

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Marco Aurélio Jahno Pereira

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**ESTUDO DOS IMPACTOS DO MARCO LEGAL DA
MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Porto Alegre

2023

Marco Aurélio Jahno Pereira

**ESTUDO DOS IMPACTOS DO MARCO LEGAL DA
MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Igor Pasa Wiltuschnig

Porto Alegre

2023

Marco Aurélio Jahno Pereira

ESTUDO DOS IMPACTOS DO MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Curso de Engenharia Elétrica, obtendo conceito **A**.

Porto Alegre, 20 de ABRIL de 2023.

Prof. Dr. Raphael Martins Brum
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Igor Pasa Wiltuschnig
Orientador
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Me. Ben Hur Bandeira Boff
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Eng. Alex Rodrigues de Almeida
Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul

Este trabalho é dedicado a todos que de alguma forma participaram da minha vida até o presente momento.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, em especial à minha mãe, por me apoiar sempre em todos os meus sonhos e decisões.

À minha namorada, que sem ela eu não estaria aqui neste momento.

Ao professor Igor pelos conselhos, paciência e confiança.

À todos os meus amigos e familiares que sempre estiveram presentes em momentos bons e ruins da minha vida.

“Seja você quem for, seja qual for a posição social que você tenha na vida, a mais alta ou a mais baixa, tenha sempre como meta muita força, muita determinação e sempre faça tudo com muito amor e com muita fé, que um dia você chega lá. De alguma maneira você chega lá”.

Ayrton Senna

RESUMO

Este projeto de diplomação tem como objetivo estudar os impactos que o novo Marco Legal da Micro e Minigeração de Energia Distribuída, Projeto de Lei 5.829 que se transformou na Lei nº 14.300 em 7 de janeiro de 2022, irão causar no País a partir da sua data de vigência. Em suma será apresentada a situação atual do sistema elétrico brasileiro e suas normas que o regulam e como um sistema fotovoltaico é composto e é conectado à rede. Um estudo de caso contendo um projeto de geração de energia fotovoltaica em uma unidade consumidora residencial com consumo médio mensal de 215 kWh ao longo de um ano. Com projeto do dimensionamento do sistema fotovoltaico baseado na posição solar, índice de radiação solar no local, entre outros fatores que influenciam um sistema fotovoltaico. Três cenários de viabilidade econômica serão abordados, sendo um cenário enquadrado como microgeração na modalidade autoconsumo local e fornecimento com tarifa convencional pelo Grupo B, sobre as regras das normativas vigentes como a Resolução Normativa nº482/2012, e outros dois cenários baseados no Novo Marco Legal da Micro e Minigeração de Energia Distribuída. Sendo o segundo cenário com solicitação de acesso a microgeração na distribuidora de energia entre o 13º e 18º mês da publicação da Lei 14.300/2022. E o terceiro cenário com solicitação de acesso a microgeração na distribuidora de energia entre após o 18º mês da publicação da Lei 14.300/2022. De forma que a partir dessas abordagens foi possível obter resultados técnicos de dimensionamento do sistema, assim como indicadores econômicos de VPL, TIRM e *Payback* dos três cenários. Com o cenário 1 com os melhores indicadores econômicos, o 2º cenário com indicadores minimamente inferiores sofrendo um impacto menor do Marco Legal e o 3º cenário com um maior impacto nos indicadores. Sendo importante salientar que mesmo que os cenários 2 e 3 tenham indicadores econômicos inferiores, todos os cenários apontam positivamente para a viabilidade econômica dos projetos.

Palavras-chaves: Energia Solar. Fotovoltaico. Geração de Energia. Indicadores Econômicos. Legislação. Marco Legal. Resolução Normativa.

ABSTRACT

This diploma project aims to study the impacts that the new Legal Framework for Distributed Energy Micro and Mini-generation, Bill 5,829 which became Law n° 14,300 on January 7, 2022, will cause in the Country from its date term. In a short, the current situation of the Brazilian electrical system and its rules that regulate it will be presented and how a photovoltaic system is composed and connected to the grid. A case study containing a photovoltaic energy generation project in a residential consumer unit with an average monthly consumption of 215 kWh over a year. With elaboration of the dimensioning of the photovoltaic system based on the solar position, index of solar radiation in the place, among other factors that influence a photovoltaic system. Three scenarios of economic viability will be addressed, one scenario being framed as microgeneration in the local self-consumption modality and supply with conventional tariff by Group B, on the rules of current regulations such as Normative Resolution n° 482/2012, and two other scenarios based on the New Legal Framework of Distributed Energy Micro and Minigeneration. Being the second scenario with a request for access to microgeneration in the energy distributor between the 13th and 18th month of the publication of Law 14.300/2022. And the third scenario with a request for access to microgeneration at the energy distributor after the 18th month of the publication of Law 14.300/2022. So that from these approaches it was possible to obtain technical results of sizing the system, as well as economic indicators of VPL, TIRM and Payback of the three scenarios. With the 1st scenario with the best economic indicators, the 2nd scenario with minimally lower indicators suffering a smaller impact from the Legal Framework and the 3rd scenario with a greater impact on the indicators. It is important to point out that even if scenarios 2 and 3 have lower economic indicators, all scenarios point positively to the economic viability of the projects.

Keywords: Electrical Engineering. Legal Framework. Normative Resolution. Power generation. Photovoltaic. Solar energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura da célula fotovoltaica	19
Figura 2 - Estrutura de um módulo fotovoltaico	20
Figura 3 - Curva característica típica I-V de uma célula fotovoltaica	21
Figura 4 - Curva característica típica P-V de uma célula fotovoltaica	22
Figura 5 - Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico	23
Figura 6 - Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico	23
Figura 7 - Esquema ilustrativo da função de um inversor	24
Figura 8 - Curva típica de rendimento de um inversor	25
Figura 9 - Sistema fotovoltaico conectado à rede	27
Figura 10 - Mapa com radiação solar no plano inclinado média anual no Brasil	30
Figura 11 - Variação do ângulo de radiação solar que atinge os módulos fotovoltaicos ao longo do ano	31
Figura 12 - Planta de localização geográfica da residência	42
Figura 13 - Histórico de consumo de energia no período de um ano	43
Figura 14 - Índices de radiação solar no plano inclinado na residência	43
Figura 15 - Posição mais eficiente dos módulos fotovoltaicos	44
Figura 16 - Projeção de geração de energia no período de um ano	45
Figura 17 - Comparativo de consumo e geração de energia no período de um ano	45
Figura 18 - Rendimento dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo	48
Figura 19 - Valores de geração e consumo de energia ao longo do período de estudo	49
Figura 20 - Valores de geração e consumo de energia ao longo do período de estudo	50
Figura 21 - Fluxo de caixa para o cenário 1 da Resolução Normativa nº 482/2012	52
Figura 22 - Fluxo de caixa para o cenário 2 com transição do Marco Legal entre 13º e 18º mês	54
Figura 23 - Fluxo de caixa para o cenário 3 com transição do Marco Legal após 18º mês	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Relação entre latitude e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.....	32
Tabela 2 - Período de Transição do percentual cobrado da TUSD Fio B até 2029.....	37
Tabela 3 - Histórico de consumo de energia elétrica no período de 1 ano	42
Tabela 4 - Projeção de geração de energia elétrica no período de 1 ano	44
Tabela 5 - Componentes do sistema fotovoltaico	46
Tabela 6 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico Longi Bifacial 540 W	47
Tabela 7 - Fluxo de caixa para o cenário 1 com compensação integral da REN 482/2012	50
Tabela 8 - Fluxo de caixa para o cenário 2 com transição do Marco Legal entre 13° e 18° mês	53
Tabela 9 - Fluxo de caixa para o cenário 3 com transição do Marco Legal após 18° mês	55
Tabela 10 – Indicadores econômicos de todos os cenários	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
Abrace – Associação dos Consumidores Industriais de Energia
Abradee – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
AIE – Agência Internacional de Energia
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
CA- Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ – Comitê Nacional de Política Fiscal
EVA – Etileno-Vinil-Acetato
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
Idec – Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor
INPE: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
PIS – Programa de Integração Social
RGE – Rio Grande Energia
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
TE – Tarifa Elétrica
TIR – Taxa Interna de Retorno
TIRM – Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA – Taxa Mínima de Atratividade
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UV – Ultra Violeta
VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO	14
1.2	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA	14
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1	FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL	16
2.2	GERAÇÃO E USO DA ELETRICIDADE NO MUNDO.....	17
2.2	ENERGIA SOLAR	18
2.4	MÓDULO FOTOVOLTAICO	19
2.4.1	Curvas características de corrente, tensão e potência	21
2.5	INVERSORES	24
2.5.1	Inversores convencionais.....	24
2.5.2	Inversores híbridos	25
2.6	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	26
2.7	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA	27
2.8	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	28
2.9	IRRADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL.....	29
2.10	ÂNGULO DE INCLINAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	31
2.11	CÁLCULO DA POTÊNCIA GERADA POR MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	32
2.12	NORMAS E REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	33
2.13	MARCO LEGAL DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	34
2.13	INDICADORES ECONÔMICOS	37
2.13.1	<i>Payback</i> descontado.....	37
2.13.2	Valor Presente Líquido (VPL)	38
2.13.3	TIR e TIRM	39
2.13.4	Tarifa e tributos.....	39
3.	ESTUDO DE CASO.....	41
3.1	METODOLOGIA ADOTADA.....	41

3.2	PROJETO RESIDENCIAL.....	41
3.2.1	Dimensionamento do sistema	41
3.3	VIABILIDADE ECONÔMICA.....	48
3.4	RESULTADOS	49
3.4.1	Cenário 1	50
3.4.2	Cenário 2	52
3.4.3	Cenário 3	54
3.5	RESULTADOS OBTIDOS ENTRE CENÁRIOS.....	56
4.	CONCLUSÃO	58
	REFERÊNCIAS.....	60

1. INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A geração de energia elétrica é um fator relevante para o consumidor brasileiro, onde desde o dia 17 de abril de 2012 quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o mesmo pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e ainda fornecer a energia gerada excedente à rede de distribuição local.

Chamada de Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída de Energia Elétrica, essa Normativa define inovações que aliam economia financeira, consciência socioambiental e sustentabilidade.

Os potenciais benefícios que esta abordagem pode proporcionar ao sistema elétrico justificam os incentivos à Geração Distribuída. Entre eles estão o adiamento de investimentos na expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, a redução do impacto ambiental, a redução das cargas da rede elétrica, a minimização de perdas, assim como, a diversificação da matriz energética.

