times 0,75 \quad (4.5)$$

$$E_1 = 406,851 \text{ kWh}$$

A geração média mensal da planta é de aproximadamente 406 kWh, para os meses o procedimento é análogo, substituindo a irradiação média diária anual pela irradiação média diária do mês, visando agilizar o procedimento, os cálculos dos meses serão realizados em um software de planilhas eletrônicas, visando também a geração do gráfico de perfil de geração conforme a figura 4.1:

Figura 4.1: Primeira situação (caso 1). Estimativa de produção de energia em kWh



Fonte: Autor

De maneira semelhante, para fazer a estimativa de geração de energia da planta da segunda situação (caso 2), precisamos encontrar a eficiência dos módulos e a área total dos mesmos.

Podemos encontrar a eficiência diretamente no manual do módulo cujo, valor é de 22,26%. Já a área depende das dimensões, onde também podemos encontrar no manual do módulo e possui dimensões semelhantes ao caso 1, conforme Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Dimensões dos módulos (caso 2)

Quantidade	Largura (m)	Comprimento (m)	Área (m ²)	Total (m ²)
6	1,134	2,278	2,583	15,498

Fonte: Autor

Considerando o coeficiente de desempenho de 75% e de posse dos demais dados, podemos calcular a energia média mensal para o caso 2 (E_2), conforme a equação (4.6).

$$E_2 = 5,47 \times 30 \times 15,498 \times 0,2226 \times 0,75 \quad (4.6)$$

$$E_2 = 424,590 \text{ kWh}$$

Temos que a energia média mensal produzida pela planta fotovoltaica da segunda situação (caso 2) é de 424 kWh. Através de um software de planilhas eletrônicas, podemos calcular a produção de energia esperada dos meses, conforme a Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Projeção de geração de energia para a segunda situação (caso 2)

Mês	Geração (kWh)
Janeiro	489
Fevereiro	470
Março	463
Abril	412
Maio	346
Junho	315
Julho	326
Agosto	374
Setembro	439
Outubro	462
Novembro	499
Dezembro	493
Média	424

Fonte: Autor

4.7 Fator de simultaneidade

Como no marco legal da geração distribuída será cobrada a tarifa por uso da rede de distribuição, a TUSD Fio B, é necessário calcular a energia que será injetada na rede de distribuição. A energia injetada será consumida da rede em um momento posterior, quando a geração do sistema for zero ou quando a geração fotovoltaica for menor que a energia solicitada pela carga. Vale destacar que o fator de simultaneidade só é relevante para o caso 2, pois existirá a cobrança da TUSD Fio B, dessa forma, temos que o fator de simultaneidade para residências de aproximadamente 39%, conforme a equação (3.4). Podemos calcular a energia média consumida (E_{cons}) instantaneamente ao ser gerada pelo sistema fotovoltaico, obtendo o resultado em (4.7).

$$E_{cons} = 0,39 \times 424 \quad (4.7)$$

$$E_{cons} = 165,36 \text{ kWh}$$

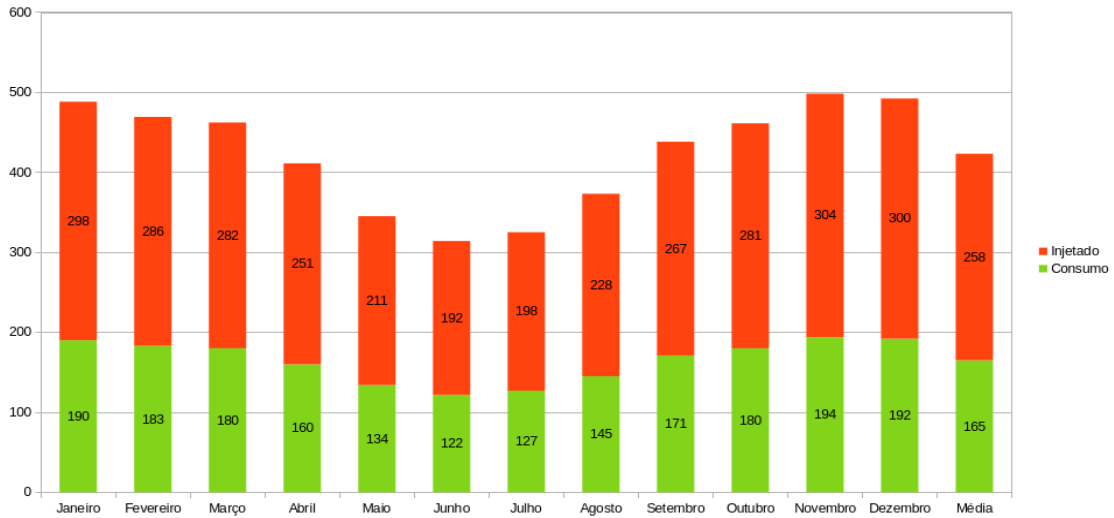
Para a energia injetada (E_{inj}) na rede de distribuição, podemos calcular através da equação (3.5), obtendo o resultado em (4.8), então teremos:

$$E_{inj} = 0,61 \times 424 \quad (4.8)$$

$$E_{inj} = 258,54 \text{ kWh}$$

Podemos aproximar para 165 kWh a energia consumida e para 259 kWh a energia injetada em valores médios anuais. Baseado na geração estimada para cada mês, podemos também com o auxílio de um software de planilhas eletrônicas, calcular os valores de energia consumidas instantaneamente pela carga e a energia injetada na rede de distribuição e gerar o gráfico de perfil de geração, conforme podemos ver na figura 4.2:

Figura 4.2: Segunda situação (caso 2). Estimativa de produção de energia em kWh



Fonte: Autor

4.8 Custo médio com o sistema instalado

A tarifa de energia elétrica do grupo B é composta por duas componentes tarifárias, a TE que é a tarifa de energia e a TUSD que é a tarifa por uso do sistema de distribuição, acrescidos dos impostos que são o ICMS, o Pis e o Confins. As tarifas de TE+TUSD custam R\$ 0,866020, acrescidos dos impostos o valor da tarifa passa para R\$ 1,175000.