Quando a quantidade de energia produzida em determinado mês é maior que a quantidade de energia consumida naquele período, os consumidores recebem créditos que podem ser utilizados para reduzir suas contas nos meses seguintes. De acordo com a regulamentação, os pontos são válidos por 60 meses e também podem ser usados para reduzir o consumo do mesmo titular em locais diferentes, desde que esteja dentro da área de atendimento da mesma distribuidora de energia elétrica. Com isso, os créditos de Geração Distribuída são abatidos integralmente sobre a conta de energia do consumidor, incluindo encargos setoriais e tarifas de transmissão e distribuição.

Com essa Normativa, o consumidor que aderir ao modelo da Geração Distribuída e conectar seus painéis solares ao sistema de uma distribuidora de energia elétrica, estará dessa forma utilizando toda a infraestrutura da distribuidora, sem impostos ou taxas por tal utilização, cenário este que está contribuindo para um rápido crescimento da geração de energia solar no País.

1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

O problema se apresenta na forma de que as grandes distribuidoras de energia não estão sendo remuneradas pelos consumidores que utilizam suas redes para geração de energia

pelo modelo de Geração Distribuída. Os custos fixos deste serviço, incluindo taxas e impostos, são divididos entre todos os consumidores, onde a maioria ainda não possui geração própria de energia.

Entidades representantes das distribuidoras de energia como a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), grandes consumidores industriais de energia como a Associação dos Consumidores Industriais de Energia (Abrace), além dos consumidores comuns Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec), relatam que isto causa distorções no mercado e tem como consequência um prejuízo para a maioria dos consumidores.

Com o objetivo de resolver tais distorções e tornar o sistema de cobrança mais equilibrado e justo para todos os consumidores, o Projeto de Lei 5.829 que se transformou na Lei nº 14.300 no início de 2022, chamado de Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, traz regras de transição para a cobrança de encargos de uso dos sistemas de distribuição, visando conciliar os interesses das distribuidoras de energia, da indústria de energia solar e dos consumidores. Onde os novos consumidores de energia solar que solicitarem a entrada no sistema de geração após a data de 7 de janeiro de 2023, passarão a pagar por 15% dos custos associados à energia elétrica, percentual esse que irá subir gradativamente por 6 anos.

Para ser possível identificar os impactos que o novo Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída irá causar em todos os âmbitos e esferas, será elaborado um estudo de caso com análise da situação atual em que o sistema de Geração Distribuída se encontra com base nos dados que a agência reguladora (ANEEL) utiliza, assim como, a análise da Lei 14.300 que descreve o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída. Para fins de um estudo comparativo para a obtenção dos impactos, consequências e projeção de como irá se estruturar o novo sistema de Geração Distribuída no Brasil para consumidores, distribuidores e geradores de energia elétrica.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL

São consideradas como fontes de energia renováveis aquelas que são inesgotáveis dentro do padrão de utilização do ser humano. Onde é possível as utilizar de maneira contínua e que nunca se esgota, devido ao fato de que sempre se renovam. Alguns exemplos são energia solar, com uso direto para aquecimento ou geração de energia, hidroelétrica, eólica, marinha, geotérmica e biomassa (VILLALVA, 2015).

A energia hidrelétrica, que é o recurso de energia renovável mais usado do mundo, dependendo da disponibilidade de água no Rio. Este recurso é ilimitado, desde que não haja esgotamento de bacias hidrográficas devido a mudanças climáticas ou ações ou mudanças humanas que alterem o comportamento pluvial (VILLALVA, 2015).

O vento também é inesgotável e é uma fonte de energia renovável. Porque enquanto houver o calor do Sol aquecendo a atmosfera, eles continuarão soprando. E pode ser levantada a questão de que forma uma fonte de energia pode ser considerada inesgotável. Ainda será possível aproveitar a energia solar durante aproximadamente 8 bilhões de anos, tempo suficiente para esta fonte energia, e outras energias resultantes dela, serem consideradas inesgotáveis para as necessidades humanas (VILLALVA, 2015).

Da mesma forma, a energia geotérmica, a qual é originária do calor do subsolo da terra, e é considerada inesgotável porque sua disponibilidade é consideravelmente maior comparada à outras fontes de energia, como o caso combustível fóssil. Embora as reservas petróleo, gás e carvão sejam encontradas em todo o mundo, a disponibilidade desses recursos fósseis diminui com o uso, por isso são energia não-renovável (VILLALVA, 2015).

A biomassa ou matéria orgânica vem de A energia captada do sol através da fotossíntese, ou seja, convertida em Conversão da luz solar em energia química. a energia do rio, Turbinas utilizadas para acionamento de usinas hidrelétricas, originárias de Evaporação, chuva e derretimento causados pelo calor do sol. A energia eólica vem de diferenças de temperatura e a pressão atmosférica causada pelo aquecimento do sol (VILLALVA, 2015).

As fontes de energia consideradas renováveis são aquelas que seu recurso seja reconhecidamente ilimitado e a sua utilização não irá causar seu esgotamento. Por outro lado, a energia não renovável é baseada em combustíveis fósseis ou outros recursos minerais e que irão se esgotar com sua utilização. Onde os recursos não renováveis mais conhecidos são

petróleo, carvão, gás natural e Urânio, o qual é usado nos reatores de usinas termonucleares. Não importa quão grandes sejam as reservas conhecidas de recursos não renováveis, os humanos certamente não serão capazes de terminar seu esgotamento, embora seja possível discutir quando eles vão acabar a partir dessas fontes (VILLALVA, 2015).

Além de ser restrita, a fonte de energia não renovável pode causar uma variedade de danos ambientais, incluindo derramamentos de óleo nos oceanos, poluentes da combustão e armazenamento de resíduos radioativos somados a vazamentos acidentais. As usinas nucleares são raras, mas um risco permanente para o planeta (VILLALVA, 2015).

2.2 GERAÇÃO E USO DA ELETRICIDADE NO MUNDO

A forma mais flexível de energia é a elétrica, a qual pode ser transmitida a longas distâncias, a partir do local de sua geração até o ponto de consumo. Pode ser convertida em movimento, calor, luz e informação (VILLALVA, 2015).

Os humanos dependem da eletricidade para quase tudo em suas vidas. Seja em casa, no trabalho, de forma casual e onipresente, a vida moderna depende cada vez mais da eletricidade. Mas esse conforto tem seu custo para a terra, o qual é muito alto. O consumo de eletricidade aumentou no mundo desde 1980 e é possível estimar como será esse consumo até 2030. O consumo mundial em 1980 era cerca de 7.000 TWh ou 7.000.000 GWh de eletricidade. De acordo com a previsão da Agência Internacional de Energia (AIE), o consumo aumentará para quase 30.000 TWh em 2030. E para que todos os habitantes do planeta possam ter um padrão de vida semelhante ao dos moradores de países ricos, o consumo de eletricidade em 2030 deve ser ainda maior (VILLALVA, 2015).

Independentemente dos números ou previsões, uma coisa é certa: o mundo precisa de uma quantidade muito grande de eletricidade para sustentar o consumo atual e atender a demanda crescente. Para produzir 30.000 TWh por ano, são necessárias 230 usinas hidrelétricas equivalentes a Itaipu ou 1.000 usinas nucleares como a usina de Fukushima no Japão, a qual teve um acidente nuclear catastrófico em 2011. Não existem recursos de rios suficientes no mundo para construir tantas usinas como o Itaipu e os humanos não querem usar a energia nuclear por causa dos riscos que ela traz. Existem atualmente cerca de 440 usinas termonucleares em operação no mundo. Até 2030, esse número precisará dobrar para atender às necessidades mundiais de eletricidade (VILLALVA, 2015).

2.2 ENERGIA SOLAR

O Sol é a principal fonte de energia do nosso planeta. Onde a superfície da Terra recebe uma quantidade de energia solar a cada ano, tanto em forma de luz quanto de calor, o suficiente para servir milhares de vezes a demanda mundial no mesmo período. Contudo, apenas uma pequena fração dessa energia é aproveitada. De qualquer forma, com poucas exceções, quase toda a energia usada pela humanidade vem do sol (VILLALVA, 2015).

A energia do sol pode ser usada para Geração de eletricidade através do efeito fotovoltaico, que inclui conversão direta da luz do sol em eletricidade. Ao contrário dos sistemas solares térmicos, que são utilizados para realizar aquecimento ou geração de eletricidade a partir da energia térmica do sol, os sistemas fotovoltaicos são capazes de produzir corrente elétrica a partir da captação da luz solar. Essa corrente é coletada e manipulada pelos dispositivos controladores e conversores, a qual pode ser armazenada em bateria ou usada diretamente em um sistema conectado à rede (VILLALVA, 2015).

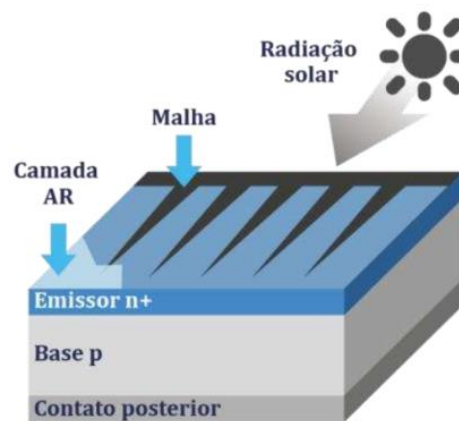
2.3 EFEITO FOTOVOLTAICO

A base para converter a energia solar em eletricidade é o efeito fotovoltaico, descoberto por Becquerel em 1839 quando observou que certos materiais eram capazes de gerar uma corrente elétrica quando expostos à luz. No entanto, as primeiras células fotovoltaicas com eficiências de conversão aceitáveis não foram produzidas até 1954. Durante as décadas de 1950 e 1970, iniciou-se uma intensa pesquisa neste campo, especialmente no que diz respeito às aplicações espaciais. Grandes mudanças ocorreram na década de 1970, em parte devido à primeira crise energética internacional, que estimulou tentativas de diversificação das fontes de energia e promoveu a pesquisa e o desenvolvimento da energia fotovoltaica como fonte de energia (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

O elemento básico da conversão fotovoltaica é a célula solar. Em alguns materiais semicondutores, fótons de radiação solar são capazes de transferir sua energia para os elétrons de valência dos semicondutores, possibilitando a quebra de suas ligações, deixando-os livres e com liberdade para mover-se no material. Sem elétrons devido à quebra de ligação Chamado de gap, ele também pode passar por um semicondutor. Dessa forma, a propriedade de condutividade em semicondutores é devido ao movimento de elétrons assim como o movimento de lacunas, ambos chamados genericamente de portadores de carga. Onde esse movimento de elétrons e lacunas em direções opostas cria uma corrente elétrica no semicondutor, que pode

ser aproveitado por circuitos externos. Para separar lacunas e elétrons com o intuito de não restabelecer a conexão, é utilizado um campo elétrico para forçar a circulação das duas cargas em direções opostas. Uma célula solar nada mais é do que um semicondutor preparado para tornar viável que a corrente seja extraída dele para um circuito externo, conforme demonstrado na Figura 1 (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

Figura 1 - Estrutura da célula fotovoltaica



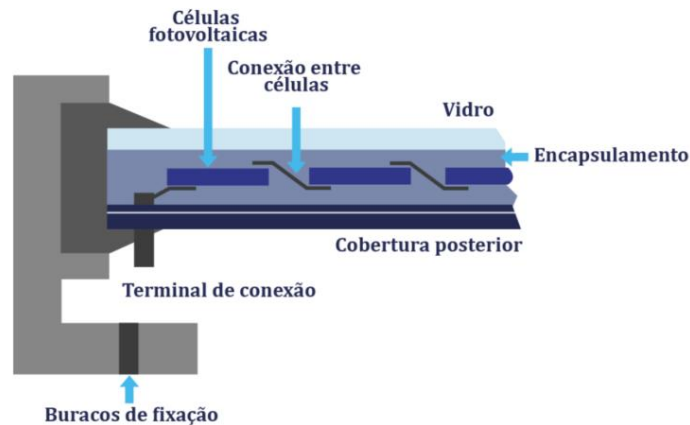
Fonte: ALONSO, M.C.; GARCÍA, F.S.; SILVA, J.P, 2013.

2.4 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Os módulos fotovoltaicos consistem em conexões elétricas de células fotovoltaicas conectadas em série ou em paralelo até obter valores de tensão e corrente estabelecidos, onde uma célula fotovoltaica sozinha é capaz de gerar tensões de 0,46 a 0,48 V com corrente na ordem de 32 mA/cm², em condições de operação padrão. Dessa forma, um conjunto assim definido é encapsulado de maneira que esteja protegido de fatores atmosféricos que podem afetá-lo enquanto trabalha exposto ao tempo, dando-lhe rigidez mecânica e isolando-o eletricamente do exterior, conforme ilustrado na Figura 2 (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

O primeiro módulo fotovoltaico para aplicações autônomas de baixa potência costumava consistir de 33 ou 36 células simples ou policristalinas em série. Atualmente, com a ampla aplicação dos dispositivos fotovoltaicos existentes assim como o grande aumento de novas aplicações como a integração em edificações, os módulos apresentam uma grande variedade de tamanho e características (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

Figura 2 - Estrutura de um módulo fotovoltaico



Fonte: ALONSO, M.C.; GARCÍA, F.S.; SILVA, J.P., 2013.

A estrutura mais convencional do módulo fotovoltaico é esquematizada na Figura 2, que apresenta a seção transversal de um módulo no qual se observam os seguintes elementos:

- Cobertura frontal: Deve ter alta transmitância na faixa de comprimento de onda utilizável por células solares fotovoltaicas (350 a 1200 nm para células de silício) e baixa refletância da superfície frontal para aproveitar ao máximo o evento solar. Além disso, o material deve ser impermeável, ter boa resistência ao impacto, ser estável à exposição prolongada à luz UV e ter baixa resistência ao calor. Se a água penetrar no módulo, ela pode corroer os contatos de metal, reduzindo bastante a vida útil do módulo. Na maioria dos módulos, a superfície frontal é usada para fornecer rigidez e rigidez mecânica. Entre os materiais mais utilizados para superfícies frontais podemos encontrar acrílicos, polímeros e vidro. Onde o vidro tem as características de baixo custo, alta transparência, alta estabilidade, estanqueidade e boas propriedades de autolimpeza (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013);
- Encapsulamento: Usado para fornecer ligação entre células solares, para a superfície frontal e na parte de trás do módulo. Deve ser impermeável e resistente à fadiga térmica e abrasão. O mais utilizado é o EVA (Etileno-Vinil-Acetato) (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013);
- Cobertura posterior: Deve ser impermeável e de baixa resistência térmica. Comumente utilizado como uma camada de *Tedlar* aderida a toda a superfície do módulo, embora também existem modelos que utilizam uma nova camada de *Tedlar* e uma segunda camada de vidro (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013);

- Células solares e seus conectores: As faixas de interconexão elétrica são usualmente de alumínio ou aço inoxidável, soldado redundantemente com dois condutores paralelos com o objetivo de aumentar a coleta de portadores em ambos os lados da célula (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

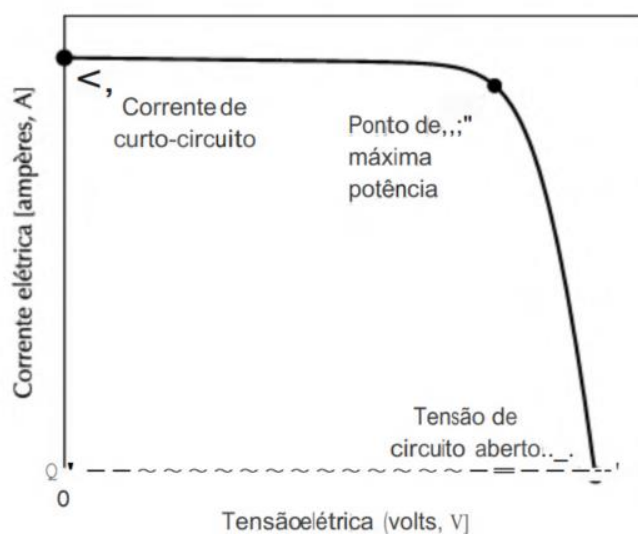
2.4.1 Curvas características de corrente, tensão e potência

Os módulos fotovoltaicos não se comportam como fontes de energia convencionais. Os módulos fotovoltaicos não possuem uma tensão de saída constante em seus terminais. A tensão depende da sua corrente e vice-versa (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

O ponto de operação de um módulo fotovoltaico, os valores de tensão e corrente em seus terminais, dependem de onde seus terminais estão conectados. Se conectarmos um dispositivo que requer muita corrente, a tensão de saída do módulo tenderá a cair. Por outro lado, se conectarmos uma carga com uma pequena demanda de corrente, a tensão do módulo será alta e a tensão de circuito aberto aparecerá facilmente (VILLALVA, 2015).

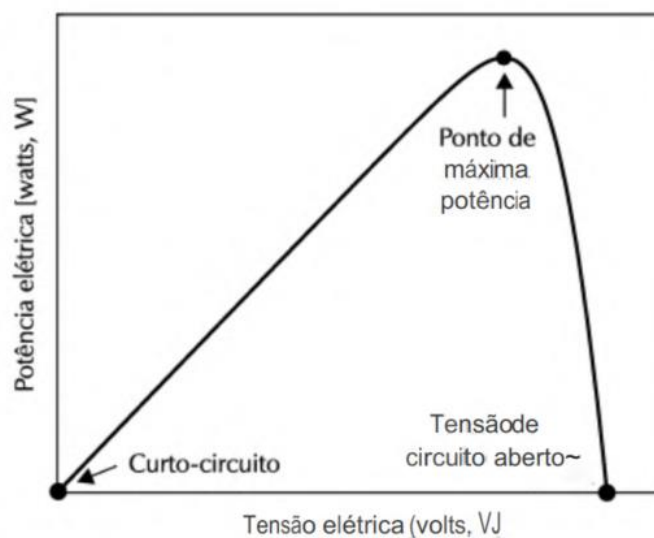
A relação entre a tensão e a corrente de saída dos módulos fotovoltaicos é mostrada na curva I-V da Figura 3. Todos os módulos fotovoltaicos têm características semelhantes. Para cada curva I-V, existe uma curva P-V correspondente, como a curva da Figura 4, mostrando como a potência de um módulo varia com sua tensão (VILLALVA, 2015).

Figura 3 - Curva característica típica I-V de uma célula fotovoltaica



Fonte: VILLALVA, 2015.

Figura 4 - Curva característica típica P-V de uma célula fotovoltaica



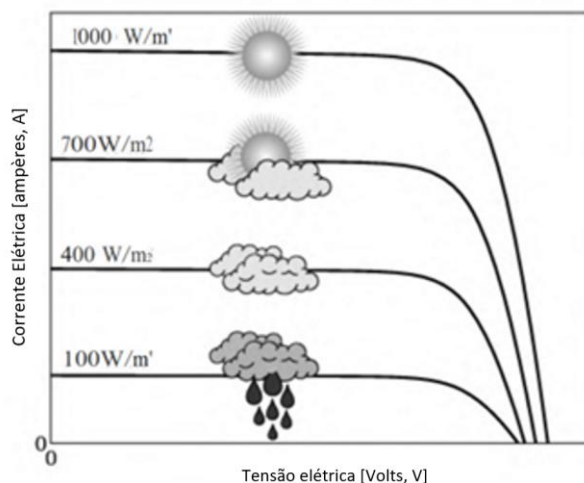
Fonte: VILLALVA, 2015.

2.4.2 Influência da temperatura

A temperatura afeta a tensão fornecida pelo módulo em seus terminais e, portanto, a energia fornecida. Em temperaturas mais baixas, a tensão é maior e, em temperaturas mais altas, a tensão é menor, conforme mostrado nas Figuras 5 e 6 (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

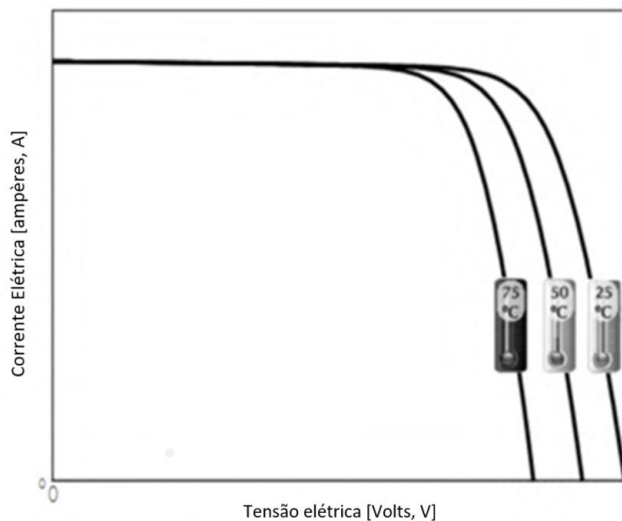
A corrente fornecida pelo módulo não varia com a temperatura. Como resultado da variação do módulo fotovoltaico, quando a temperatura aumenta, a potência fornecida pelo módulo diminui, pois, a potência é o produto da tensão e da corrente do módulo. (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

Figura 5 - Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico



Fonte: VILLALVA, 2015.