Apesar da energia elétrica ser ajustada anualmente pela ANEEL, o ajuste acontece para ambos os casos, então trataremos aqui de valores presentes.

Para a primeira situação (caso 1), teremos um custo mensal (C_{m1}) que equivale a R\$ 30 kWh, conforme a equação (4.9).

$$C_{m1} = 30 \times 1,175000 \quad (4.9)$$

$$C_{m1} = 35,25$$

Portanto para o caso 1, teremos um custo mensal de R\$35,25. Para obtermos o custo anual (C_{a1}), devemos multiplicá-lo por 12 meses, conforme a equação (4.10).

$$C_{a1} = 12 \times C_{usto_{mensal}} \quad (4.10)$$

$$C_{a1} = 423$$

Logo, para o caso 1, teremos um custo anual de R\$ 423 com tarifa de energia elétrica.

Para a segunda situação (caso 2), devemos encontrar o valor da TUSD Fio B e encontrar os

valores gastos por mês através dos respectivos percentuais de cada ano que serão escalonados até 2028, conforme a equação (3.7) e comparar com a taxa de disponibilidade conforme a (3.6), o maior valor entre as duas situações será o custo do referido mês, esse cálculo é realizado em uma planilha eletrônica conforme a tabela 4.10.

4.9 Preços dos sistemas.

O estudo da Greener (GREENER, 2023) realizado no primeiro trimestre de 2023 mostra os valores médios dos kits fotovoltaicos e da integração.

Para a primeira situação (caso 1), iremos considerar os valores no estudo referente à junho de 2022, onde o valor médio ($V_{m_{g1}}$) do Wp para os kits fotovoltaicos eram de 3,21 $R\$/Wp$, para sistemas de até 4 kWp (residenciais) e o valor médio da integração ($V_{m_{i1}}$) para os mesmos sistemas era de 1,67 $R\$/Wp$, dessa forma, conforme a equação (4.11), podemos calcular o valor do gerador 1 (V_{g1}):

$$\begin{aligned} V_{g1} &= V_{m_{g1}} \times P_{p1} \\ V_{g1} &= 3,21 \times 3300 \\ V_{g1} &= 10593 \end{aligned} \tag{4.11}$$

E para o valor da integração (V_{i1}), conforme a equação (4.12) temos:

$$\begin{aligned} V_{i1} &= V_{m_{i1}} \times P_{p1} \\ V_{i1} &= 1,67 \times 3300 \\ V_{i1} &= 5511 \end{aligned} \tag{4.12}$$

Desta forma para o valor total (V_{t1}) do gerador fotovoltaico do caso 1, conforme a equação (4.13), temos:

$$\begin{aligned} V_{t1} &= V_{g1} + V_{i1} \\ V_{t1} &= 10593 + 5511 \\ V_{t1} &= 16104 \end{aligned} \tag{4.13}$$

Portanto, o custo total para a instalação de um sistema de 3,3 kWp em junho de 2022 era de $R\$ 16.104,00$.

Para a segunda situação (caso 2), iremos considerar os valores no estudo referente à junho de 2023, onde o valor médio ($V_{m_{g2}}$) do Wp para os kits fotovoltaicos era de 2,28 $R\$/Wp$,

para sistemas de até 4 kWp (residenciais) e o valor médio da integração ($V_{m_{i1}}$) para sistemas também de até 4 kWp era de 1,40 $R\$/Wp$, dessa forma conforme a equação (4.14), podemos calcular o valor do gerador 2 (V_{g2}):

$$\begin{aligned} V_{g2} &= V_{m_{g2}} \times P_{p2} \\ V_{g2} &= 2,28 \times 3450 \\ V_{g2} &= 7866 \end{aligned} \tag{4.14}$$

E para o valor dessa integração (V_{i2}), conforme a equação (4.15) temos:

$$\begin{aligned} V_{i2} &= V_{m_{i2}} \times P_{p2} \\ V_{i2} &= 1,40 \times 3450 \\ V_{i2} &= 4830 \end{aligned} \tag{4.15}$$

Logo para o valor total do gerador fotovoltaico do caso 2 (V_{t2}), conforme a equação (4.16), temos:

$$\begin{aligned} V_{t2} &= V_{g2} + V_{i2} \\ V_{t2} &= 7866 + 4830 \\ V_{t2} &= 12696 \end{aligned} \tag{4.16}$$

Portanto o custo total para a instalação de um sistema de 3,45 kWp em julho de 2023 é de $R\ \$ 12.696,00$.