Figura 6 - Influência da radiação solar na operação do módulo fotovoltaico



Fonte: VILLALVA, 2015.

2.5 INVERSORES

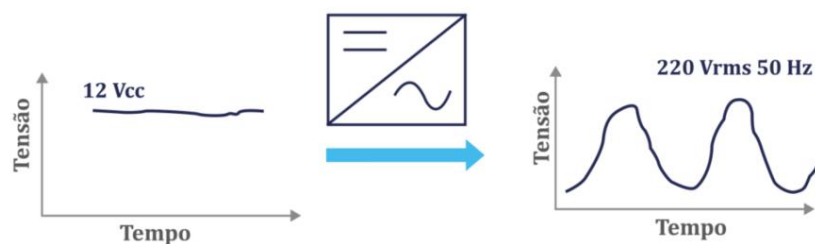
2.5.1 Inversores convencionais

Uma das dificuldades com a energia solar fotovoltaica é que a maioria das cargas é projetada para operar em corrente alternada. Em consumidores residenciais, a maioria das lâmpadas, eletrodomésticos e eletrônicos em geral. Considerado para redes alternativas tradicionais. O uso de uma carga CC que pode ser conectada diretamente à bateria pode significar custos econômicos mais altos ou até degradação do desempenho devido a mercados CC limitados e/ou projeto de carga ruim (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

Para usar cargas CA tradicionais, um sistema fotovoltaico deve incluir um inversor CC/CA. Esses dispositivos convertem a energia CC fornecida em energia CA, a qual é adequada para cargas CA, conforme demonstrado na Figura 7 (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

Um inversor ideal deve ser barato, confiável, gerar baixos níveis de harmônicos e ser muito eficiente em sua faixa de potência de saída. Onde o inversor deve ter a capacidade de resistir a transitórios, assim como possuir proteção a acidentes elétricos, como curtos-circuitos, por exemplo (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

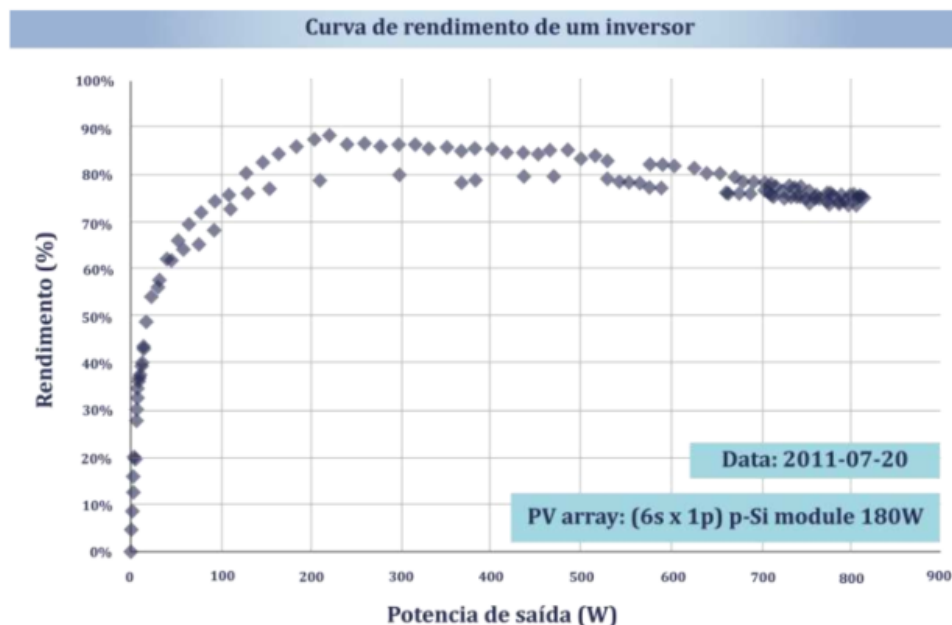
Figura 7 - Esquema ilustrativo da função de um inversor



Fonte: ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013.

A capacidade de um inversor transformar a energia CC que recebe, em energia CA, é definida como rendimento, ou seja, a potência de saída dividida pela potência de entrada. Onde uma das características típicas dos inversores é que o seu rendimento é baixo quando as cargas que são alimentadas possuem valores menores do que a potência nominal do inversor. Como por exemplo, quando a potência consumida pela carga é semelhante à potência nominal do inversor, o mesmo terá um rendimento tipicamente acima de 85%. Por outro lado, se a carga consome muito menos potência, é possível que a eficiência do inversor baixe até um valor de 30%, como é demonstrado na Figura 8 (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013).

Figura 8 - Curva típica de rendimento de um inversor



Fonte: ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013.

2.5.2 Inversores híbridos

Inversores híbridos tem como objetivo converter a corrente contínua em corrente alternada em um sistema fotovoltaico. Entretanto, diferentemente dos inversores convencionais, possui capacidade de trabalhar simultaneamente tanto *on-grid* (conectado à rede) quanto *off-grid* (desconectado à rede). De maneira que enquanto opera *on-grid*, um banco de baterias fica carregando para que, nos momentos que operar *off-grid*, seja em períodos noturnos, baixa luminosidade ou falta de energia elétrica da rede, o inversor irá alimentar as cargas para manter o funcionamento de energia no consumidor, aumentando assim a eficiência do sistema fotovoltaico (VILLALVA, 2015).

O Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) publicou no Diário Oficial da União, a Portaria nº 140/2022, que trata principalmente da inclusão dos inversores híbridos e das baterias de lítio. Visto que antes da publicação desta Portaria, não existia regulamentação do Inmetro para a utilização de inversores híbridos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (INMETRO, 2022).

2.6 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Um módulo fotovoltaico é constituído por um conjunto de células fotovoltaicas ligadas em paralelo ou em série, sendo a segunda ligação a mais comum. Devido à baixa corrente e tensão gerada pelas células individuais, esse agrupamento permite a expansão da geração de energia do sistema. Comercialmente, os módulos fotovoltaicos normalmente possuem potência de até 600 W (CRESESEB, 2006).

Dada esta característica modular, a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) torna-se fácil, conforme mostrado na Figura 10. Devido às propriedades comportamentais das células fotovoltaicas, sua tensão elétrica de saída é contínua. Para implementar o SFCR, é necessário conectar um inversor para adequar esta energia às condições da rede (CRESESEB, 2006).

Existem atualmente 3 tipos de sistemas, o sistema *on-grid* (conectado à rede), o sistema *off-grid* (desconectado à rede e alimentado por baterias) e o sistema híbrido (conectado à rede e a baterias) (RINNOVABILE, 2016).

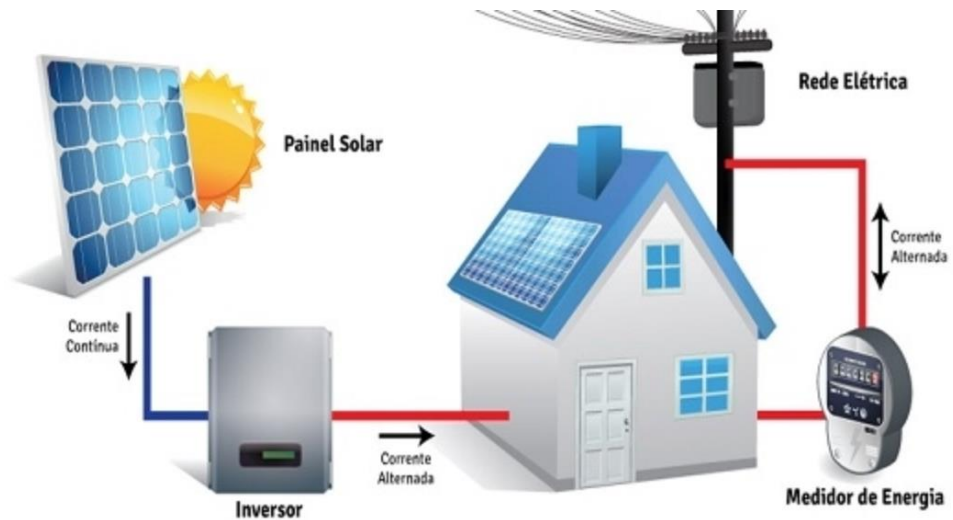
O sistema *on-grid* é conectado à rede da concessionária de energia elétrica, não possui baterias e exigem homologação do sistema por parte da concessionária, com um projeto assinado por responsável junto ao CREA (RINNOVABILE, 2016).

No sistema *off-grid*, os módulos fotovoltaicos são conectados a um controlador de carga que é responsável pelo carregamento das baterias, de forma que a passagem de corrente ocorre somente em um sentido. Após o controlador vem um banco de baterias, conectado a um inversor específico para sistemas *off-grid* o qual transforma a corrente contínua em corrente alternada para ser utilizada na residência (VILLALVA, 2015).

Já um sistema híbrido, é a junção do sistema *on-grid* e *off-grid*, com um inversor específico para sistemas híbridos, o mesmo se comporta como um controlador de carga e realiza o carregamento do banco de baterias. Em caso de ausência de energia da rede de distribuição, ou em períodos sem geração de energia solar, o inversor alimenta o consumidor com o banco de baterias (VILLALVA, 2015).

Um sistema fotovoltaico conectado à rede, como ilustrado na Figura 9, é o modelo mais encontrado no mercado (CRS ENERGIA SOLAR):

Figura 9 - Sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: CRS ENERGIA SOLAR, 2017.

2.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA

Geradores descentralizados, ou seja, que vão na direção contrária ao modelo tradicional de geração de energia elétrica, que é baseado em grandes usinas construídas em locais afastados dos seus consumidores, são instalados próximos aos locais de consumo de energia e caracterizam a geração distribuída de energia elétrica (QUEIROZ, 2017).

A adesão à geração distribuída com fontes de energia elétrica alternativa tem crescido no mundo todo e no Brasil não é diferente, onde as fontes alternativas com maior potencial para utilização na geração distribuída de eletricidade são as de energia solar fotovoltaica e eólica (ANEEL, 2016).

Tanto parques de geração em áreas abertas assim como pequenos geradores conectados ao sistema elétrico instalados dentro de zonas urbanas densamente povoadas, são incluídos na modalidade de geração distribuída. Onde tais geradores podem ter sua instalação em telhados de residências e empresas, escolas e centros comerciais, os quais constituem micro usinas e miniusinas de geração de eletricidade conectadas ao sistema elétrico nacional (ANEEL, 2016).

Usinas essas que são conectadas diretamente na rede de distribuição de baixa tensão, excluindo a necessidade de instalação de transformadores ou linhas de distribuição. São capazes de fornecer energia para o consumo local e por estarem conectadas ao sistema elétrico, contribuem com a geração de energia elétrica do país (ANEEL, 2016).

No Brasil as micro e miniusinas de energia elétrica têm como objetivo abastecer o consumo próprio, com a possibilidade de gerar créditos de energia nos períodos em que a geração de energia é maior que seu consumo. Com destaque que em muitos países é permitido que usuários instalem micro usinas para vender energia a outros consumidores (VILLALVA, 2015).

A instalação em massa destes pequenos sistemas de geração distribuída vai contribuir de forma significativa o aumento da disponibilidade de energia elétrica no Brasil. De forma a minimizar o consumo de água dos reservatórios de água em períodos de estiagem, além de reduzir a necessidade de construir novas usinas de energia elétrica baseada em fontes não renováveis (VILLALVA, 2015).

2.8 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Há poucos anos, a energia solar fotovoltaica no Brasil era empregada quase que exclusivamente para pequenos sistemas isolados em locais não atendidos pela rede elétrica, em regiões com difícil acesso ou em locais onde não era viável instalar linhas de distribuição de energia elétrica (VILLALVA, 2015).

Apesar de que sistemas autônomos de energia solar fotovoltaica continuem sendo uma opção valiosa para locais os quais não possuem rede elétrica, a utilização mais eficiente dessa fonte de energia é quando o sistema está conectado à rede de distribuição. Pois o potencial de aplicação dessa energia é enorme, seja para micro e minigeração, bem como grandes parques de geração que operam de maneira semelhante a grandes usinas de eletricidade (VILLALVA, 2015).

A quantidade de sistemas de geração de energia fotovoltaica vem aumentando no Brasil, quantidade essa que sofrerá um salto significativo nos próximos anos, fato esse que está sendo possibilitado com a aprovação do uso de sistemas de geração de energia conectados à rede de distribuição pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), mediante a resolução normativa nº 482 de 2012. Um projeto com o objetivo de promover a criação usinas experimentais de energia fotovoltaica interligadas ao sistema elétrico nacional foi lançado pela

ANEEL em conjunto com concessionárias de energia elétrica no país em 2011, chamado de “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração de Energia Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. Onde após esses experimentos com usinas solares, o setor público e privado se movimentou para iniciar a instalação de usinas com grande capacidade, algo que foi possível graças a leilões de compra de eletricidade de fonte solar realizados a partir de 2014. Como consequência, inúmeras usinas solares estão em operação, assim como estão sendo construídas no País (VILLALVA, 2015).

O horizonte do mercado nacional de energia solar, juntamente com a possibilidade de financiamentos via Finame (Programa de financiamento de máquinas e equipamentos) do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento), somado a incentivos para a instalação de indústrias em setores estratégicos, têm chamado a atenção de fabricantes mundiais de painéis solares e inversores eletrônicos no País (VILLALVA, 2015).

A partir da experiência de outros países, esse promissor mercado é um gerador de empregos e renda significativos. Onde no Brasil, o qual tem passado na última década por um crescimento econômico insignificante, a expansão do setor de energia solar é um cenário muito positivo, somado ao fato de que no ano de 2015 se iniciou um cenário de crise energética e recessão econômica (VILLALVA, 2015).

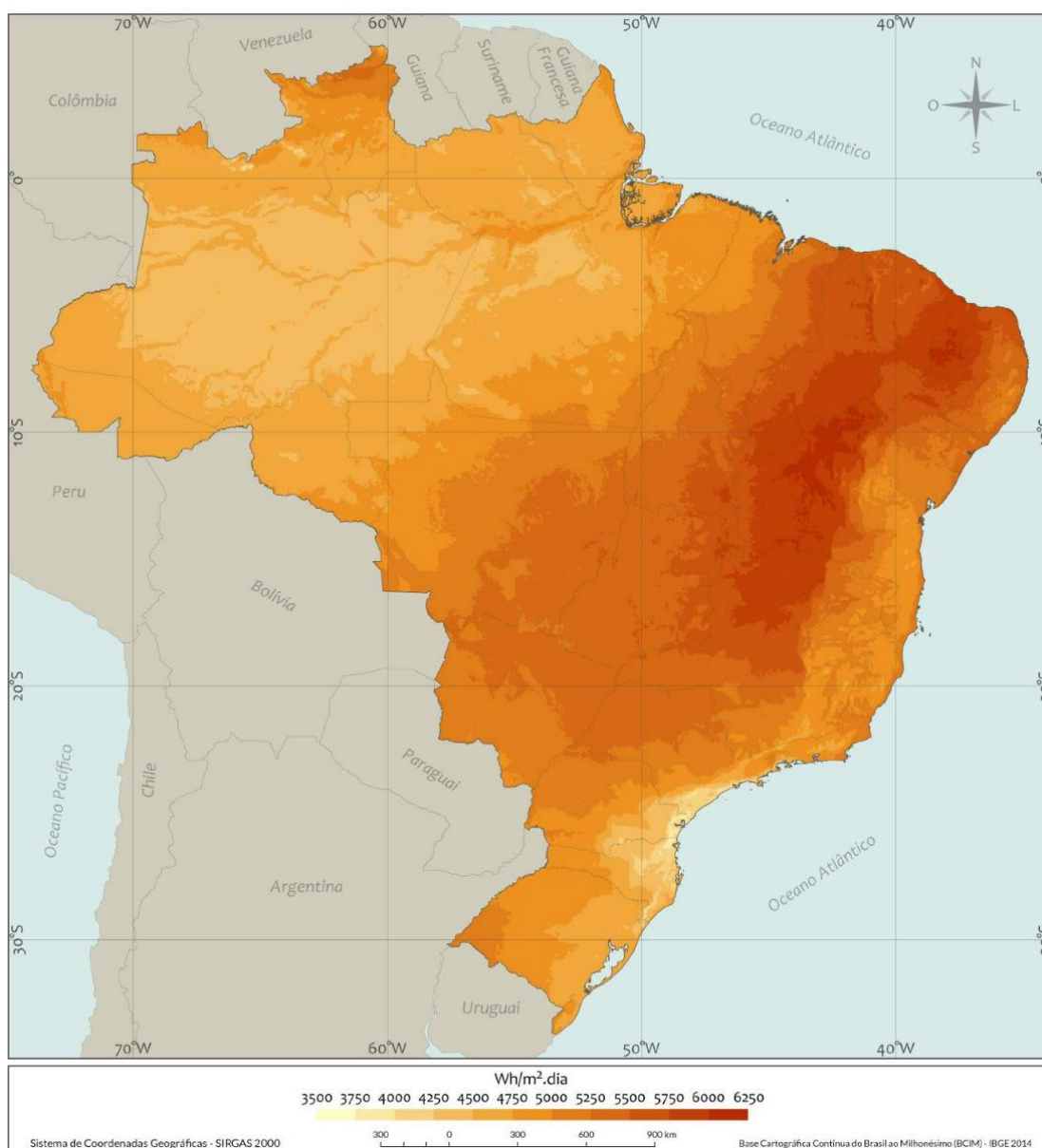
2.9 IRRADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL

O mapa da radiação no plano inclinado, ilustrado na Figura 10, pode ser obtido através do banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que contém a irradiância média anual estimada para todo o território brasileiro, dividida em mais de 70.000 células de 100 quilômetros quadrados cada. (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017).

Dessa forma é possível avaliar o potencial solar no Brasil no plano inclinado, o qual fornece as informações necessárias dos valores de radiação na inclinação ideal da instalação de módulos fotovoltaicos, ou seja, os mesmos da latitude local. Onde essa inclinação se faz necessária, pelo fato de que na maioria dos locais os raios solares não incidem de maneira perpendicular à superfície, resultando em que a radiação no plano inclinado será maior que a do plano horizontal. Os valores de irradiância que o mapa fornece estão em Wh/m².dia, bastando dividir o valor obtido no mapa pelas 24 horas do dia para obter o valor médio da irradiância. (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017).

Em uma breve análise do mapa, é possível notar que as regiões central e nordeste do Brasil possuem o maior potencial de geração de energia fotovoltaica. Fato que se deve principalmente ao clima seco e à latitude local, visto que o clima seco possibilita maior radiação na superfície e a latitude mais próxima à linha do equador faz com que a variação do ângulo de incidência solar seja menor durante os diferentes períodos do ano. Sendo importante salientar que nas regiões norte e oeste do Rio Grande do Sul oferece grandes potenciais de geração. (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017).

Figura 10 - Mapa com radiação solar no plano inclinado média anual no Brasil



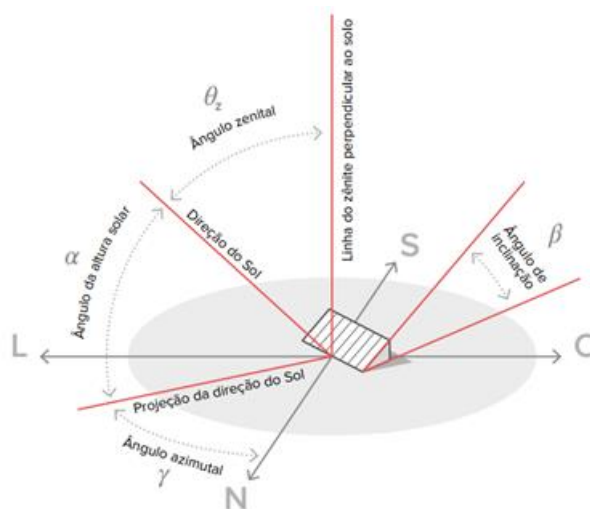
Fonte: INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017.

2.10 ÂNGULO DE INCLINAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Alguns sistemas fotovoltaicos possuem sistemas que seguem o sol durante o dia, entretanto, a maior parte dos sistemas fotovoltaicos, principalmente residenciais, possuem angulação fixa, de maneira que o melhor ângulo deve ser escolhido para que os módulos fotovoltaicos recebam o máximo possível de irradiação solar (RINNOVABILE, 2016).

No verão, o ângulo zenital e a massa de ar percorrida são os menores possíveis, já no inverno o sol percorre uma trajetória voltada para o norte, conforme demonstrado na Figura 11. Durante o dia o ângulo azimutal percorre uma trajetória de leste a oeste (ATLAS SOLAR DO RIO GRANDE DO SUL, 2018).

Figura 11 – Variação do ângulo de radiação solar que atinge os módulos fotovoltaicos ao longo do ano



Fonte: ATLAS SOLAR DO RIO GRANDE DO SUL, 2018.