4.10 Tempo de payback

Para calcular o tempo de payback, precisamos encontrar o custo mensal e anual antes e depois da instalação de cada sistema. O custo sem a instalação do sistema servirá para os dois casos. Podemos calcular o custo sem o sistema instalado multiplicando o valor da tarifa com tributos que é de $R\ \$ 1,1750$ pelos consumos dos respectivos meses, conforme a Tabela 4.8:

Tabela 4.8: Custo sem o sistema fotovoltaico instalado (casos 1 e 2)

Meses	Consumo (kWh)	Custo(R\$)
Janeiro	438	514,65
Fevereiro	423	497,03
Março	454	533,45
Abril	462	542,85
Mai	327	384,23
Junho	401	471,18
Julho	395	464,13
Agosto	431	506,43
Setembro	472	554,60
Outubro	437	513,48
Novembro	407	478,23
Dezembro	420	493,50
Total	5.067	5.953,76

Fonte: Autor

Dessa forma, chegamos a um custo anual no valor de R\$ 5.953,76, com tarifa de energia elétrica antes da instalação do sistema fotovoltaico.

Para encontrar o custo mensal e anual com o sistema fotovoltaico instalado na primeira situação (caso 1), podemos multiplicar o custo mensal pelo valor da tarifa com os impostos que custa R\$ 1,1750 por quilowatt-hora, pela disponibilidade mensal que é de 30 kWh. O custo anual seria o somatório desses valores, conforme a Tabela 4.9. Vale resaltar que os consumidores que instalaram o sistema de microgeração fotovoltaica antes da Lei 14.300 irão pagar somente a disponibilidade até 2045. Depois desse período passarão a pagar também o percentual da TUSD Fio B.

Tabela 4.9: Custo com o sistema fotovoltaico instalado (casos 1)

Meses	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Janeiro	30	35,25
Fevereiro	30	35,25
Março	30	35,25
Abril	30	35,25
Maio	30	35,25
Junho	30	35,25
Julho	30	35,25
Agosto	30	35,25
Setembro	30	35,25
Outubro	30	35,25
Novembro	30	35,25
Dezembro	30	35,25
Total	360	423,00

Fonte: Autor

Conforme podemos ver na Tabela 4.9, o custo anual com o sistema do caso 1 instalado é de R\$ 423,00. Podemos encontrar a economia anual (E_{a1}) gerada pelo sistema, subtraindo o valor total encontrado na Tabela 4.8 pelo valor total encontrado na tabela 4.9, conforme a equação (4.17):

$$E_{a1} = 5953,76 - 423 \quad (4.17)$$

$$E_{a1} = 5530,76$$

Portanto, uma economia anual de R\$ 5.530,76. Para encontrar a economia mensal (E_{m1}), basta dividir esse valor por 12 meses conforme (4.18).

$$E_{m1} = \frac{5.530,76}{12} \quad (4.18)$$

$$E_{m1} = 460,89$$

Esse resultado mostra uma economia média mensal de R\$ 460,89 com o sistema instalado. Para encontrar a quantidade de meses para o retorno do valor investido ou tempo de payback (Pb_1), basta dividir o custo total do sistema do caso 1, pela economia mensal gerada pelo mesmo, conforme a equação (4.19):

$$\begin{aligned}
 Pb_1 &= \frac{16.104}{460,89} \\
 Pb_1 &= 34,94
 \end{aligned}
 \tag{4.19}$$

Em aproximadamente 35 meses o sistema terá retornado todo o investimento do sistema instalado na primeira situação (caso 1).

Para a segunda situação (caso 2) temos que primeiramente encontrar o valor da TUSD Fio B, esse valor podemos encontrar no site da Aneel (ANEEL, 2024), nas componentes tarifárias, onde ajustando os filtros desejados encontramos a Resolução homologatória REH N° 3.203 de 24 de maio de 2023 que estipula o valor da TUSD Fio B ($T_{b(MWh)}$) em R\$ 267,70 por MWh sem impostos, como nossa unidade de medida é o quilowatt-hora (kWh), devemos dividir o valor encontrado por 10^3 para encontrar o valor em kWh , conforme a equação (4.20):

$$\begin{aligned}
 T_b &= \frac{T_{b(MWh)}}{10^3} \\
 T_b &= \frac{267,70}{10^3} \\
 T_b &= 0,26770
 \end{aligned}
 \tag{4.20}$$

Na fatura de energia do cliente consta as alíquotas de impostos incidentes, são elas 21% de ICMS, 1,1954% de PIS e 5,5145% de COFINS, Somando os tributos conforme a equação (4.21), temos:

$$\begin{aligned}
 Tributos\% &= 21 + 1,1954 + 5,5145 \\
 Tributos\% &= 27,7099
 \end{aligned}
 \tag{4.21}$$

Para calcular o valor final da TUSD fio B (T_{bf}) basta acrescentar os tributos ao valor encontrado, dessa forma teremos:

$$\begin{aligned}
 T_{bf} &= (T_b) + (T_b \times \frac{Tributos\%}{100}) \\
 T_{bf} &= (0,26770) + (0,26770 \times \frac{27,7099}{100}) \\
 T_{bf} &= 0,341879
 \end{aligned}
 \tag{4.22}$$

Com o valor da TUSD Fio B com impostos, podemos calcular o custo mensal com o sistema do caso 2 instalado, basta multiplicar a energia injetada na rede de distribuição pelo valor do fio B e pelo percentual correspondente em cada ano, conforme a equação (3.7), comparando com a

taxa de disponibilidade, apresentada na equação (3.6). Com a ajuda de um software de planilhas eletrônicas como o libreoffice calc, através da função 'SE', podemos encontrar o maior valor entre a TUSD fio B e a taxa de disponibilidade, conforme a tabela 4.10:

Tabela 4.10: Custo com o sistema fotovoltaico instalado (caso 2)

Mês	2023 (15%)	2024 (30%)	2025 (45%)	2026 (60%)	2027 (75%)	2028 (90%)
Janeiro	-	35,25	45,85	61,13	76,44	91,69
Fevereiro	-	35,25	44,00	58,67	73,33	88,00
Março	-	35,25	43,38	57,85	72,31	86,77
Abril	-	35,25	38,62	51,49	64,36	77,23
Mai	-	35,25	35,25	43,28	54,10	64,92
Junho	-	35,25	35,25	39,38	49,23	59,08
Julho	35,25	35,25	35,25	40,62	50,77	60,92
Agosto	35,25	35,25	35,25	46,77	58,46	70,15
Setembro	35,25	35,25	41,08	54,77	68,46	82,15
Outubro	35,25	35,25	43,23	57,64	72,05	86,46
Novembro	35,25	35,25	46,77	62,36	77,95	93,54
Dezembro	35,25	35,25	46,15	61,54	76,92	92,31
Total	211,15	423,00	490,08	635,48	794,36	953,23

Fonte: Autor

Com os custos mensais de tarifas de energia antes da instalação do sistema fotovoltaico obtidos na Tabela 4.8, podemos subtrair desses valores mensais, os valores dos custos mensais com o sistema da segunda situação (caso 2) instalado, obtendo assim a economia mensal gerada pelo sistema da segunda situação, conforme a Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Economia gerada pelo sistema fotovoltaico na segunda situação (caso 2)

Mês	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Janeiro	0	479,40	468,80	453,52	438,24	422,96
Fevereiro	0	461,78	453,03	438,36	423,69	409,03
Março	0	498,20	490,07	475,60	461,14	446,68
Abril	0	507,60	504,23	491,36	478,49	465,62
Mai	0	348,98	348,98	340,94	330,12	319,30
Junho	0	435,93	435,93	431,79	421,94	412,10
Julho	428,88	428,88	428,88	423,51	413,36	403,20
Agosto	471,18	471,18	471,18	459,66	447,96	436,27
Setembro	519,35	519,35	513,52	499,83	486,14	472,45
Outubro	478,23	478,23	470,24	455,83	441,42	427,01
Novembro	442,98	442,98	431,46	415,87	400,28	384,69
Dezembro	458,25	458,25	447,35	431,96	416,58	401,19
Total	3.294,70	5.530,73	5.463,65	5.318,24	5.159,36	5.000,50

Fonte: Autor

Para encontrar o tempo de payback, precisamos do valor total do sistema fotovoltaico do caso 2 que é de R\$ 12.696,00 e subtrairmos o valor economizado de cada mês, conforme os

valores da Tabela 4.11, podemos realizar esse cálculo em um software de planilhas eletrônicas, conforme mostrado na Tabela 4.12. Dessa forma, provamos que o sistema da segunda situação (caso 2) retorna o valor investido em um prazo de 29 meses.

Tabela 4.12: Tempo de payback da segunda situação (casos 2)

Mês	Nº de meses	Acumulado(R\$)	Economia(R\$)
Julho/2023	1	-12.696,00	428,88
Agosto/2023	2	-12.267,12	471,18
Setembro/2023	3	-11.795,94	519,35
Outubro/2023	4	-11.276,59	478,23
Novembro/2023	5	-10.798,36	442,98
Dezembro/2023	6	-10.355,38	458,25
Janeiro/2024	7	-9.897,13	479,40
Fevereiro/2024	8	-9.417,73	461,78
Março/2024	9	-8.955,95	498,20
Abril/2024	10	-8.457,75	507,60
Mai/2024	11	-7.950,15	348,98
Junho/2024	12	-7.601,17	435,93
Julho/2024	13	-7.165,24	428,88
Agosto/2024	14	-6.736,36	471,18
Setembro/2024	15	-6.265,18	519,35
Outubro/2024	16	-5.745,83	478,23
Novembro/2024	17	-5.267,60	442,98
Dezembro/2024	18	-4.824,62	458,25
Janeiro/2025	19	-4.366,43	468,80
Fevereiro/2025	20	-3.897,63	453,03
Março/2025	21	-3.444,60	490,07
Abril/2025	22	-2.954,53	504,23
Mai/2025	23	-2.450,30	348,98
Junho/2025	24	-2.101,32	435,93
Julho/2025	25	-1.665,39	428,88
Agosto/2025	26	-1.236,51	471,18
Setembro/2025	27	-765,33	513,52
Outubro/2025	28	-251,81	470,24
Novembro/2025	29	218,43	431,46
Dezembro/2025	30	649,89	447,35
Total	30	649,89	13.793,30

Fonte: Autor

Podemos também calcular o tempo de payback do caso 2, tirando uma média mensal da economia gerada até o fim do ano de 2028, posteriormente encontramos a razão entre o valor do investimento inicial do caso 2, pela média mensal encontrada, dessa forma temos até o final de 2028 um total de 66 meses, então somamos a economia gerada nesse período e dividiremos pelos 66 meses, conforme a equação (4.23)

$$\begin{aligned}
 Eco_{28} &= 3.294,7 + 5.530,73 + 5.463,65 + 5.318,24 + 5.159,36 + 5.000,5 \quad (4.23) \\
 Eco_{28} &= 29.767,18
 \end{aligned}$$

Calculando a média dos 66 meses, conforme a equação 4.24, teremos:

$$\begin{aligned}
 Eco_{m2} &= \frac{29.767,18}{66} \\
 Eco_{m2} &= 451,01
 \end{aligned} \quad (4.24)$$

Por fim para o tempo de payback do caso 2, conforme a equação (4.25), teremos:

$$\begin{aligned}
 Pb_2 &= \frac{12.696}{451,01} \\
 Pb_2 &= 28,75
 \end{aligned} \quad (4.25)$$

Portanto o sistema do caso 2 retira o valor investido em aproximadamente 29 meses.