De forma que se o módulo fotovoltaico for instalado na posição horizontal, vertical ou em um ângulo incorreto, não ocorrerá o melhor aproveitamento de toda a potência do módulo. Para maximizar a eficiência do sistema fotovoltaico, o ângulo correto deve ser obtido, o qual varia conforme a latitude do local de instalação. A Tabela 1 demonstra a relação entre a latitude e o ângulo de inclinação recomendado para a instalação dos módulos fotovoltaicos (RINNOVABILE, 2016).

Tabela 1 – Relação entre latitude e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	10°
11° a 20°	Latitude do local
21° a 30°	Latitude do Local + 5°
31° a 40°	Latitude do Local + 10°
41° ou mais	Latitude do Local + 15°

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

2.11 CÁLCULO DA POTÊNCIA GERADA POR MÓDULO FOTOVOLTAICO

A potência gerada por um módulo fotovoltaico pode ser obtida através da equação 1 (ALONSO; GARCÍA; SILVA, 2013):

$$P_{nm} = P_{nm\ ref} \frac{G}{G_{ref}} [1 - \gamma(T_c - T_{c\ ref})] \quad (1)$$

Onde:

- P_{nm} : Potência gerada [W];
- $P_{nm\ ref}$: Potência nominal do módulo [W];
- G : Irradiância solar que o módulo fotovoltaico será submetido [W/m²];
- G_{ref} : Irradiância de referência do módulo fotovoltaico, dado fornecido pelo fabricante [W/m²];
- γ : Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência, dado fornecido pelo fabricante [%/°C];
- $T_{c\ ref}$: Temperatura da célula nas condições de referência, dado fornecido pelo fabricante [°C];
- T_c : Temperatura de operação da célula, a qual é obtida através do seguinte equacionamento:

$$T_c = T_a + G \left[\frac{T_{noc} - 20}{800} \right] \quad (2)$$

Onde:

- T_a : Temperatura ambiente [°C];
- T_{noc} : Temperatura nominado de operação do módulo fotovoltaico, dado fornecido pelo fabricante [°C].

2.12 NORMAS E REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A ANEEL, órgão regulador do setor elétrico brasileiro, através da Resolução Normativa N° 482/2012, em abril de 2012 estabeleceu as condições gerais de acesso à micro e minigeração distribuídas no Brasil. Assim como definiu o sistema de compensação de energia elétrica, sendo essa definição modificada pela Resolução Normativa N° 687/2015, tendo essa modificação o objetivo de diminuir os custos e o prazo de conexão das unidades geradoras (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

A geração a partir de centrais geradoras de energia elétrica até 30 MW (Mega Watts) conectadas ao sistema elétricos de distribuição ou através de instalações consumidoras, são definidas pela ANEEL como geração distribuída de energia (ANEEL, 2012).

É definida como microgeração distribuída uma central geradora de energia elétrica com potência instalada igual ou inferior a 75 kW, sendo a energia obtida através de cogeração qualificada ou de fonte renovável conectada diretamente na rede de distribuição através de instalações em unidades consumidoras em média ou baixa tensão (ANEEL, 2015).

Já a minigeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica com potência entre 75 kW e 5 MW, que por meio de instalações em unidades consumidoras é conectada na rede de distribuição (ANEEL, 2015).

O limite para a potência instalada de micro e minigeração definido pela Resolução Normativa N° 487/2015 se dá pela potência disponibilizada para a unidade consumidora no local onde a unidade geradora está instalada. De forma que para unidades geradoras com potências acima do limite superior, é necessária uma solicitação de aumento de potência disponibilizada, não sendo necessário o aumento da carga instalada (ANEEL, 2015).

Elaborado pela ANEEL e publicado em 2016, o “Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída” indica os benefícios que a geração distribuída de energia pode promover, enfatizando no adiamento de investimentos para expansão da rede elétrica, baixo nível de impacto ambiental além da diversificação da matriz energética. Por outro lado, a complexidade de operação do sistema, problemas de previsibilidade de produção de energia,

complicações na cobrança da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), tributos incidentes e métodos de operação, controle e proteção da rede diferentes, são todos fatores considerados como desvantagens (VILLALVA, 2015; ANEEL, 2016).

O sistema de compensação de energia elétrica, o qual foi estabelecido na Resolução Normativa N° 482/2012 e com revisão na Resolução Normativa N° 687/2015, tem sua definição como um sistema onde a energia ativa injetada pela unidade geradora, seja com micro ou minigeração, é cedida por empréstimo gratuito à distribuidora de energia elétrica do local e tendo uma compensação com futuro consumo de energia elétrica ativa. Onde o prazo para consumo desse crédito obtido é de sessenta meses (ANEEL, 2015).

O valor integral do custo de disponibilidade deve ser cobrado tanto para consumidores residenciais (Grupo B), como para consumidores industriais (Grupo A). Da mesma forma é determinado que o faturamento por posto tarifário é dado sobre a energia consumida, a qual é deduzida da energia que foi injetada na rede além de um possível crédito de energia já existente. De forma a deixar o sistema de compensação mais atraente, foi aprovada a possibilidade de compensação do excedente gerado em uma unidade consumidora diferente da qual onde foi gerado, desde que as duas unidades sejam do mesmo titular e que se encontrem na mesma área de concessão (ANEEL, 2015).

Importante salientar que a incidência de tributos federais e estaduais supera a jurisdição da ANEEL, sendo esses de responsabilidade da Receita Federal e a decisão de cada Estado. Em 2015, o Comitê Nacional de Política Fiscal – CONFAZ, desenvolveu o Protocolo ICMS 16/2015, GST - somente ICMS A diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. Cabe aos Estados decidirem aderir, e a maioria os fez. Sendo que a incidência de tributos federais para PIS/COFINS também é limitada à diferença entre a energia consumida e a energia injetada, algo como Protocolo ICMS 16/2015 (ANEEL, 2016).

2.13 MARCO LEGAL DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em 7 de janeiro de 2022, foi publicada no Diário Oficial da União a Lei n° 14.300/2022, a qual trata, dentre outros tópicos, do regime jurídico e do regime de compensação para microgeração distribuída e geração de energia elétrica em pequena escala, alterando as regras societárias no âmbito da Resolução Normativa n° 482/2012 (ANEEL, 2012; BRASIL, 2022).

De acordo com Brasil (2022),

Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.

O Artigo 1º, Item XI define a microgeração distribuída como central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras (BRASIL, 2022).

O Artigo 1º, Item XIII define a minigeração distribuída como central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras (BRASIL, 2022).

Em termos de viabilidade econômica das instalações fotovoltaicas no âmbito da Resolução Normativa nº 482/2012, entre as alterações nas características técnicas do projeto, o enquadramento legal tem em conta as diferenças entre as fontes despacháveis (cuja potência instalada está limitada a 5 MW de energia elétrica, excluindo energia solar) e fontes de energia não despacháveis (potência instalada até 3 MW). Onde além destes itens, vale destacar da seção de definições:

- Geração Compartilhada: Modelo de aglutinação de consumidores por meio de consórcios, cooperativas, apartamentos ou prédios cívicos voluntários, ou qualquer outra forma de associação cívica, constituída para esse fim, por pessoas físicas ou jurídicas proprietárias de unidades de microgeração ou consumo distribuído formando uma minigeração, onde todas as unidades consumidoras são atendidas pela mesma distribuidora (BRASIL, 2022).

O Artigo 1º, Item XIV define o Sistema de Compensação de Energia (SCEE) como um sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou

minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema (BRASIL, 2022).

Importante destacar que no artigo 9º, que trata de Sistemas de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), é descrita a definição que os consumidores de energia, pessoas físicas e jurídicas com suas unidades consumidoras podem aderir ao sistema de compensação, destacando (BRASIL, 2022):

- I. Possui micro ou minigeração distribuída com geração tanto local como remota;
- II. Membro de uma empresa com várias unidades consumidoras;
- III. Com geração compartilhada ou membros de geração compartilhada;
- IV. Caracterizado pelo consumo próprio de maneira remota.

Haverá um período de transição para unidades que possuem micro e minigeradores, o qual é tratado no Capítulo IV da Lei 14.300, aborda o período de transição desta lei, onde no Artigo 26 diz que as componentes tarifárias não serão aplicadas até 31 de dezembro de 2045, para unidades que possuem o benefício da energia oriunda da micro e minigeração, se atenderem os seguintes requisitos (BRASIL, 2022):

- I. Já existentes na data de publicação desta Lei (6 janeiro de 2022);
- II. Que protocolarem a solicitação de acesso na distribuidora de energia até o 12º mês a partir da data de publicação desta Lei.

Conforme o Artigo 27, para os consumidores que protocolarem solicitação de acesso a micro e minigeração na distribuidora de energia entre o 13º e o 18º mês contados a partir da data de publicação desta Lei, a aplicação desta Lei se dará a partir de 2031 (BRASIL, 2022).

Já para os consumidores que protocolarem solicitação de acesso a micro e minigeração na distribuidora de energia a partir do 18º mês a partir da data de publicação desta Lei, deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, assim como a cota de reintegração regulatória de depreciação dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição, terá uma tarifação de forma transitória dos itens citados acima, conforme demonstrado na Tabela 2 (BRASIL, 2022).

Tabela 2 - Período de Transição do percentual cobrado da TUSD Fio B até 2029

Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante
Aumento tarifa TUSD Fio B	15%	30%	45%	60%	75%	90%	Encontro Contas

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

2.13 INDICADORES ECONÔMICOS

Para cálculo dos indicadores de viabilidade econômica do estudo, serão necessários obter os valores de *Payback* descontado e VPL e TIR do projeto. Assim como a tarifação atribuída para o estudo de caso específico deste trabalho.

2.13.1 *Payback* descontado

O *payback* é usado para verificar quando um investimento se paga e oferece benefícios de maneira efetiva. Abreu Filho (2007, p. 78) relata: "O critério consiste em somar o valor dos benefícios obtidos com a operação do projeto. O período de retorno é o tempo que leva para que esses benefícios atinjam o valor total do investimento." Existem dois tipos de devoluções: devoluções simples e devoluções com desconto. A diferença é que no modelo simples ele leva em conta apenas o valor do investimento e não o valor do dinheiro no tempo, enquanto no modelo descontado o valor do dinheiro é considerado ao longo do tempo (ABREU FILHO et al., 2003).