A economia de geração de energia mensal pode ser mostrada através da figura 4.3. Pode-se constatar que nos meses setembro ocorrem os máximos de geração (correspondentes aos meses de números 3, 15 e 27 da Tabela 4.12. Já os mínimos simulados ocorrem nos meses de maio de cada ano.

O tempo de retorno do investimento pode ser mostrado através da figura 4.4. Pode-se observar graficamente as informações da Tabela 4.12 mostrando o sistema passa a dar lucro a partir do 29º mês após sua instalação.

4.11 Economia até 2045

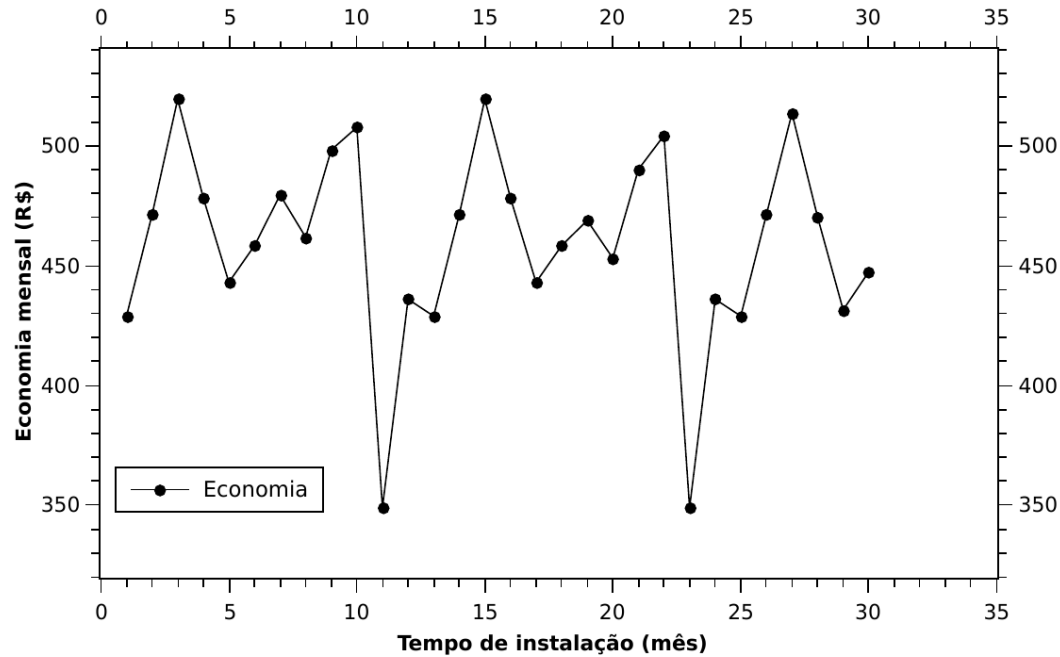
Após o sistema ter alcançado o seu tempo de payback, podemos calcular quanto de economia cada sistema gerou até o ano de 2045, ano em que o sistema os dois sistemas pagam o valor da TUSD Fio B de maneira igual, para isso devemos somar a economia gerada em cada mês, com o uso de um software de planilhas eletrônicas podemos realizar esses calculos, para facilitar podemos somar a economia gerada a cada ano.

Analisando a projeção de economia, um sistema conforme a primeira situação, através de uma tabela, até o ano de 2045, dessa forma teremos a Tabela 4.13.

Como podemos observar na Tabela 4.13, ao final do ano de 2045, o sistema do caso 1, terá o valor investido recuperado e a economia total ao fim desse período será de R\$ 111.102,56.

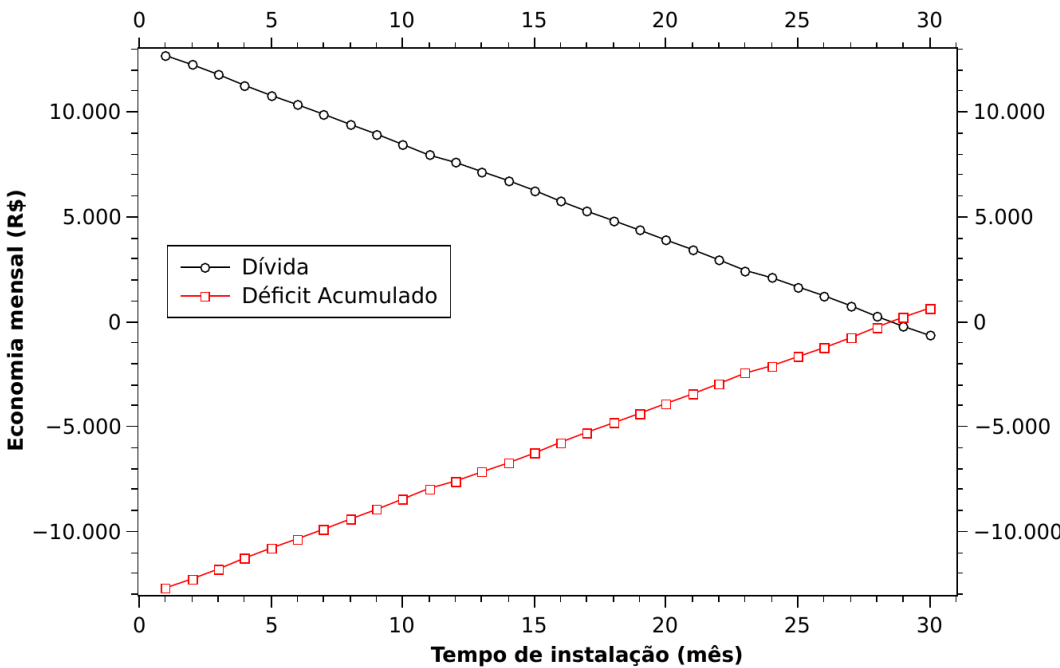
Analisando a projeção de economia, um sistema, conforme a segunda situação, temos a Tabela 4.14.

Figura 4.3: Segunda situação (caso 2). Estimativa mensal de produção de energia em R\$.



Fonte: Autor

Figura 4.4: Segunda situação (caso 2). Estimativa mensal de economia em R\$ para consolidação do tempo de payback.



Fonte: Autor

Os resultados mostram que apesar da nova tributação em sistemas de microgeração fotovoltaica, através da Lei 14.300 de 2022, a redução nos preços dos equipamentos indicam que os

Tabela 4.13: Economia até 2045 (casos 1)

Ano	Acumulado (kWh)	Economia(R\$)
2023	-16.104,00	5.530,72
2024	-10.573,28	5.530,72
2025	-5.042,56	5.530,72
2026	488,16	5.530,72
2027	6.018,88	5.530,72
2028	11.549,60	5.530,72
2029	17.080,32	5.530,72
2030	22.611,04	5.530,72
2031	28.141,76	5.530,72
2032	33.672,48	5.530,72
2033	39.203,20	5.530,72
2034	44.733,92	5.530,72
2035	50.264,64	5.530,72
2036	55.795,36	5.530,72
2037	61.326,08	5.530,72
2038	66.856,80	5.530,72
2039	72.387,52	5.530,72
2040	77.918,24	5.530,72
2041	83.448,96	5.530,72
2042	88.979,68	5.530,72
2043	94.510,40	5.530,72
2044	100.041,12	5.530,72
2045	105.571,84	5.530,72
Total	111.102,56	127.206,56

Fonte: Autor

custos de produção de microgeração de energia fotovoltaica continuam sendo muito atraentes para que esses sistemas continuem sendo instalados, podemos concluir que o sistema dentro da Lei 14.300 de 2022 possui um tempo de payback menor, enquanto um sistema conforme a resolução 687 de 2015 possui uma economia total até o ano de 2045 maior.

4.12 *Insights* da pesquisa

Insights teóricos

A pesquisa busca o entendimento de como a regulamentação do setor de energia fotovoltaica tem como finalidade o desenvolvimento do mesmo, visto que, desde os primeiros incentivos, criação das resoluções 482 de 2012 e 687 de 2015 até a promulgação da Lei 14.300, o crescimento da representatividade da energia fotovoltaica na matriz energética nacional é significativo. A regulamentação traz segurança jurídica e desenvolvimento, permitindo que grandes, médias e

Tabela 4.14: Economia até 2045 (casos 2)

Ano	Acumulado (kWh)	Economia(R\$)
2023	-12.696,00	3.294,70
2024	-9.401,30	5.530,73
2025	-3.870,57	5.463,65
2026	1.593,08	5.318,24
2027	6.911,32	5.159,36
2028	11.911,82	5.000,50
2029	16.912,32	5.000,50
2030	21.912,82	5.000,50
2031	26.913,32	5.000,50
2032	31.913,82	5.000,50
2033	36.914,32	5.000,50
2034	41.914,82	5.000,50
2035	46.915,32	5.000,50
2036	51.915,82	5.000,50
2037	56.916,32	5.000,50
2038	61.916,82	5.000,50
2039	66.917,32	5.000,50
2040	71.917,82	5.000,50
2041	76.918,32	5.000,50
2042	81.918,82	5.000,50
2043	86.919,32	5.000,50
2044	91.919,82	5.000,50
2045	96.920,32	5.000,50
Total	102.079,68	114.775,68

Fonte: Autor

pequenas empresas possam investir no setor, nas mais diversas instâncias, desde a extração da matéria prima, fabricação, logística, instalação e assistência pós-instalação

***Insights* práticos**

O presente trabalho pode ser utilizado por empresas de integração de energia fotovoltaica, em suas propostas comerciais de prestação de serviços, assim como também as formulas apresentadas podem ser adaptadas a softwares de planilhas eletrônicas para a realização de simulações.

***Insights* sociais**

O estudo mostra que o uso da energia solar fotovoltaica se mostra ainda bastante vantajosa, servindo como incentivo para adoção desses tipos de sistemas, visto que, se tornam cada vez mais acessíveis financeiramente. A matriz energética brasileira é composta por aproximadamente 78%

de energia renovável (EPE, 2022a), sendo 56% de energia hidráulica, enquanto aproximadamente 21% são outras fontes renováveis. Apesar de nossa matriz energética ter uma composição alta de energia renovável, é necessário uma diversificação nessa composição, nesse contexto a energia fotovoltaica se apresenta como uma alternativa vantajosa e sustentável.