O *payback* descontado é tratado como um método de análise, com capacidade de evidenciar o tempo necessário para se recuperar o investimento inicial. De forma que essa abordagem leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, pois utiliza uma taxa de desconto para verificar o número exato de períodos em que o projeto recuperará o valor do investimento inicial. Normalmente, a taxa de desconto utilizada é a menor taxa atrativa, determinada pelo próprio investidor, como parâmetro para seu retorno sobre o capital (LEMES JUNIOR; CHEROBIM e RIGO, 2002).

Os retornos usados neste trabalho serão retornos descontados, o que significa que a taxa de desconto é usada antes de continuar com a soma dos fluxos de caixa. Geralmente, essa taxa de desconto será a TMA (taxa mínima atraente). Vale destacar que a abordagem do *payback* descontado é igual ao *payback* simples, com a diferença de que se considera os fluxos descontados, os quais são trazidos ao valor presente, para se encontrar quando os fluxos de caixa pagam o investimento inicial, o que resolve o problema do *payback* simples não considerar o valor do dinheiro no tempo (FILOMENA, 2020).

2.13.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) corresponde à diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa associadas ao projeto e o investimento inicial requerido. O qual é uma ferramenta muito utilizada para análise de investimentos em qualquer nível de organização e tem a capacidade de medir o lucro ou prejuízo real de uma operação financeira. Nesse sentido, é importante destacar que o VPL é uma técnica orçamentária complexa. Seu valor é determinado subtraindo-se o valor presente da entrada líquida de caixa do valor inicial do projeto, descontado a uma taxa igual ao custo de capital da empresa (LEMES JÚNIOR, RIGO e CHEROBIM, 2002).

De forma que o critério do valor presente líquido fornece um indicador do potencial de criação de valor de um investimento. Dessa forma, o VPL mede o quanto valor é criado ou adicionado hoje, ao fazer um determinado investimento. Para isso, é necessário utilizar uma taxa de desconto e, após reduzir esses valores da despesa inicial do projeto, levar todos os fluxos de caixa esperados a seu valor presente (ABREU FILHO et al., 2003).

Um VPL positivo significa que o projeto vale mais do que seu custo, ou seja, é rentável. Um VPL negativo significa que o projeto custa mais do que vale, ou seja, incorrerá em perdas se implementado. Portanto, um VPL positivo indica que o projeto pode seguir em frente porque se pagará no prazo estipulado e ainda gerará receita para o caixa da empresa, ou seja, gerará lucro. Um VPL negativo indicará ao gestor do projeto a suspensão imediata do projeto, pois não conseguirá pagar o investimento, causando prejuízos à organização. Seu cálculo é feito através da seguinte equação (FILOMENA, 2020).

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n} \quad (3)$$

Sendo que:

VPL = Valor Presente Líquido;

FC_n = Fluxo de caixa no ano n ;

TMA = Taxa mínima de atratividade;

n = Ano que está sendo contabilizado;

N = Período analisado.

2.13.3 TIR e TIRM

A TIR é a taxa de juros que equipara as entradas de caixa às saídas de caixa, ou seja, a taxa de juros que retorna o investimento. De forma que a TIR não depende das taxas do mercado financeiro, pois é a taxa de juros intrínseca do projeto e depende apenas dos fluxos de caixa projetados (FILOMENA, 2020).

Onde a TIR deve ser comparada com a taxa definida no momento do investimento, mais conhecida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), de forma que para o investimento ser economicamente viável, a TIR deve ser maior que a TMA. Porém, esse indicador assume que os fluxos de caixa positivos são reinvestidos a uma taxa igual à TIR, onde na maioria dos projetos essa alternativa é inexistente, dessa forma, a TIR não é um indicador real do investimento (FILOMENA, 2020).

De forma que uma solução mais apropriada é a utilização da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), na qual os fluxos de caixa positivos são transportados para a data final do projeto a uma taxa de mercado, em geral sendo a TMA. Dessa forma, a TIRM é um indicador mais preciso do retorno do investimento (FILOMENA, 2020).

2.13.4 Tarifas e tributos

Com o objetivo de estimar as receitas em cada cenário do estudo de caso do presente trabalho, a tarifa utilizada como base foi obtida no site da distribuidora RGE. Onde a residência consumidora é tarifada na modalidade convencional, e o valor é definido ANEEL, de R\$ 0,43754/kWh para TUSD e de R\$ 0,26162/kWh para TE. Para a nova regra de compensação de energia, é considerado que a TUSD Fio B representa 29% da tarifa de TUSD sem tributos (ANEEL, 2022).

Os tributos que incidem sobre a tarifa são o PIS/COFINS e o ICMS. O PIS/COFINS tem alíquota variável, atualizada mensalmente. Onde para o presente trabalho, a alíquota adotada foi a média dos últimos 3 anos, de 4,2%. Já o ICMS é um imposto de competência dos estados, onde sua alíquota varia dependendo da região. Para o Rio Grande do Sul, o ICMS tem alíquota de 17% na conta de energia (RGE, 2023).

Dessa forma, o valor do kWh com os tributos incluídos fica de R\$ 0,45671975/kWh para TUSD e de R\$ 0,32902778/kWh para TE, seja para consumo ou para energia injetada na rede (RGE, 2023).

3. ESTUDO DE CASO

3.1 METODOLOGIA ADOTADA

O estudo de caso que será abordado neste trabalho, utiliza um projeto real de uma unidade consumidora com microgeração fotovoltaica residencial (modalidade autoconsumo local) com fornecimento tarifado pelo grupo B (convencional), tornando possível realizar uma avaliação mais realista dos impactos do Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída de Energia. Sendo que serão abordados três cenários, com o 1º cenário com as normativas vigentes, com a Resolução Normativa N°482/2012 da ANEEL e com solicitação de acesso a microgeração na distribuidora de energia protocolado entre o 13º e o 18º mês contados a partir da data de publicação desta Lei, o 2º cenário baseado nas novas diretrizes normativas da Lei N° 14.300/2022 que se refere ao novo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída de Energia com solicitação de acesso a microgeração na distribuidora de energia protocolado entre o 13º e o 18º mês contados a partir da data de publicação desta Lei e o 3º cenário baseado nas novas diretrizes normativas da Lei N° 14.300/2022 que se refere ao novo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída de Energia com solicitação de acesso a microgeração na distribuidora de energia protocolado após o 18º mês contados a partir da data de publicação desta Lei .

3.2 PROJETO RESIDENCIAL

3.2.1 Dimensionamento do sistema

Para a obtenção do dimensionamento técnico e econômico deste projeto, foi necessário o histórico do consumo de energia elétrica de 12 meses, assim como as coordenadas geográficas da residência localizada na cidade de Marau. A localização geográfica da residência é demonstrada na Figura 12.

Figura 12 - Planta de localização geográfica da residência

Fonte: EOS SOLAR, 2022.

A Tabela 3 demonstra o histórico de consumo da residência no período de um ano. O que indica um consumo médio mensal de 215kWh dentro deste período.

Tabela 3 - Histórico de consumo de energia elétrica no período de 1 ano

Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho
Consumo de energia (kwh)	228	230	189	169	234	212
Mês	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Consumo de energia (kwh)	282	291	205	199	172	171

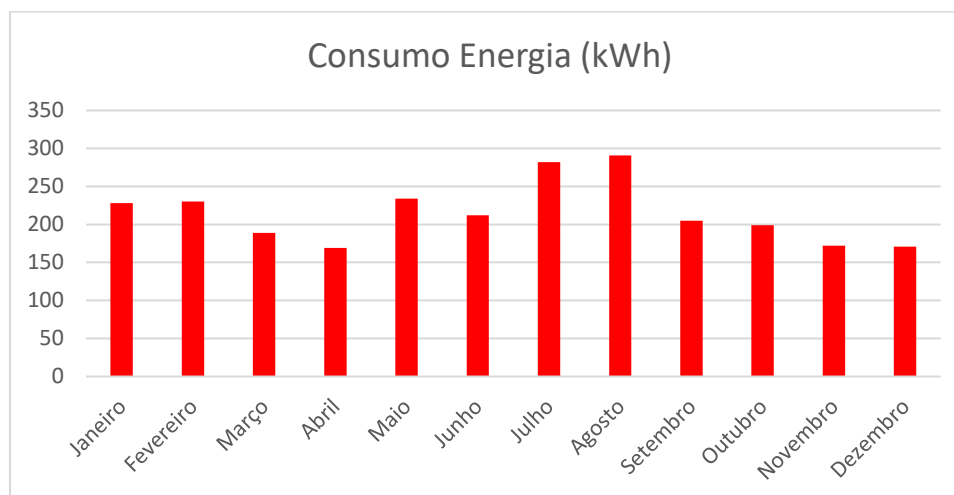
Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

O consumo médio mensal, assim como o consumo total anual, são demonstrados nas equações 4 e 5.

$$\text{Consumo Médio Mensal} = \sum_{i=0}^N \frac{\text{kWh consumidos/mês}}{n^{\text{o}} \text{ meses}} = 215 \text{ kWh} \quad (4)$$

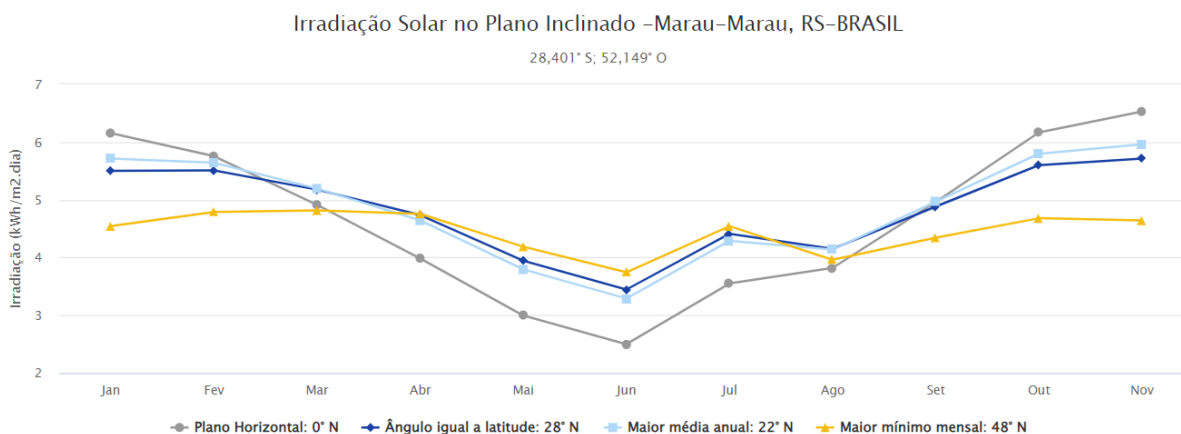
$$\text{Consumo Total Anual} = \sum_{i=0}^N \text{kWh consumidos/mês} = 2582 \text{ kWh} \quad (5)$$

O histórico de consumo de energia em kWh é demonstrado na Figura 13 para uma melhor visualização.