Conclusão

O marco legal da geração distribuída trouxe mudanças significativas para o setor de energia fotovoltaica, mudanças essas que impactaram diretamente o mercado de energia solar, tendo como principal mudança a cobrança do percentual gradativo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD fio B) que anteriormente era isento.

No contexto da nova taxaço   necessário entender o conceito de fator de simultaneidade, conceito esse que anterior   Lei 14.300 era irrelevante para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Através do fator de simultaneidade conseguimos encontrar o percentual médio da energia que será injetada na rede de distribui  o, transformada em crédito de energia e posteriormente para uso posterior da unidade consumidora.   no momento do abatimento dos créditos na conta de energia que   efetuada a cobrança da TUSD fio B, para que o cliente conheça a proje  o dos valores a serem pagos no decorrer dos anos.

Para a análise do impacto financeiro que essas mudanças acarretariam em um sistema fotovoltaico residencial de até 4 kWp, esse trabalho foi realizado. O fato de que a partir da promulga  o da Lei 14.300, a gera  o distribuída ter uma nova tarifa, nos leva a acreditar que um sistema instalado com as novas regras teriam um tempo maior de payback, algo que não ocorreu. O mercado, mediante a queda nas vendas de sistemas fotovoltaicos teve que reduzir os preços. Foram desenvolvidos estudos de casos para duas situa  o  s distintas. Para a primeira situa  o, antes do marco legal da Lei 14.300 e para a segunda situa  o, após essa promulga  o. Para um dos sistemas que foi objeto de estudo neste trabalho, no período de 1 ano, podemos observar que o valor por Wp passou de R\$4,88 para R\$3,68, representando uma queda de 24,59% nos preços dos equipamentos.

Um sistema instalado antes do marco legal da gera  o distribuída (Lei 14.300) para o consumo em estudo custava R\$ 16.104,00, passando no período de 1 ano para o valor de R\$ 12.696,00 para atender   mesma carga, uma economia de 21,16%. A queda nos preços dos sistemas fotovoltaicos fez com que o tempo de payback do sistema para o estudo de caso da segunda situa  o fosse menor em rela  o ao primeiro, mesmo com o pagamento do percentual gradual da TUSD Fio B. O sistema analisado na primeira situa  o leva aproximadamente 35 meses para o retorno do valor investido, enquanto que na segunda situa  o, o sistema leva aproximadamente 29 meses para o payback do valor investido.

Considerando a economia gerada nos dois estudos de caso, podemos constatar que para a primeira situa  o a economia gerada   de R\$ 111.102,56 até o ano de 2045, enquanto para

a segunda situação a economia gerada foi de R\$ 102.079,69 para o mesmo período, porém devemos levar em consideração que a primeira situação acumula a economia de 6 meses a mais que a segunda situação.

Mesmo comparando a economia a longo prazo, a diferença na economia gerada pelas duas situações é de apenas 8,12%, onde a primeira situação leva vantagem. Podemos concluir que apesar da nova tributação, um sistema residencial de até 4 *kWp* de potência instalada ainda é viável, possuindo um retorno do investimento em um tempo menor do que o período anterior à nova tributação.

Podemos concluir que um sistema instalado depois da Lei 14.300, por ter um investimento inicial menor e também possuir um tempo de retorno do investimento menor, possuindo uma economia atraente ao longo do tempo para geração de uma energia verde e sustentável, ainda é uma opção economicamente viável.

Desafios encontrados

O preço do kilowatt-hora de energia aumentou 70% nos entre os anos de 1995 e 2022, segundo dados da Abraceel (ABRACEEL, 2022), enquanto o IPCA nesse mesmo período aumentou 58%, ou seja, a energia elétrica residencial teve reajuste acima do IPCA. A incerteza entre considerar o aumento da energia e o IPCA, fez com que fossem usados nos calculos o valor presente.

Perspectivas de trabalhos futuros

O trabalho em questão pode ser melhorado e continuado, o mesmo estudo de caso pode ser aplicado para clientes do grupo A de consumo de energia que são faturados como grupo B, conforme os critérios da REN 414 da ANEEL (ANEEL, 2010). Como sugestão também, o presente estudo de caso pode ser comparado com simulações realizadas em softwares gratuitos de modelagem de sistemas fotovoltaicos, como o SAM (System Advisor Model) (NREL, 2024), software desenvolvido e distribuído gratuitamente pela NREL (National Renewable Energy Laboratory), pertencente ao Departamento de energia do Estados Unidos.

Com os desafios encontrados nesse trabalho, uma sugestão seria a replicação do mesmo levando em consideração a projeção do aumento médio da tarifa de energia elétrica ou do IPCA médio, para a checagem se os resultados seriam semelhantes.

Referências Bibliográficas

ABNT. **Instalações elétricas de baixa tensão**. São Paulo, SP: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2004.

ABNT. **Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto**. São Paulo, SP: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2019.

ABRACEEL. Boletim abraeel da energia livre. Abracel, Brasília, 2022. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/06/Boletim-Anual-Abraceel-2022-v5.pdf>>. Acesso em: 19 Dez. 2024.

ANEEL. **Resolução 414**. Brasília: Agência nacional de Energia Elétrica, 2010.

ANEEL. **Resolução 482**. Brasília: Agência nacional de Energia Elétrica, 2012.

ANEEL. **Resolução 687**. Brasília: Agência nacional de Energia Elétrica, 2015.

ANEEL. **Resolução 1.059**. Brasília: Agência nacional de Energia Elétrica, 2023.

ANEEL. Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica. ANEEL, Brasília, 2024. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>> Acesso em: 30 Mai. 2024.

AYRAO, V. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Conceitos, aplicações e estudo de caso**. Rio de Janeiro, RJ: [s.n.], 2018. 91 p.

BELLINI, E. Microinversores versus inversores de string/centrais. PV Magazine, Nova Iguaçu, RJ, 2021. Disponível em: <<https://www.pv-magazine-latam.com/brasil-noticias/microinversores-versus-inversores-de-string-centrais/>>. Acesso em: 27 Jan. 2024.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em: 2023-12-03.

CRESESB. Potencial solar - sundata v 3.0. CRESESB, Brasília, 2024. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 25 Mai. 2024.

DINIZ, J. Fator de simultaneidade. SolarView, Belo Horizonte, MG, 2019. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=3372&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=reuniao&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: 25 Mai. 2024.

EPE, E. d. P. E. **Balanco Energético Nacional, Relatório Síntese 2006**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2006.

EPE, E. d. P. E. **Balanco Energético Nacional, Relatório Síntese 2016**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2016.

EPE, E. d. P. E. **Balanco Energético Nacional, Relatório Síntese 2022**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2022.

EPE, E. d. P. E. Matriz energética e elétrica. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 26 Mai. 2023.

GREENER. Estudo estratégico: Geração distribuída 2023. **Mercado Fotovoltaico**, v. 1, p. 92, 2023.

GUIMARÃES, A.; RIBEIRO, C.; BASTOS, L.; VALENTE, L.; SILVA, P.; OLIVEIRA, R. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. **Ediouro Gráfica e Editora SA Edição Especial, Rio de Janeiro, Brasil**, p. 44, 2004.

JADE, L. Onde está a água doce no brasil. Empresa Brasil de Comunicação, Brasília, 2018. Disponível em: <<https://www.ebc.com.br/especiais-agua/agua-no-brasil/#:~:text=Cerca%20de%2012%25%20da%20disponibilidade,dos%20recursos%20h%C3%ADdricos%20do%20pa%C3%ADs.>> Acesso em: 26 Mai. 2023.

MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia solar fotovoltaica: uma breve revisão. **Revista virtual de química**, v. 7, n. 1, p. 126–143, 2015.

MONTEIRO, L.; SILVEIRA, D. Energia solar fotovoltaica no brasil: uma análise das políticas públicas e das formas de financiamento. **Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia**, v. 1, 2018. Disponível em: <<https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos18/22626265.pdf>>. Acesso em: 24 Mai. 2023.

MORAIS, F. H.; SILVA, O. A.; MORAES, A. M.; BARBOSA, F. R. **Energia Solar Fotovoltaica Fundamentos para análise de viabilidade técnico-econômica**. Teresina, PI: [s.n.], 2021.

NREL. System advisor model. NREL, 2024. Disponível em: <<https://sam.nrel.gov/>>. Acesso em: 19 Dez. 2024.

OLIVEIRA, J. S. Análise comparativa entre a lei 14.300 e a resolução normativa 482 para análise de viabilidade financeira de uma usina fotovoltaica residencial de microgeração distribuída. UFPR, 2023. Disponível em: <<https://acervodigital.ufpr.br/xmlui/bitstream/handle/1884/87973/R%20-%20E%20-%20JESSICA%20SILVA%20DE%20OLIVEIRA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 19 Dez. 2024.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. d.; RÜTHER, R.; ABREU, S. d.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. d. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, 2017.

PINA, J. A. M. d. **Optimização de células fotovoltaicas**. Tese (Doutorado) — Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2013.

RAMPINELLI, G.; MACHADO, S. **Manual de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída Teoria e Prática**. Curitiba, Brasil: Aeditora, 2021.

SOLAR, V. Diferença entre inversor e microinversor – qual equipamento é melhor para o sistema? Veritas Solar, Itapetininga, SP, 2024. Disponível em: <<https://veritassolar.com.br/diferenca-entre-inversor-e-microinversor/>>. Acesso em: 15 Mai. 2024.

SOLLED. A história da energia solar no brasil. Solled Energia, Santa Cruz do Sul - RS, 2022. Disponível em: <<https://www.solledenergia.com.br/a-historia-da-energia-solar-no-brasil/>>. Acesso em: 26 Mai. 2023.

SOUZA, J. P. Tecnologia mlpe - como os microinversores se tornaram referência no mercado fotovoltaico. Ecori, São José do Rio Preto, SP, 2019. Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/tecnologia-mlpe---como-os-microinversores-se-tornaram-referencia-no-mercado-fotovoltaico>>. Acesso em: 17 Mai. 2024.

UFSC, U. F. d. S. C. Gerador fotovoltaico mais antigo do país completa 25 anos. Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2022. Disponível em: <<https://noticias.ufsc.br/2022/09/gerador-fotovoltaico-mais-antigo-do-pais-completa-25-anos/>>. Acesso em: 26 Mai. 2023.

VALLERA, A.; BRITO, M. Meio século de história fotovoltaica. **Gazeta de Física**, Campo Grande, 1749-016 Lisboa, v. 1, p. 10–13, 2006.