Figura 13 - Histórico de consumo de energia no período de um ano

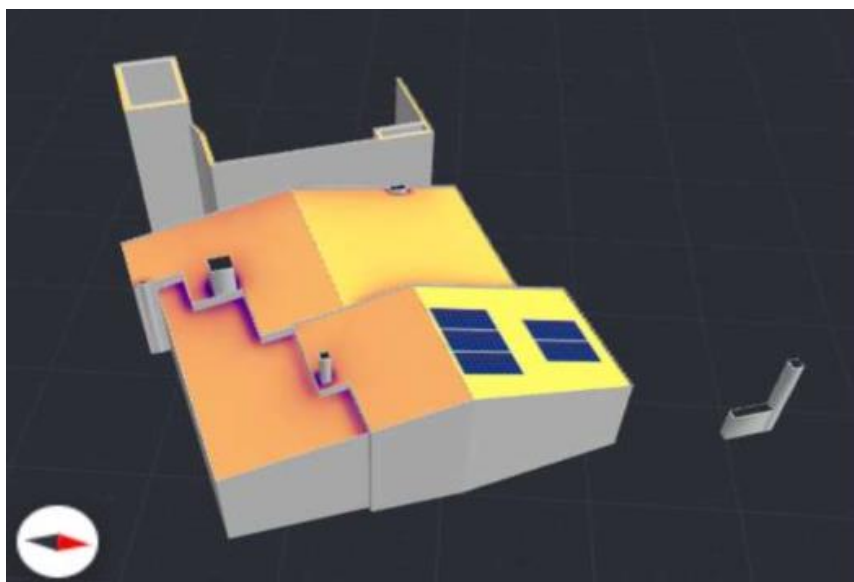
Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Para iniciar o dimensionamento do sistema fotovoltaico, inicia-se com os dados de radiação solar média anual no plano inclinado no Brasil do CRESESB, juntamente com as coordenadas geográficas da localização da residência, é possível obter a média anual de irradiação solar no plano inclinado no local da residência, o qual é demonstrado na Figura 14.

Figura 14 - Índices de radiação solar no plano inclinado na residência

Fonte: CRESESB, 2022.

A localização ideal para instalação dos módulos fotovoltaicos é baseada em sua posição geográfica em relação ao Sol, sendo que a latitude da residência é de 28°, de forma que para essa latitude a posição ideal dos módulos fotovoltaicos é de 33°, a qual é demonstrada na Figura 15.

Figura 15 - Posição mais eficiente dos módulos fotovoltaicos

Fonte: EOS SOLAR, 2022.

Com um consumo médio mensal de 215 kWh, uma projeção de geração na média de aproximadamente 40% acima do consumo médio mensal é estimada, que resulta em uma média de geração mensal de 302 kWh. Com base nos dados obtidos de irradiação solar média, posição geográfica da residência em relação ao sol, projeção de geração média mensal de 302kWh, a projeção de geração de energia elétrica mensal estimada para o período de 1 ano é demonstrada na Tabela 4.

Tabela 4 - Projeção de geração de energia elétrica no período de 1 ano

Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho
Geração de energia (kwh)	374	360	322	321	265	204
Mês	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Geração de energia (kwh)	227	260	272	292	361	372

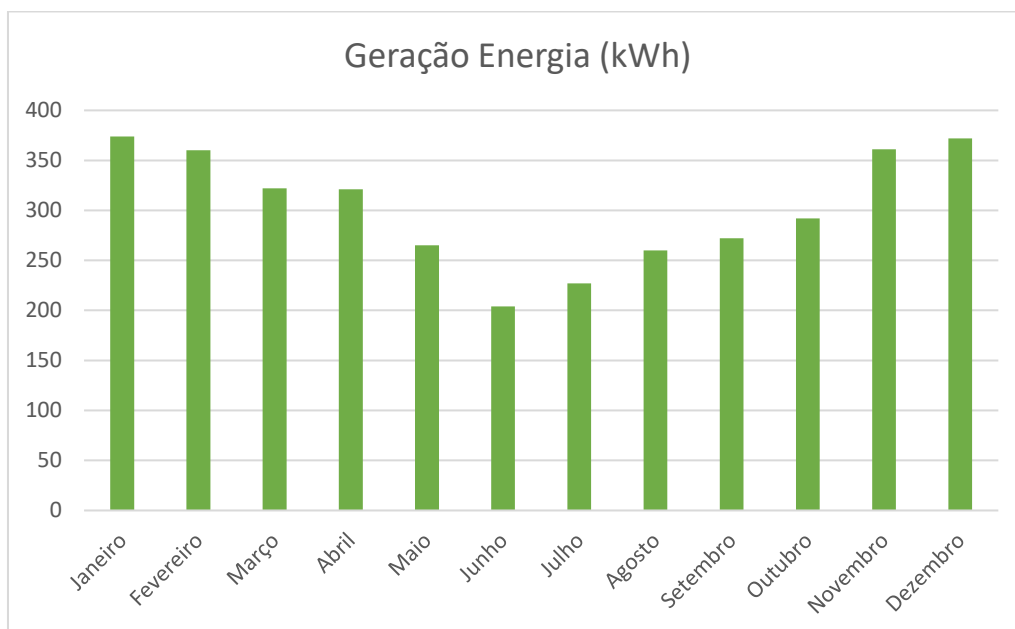
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Os valores de geração média anual e mensal, são demonstrados nas equações 6 e 7.

$$\text{Geração Média Mensal} = \sum_{i=0}^N \frac{\text{kWh gerados/mês}}{n^{\circ} \text{ meses}} = 302 \text{ kWh} \quad (6)$$

$$\text{Geração Total Anual} = \sum_{i=0}^N \text{kWh gerados/mês} = 3629 \text{ kWh} \quad (7)$$

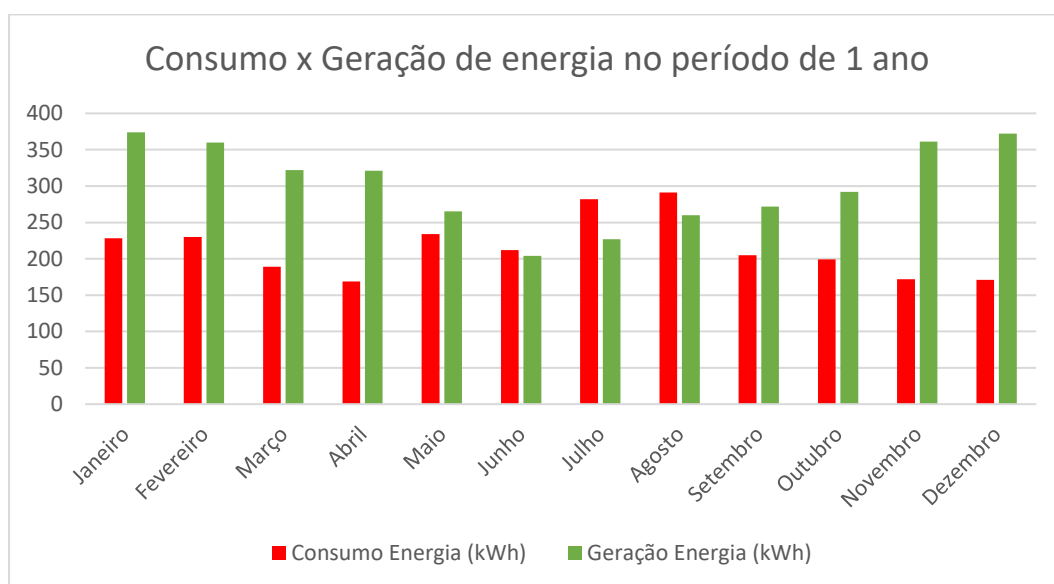
Figura 16 - Projeção de geração de energia no período de um ano



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

A Figura 17 demonstra um comparativo entre o consumo de energia elétrica da rede e a projeção para a energia injetada durante o período de um ano.

Figura 17 - Comparativo de consumo e geração de energia no período de um ano



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Para suprir as demandas de consumo e atingir a geração projetada, os componentes do sistema fotovoltaico são apresentados na Tabela 5:

Tabela 5 - Componentes do sistema fotovoltaico

Descrição	Quantidade
Módulo Fotovoltaico solar marca Longi Bifacial de 540w LR5-72HBD	5
Microinversor marca Deye de 2kW Monofásico	2
Dispositivos de proteção AC e DC	-
Cabos elétricos e conectores	-
Elementos de fixação dos módulos	-
Valor Total do projeto fotovoltaico	R\$ 20.000,00

Fonte: EOS SOLAR, 2022.

As dimensões da projeção foram feitas em condições ideais, ou seja, a orientação dos módulos e a inclinação da cobertura (33°) são aproximadamente iguais à latitude do local (28°), visto que há área suficiente para instalação dos 5 módulos geração de energia solar fotovoltaica projetados para uma geração com potência nominal de 2,7 kW, que ocupam 10m² de área do telhado da residência.

Um dos fatores importantes a se levar em consideração, é o fator de atenuação da capacidade de geração de energia dos módulos, ou seja, o seu rendimento. Onde de acordo com o *datasheet* do fabricante do módulo, é de uma atenuação próxima a 20% ao longo do período de 25 anos. Estes são valores médios e podem variar com base nas condições do local, como o clima, temperatura e sombreamento do módulo. De acordo com a especificação do fabricante, a degradação do módulo é levada em consideração, o que é demonstrada na Figura 19.

É possível verificar a eficiência dos módulos fotovoltaicos, de acordo com as especificações técnicas fornecidas através do *datasheet* do fabricante, as quais são demonstradas no Tabela 6.

Tabela 6 – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico Longi Bifacial 540 W

Máxima Potência ($P_{nm\ ref}$)	540 W
Tensão de Máxima Potência (V_m)	30,24 V
Corrente de Máxima Potência (I_m)	8,6 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	37,65 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{sc})	9,11 A
Tensão Máxima do Sistema	1000 V
Eficiência do Painel (η)	16,05%
Coeficiente de Temperatura da Potência (γ)	0,0043
Temperatura Nominal de Operação de Célula (TNOC)	45±2°C
Irradiação padrão de Teste (G_{ref})	1000 W/m ²
Temperatura padrão da Célula ($T_{c\ ref}$)	25°C
Tipo de Célula	Silício Policristalino
Classificação quanto à eficiência energética Inmetro	A

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

De maneira que para estimar a potência gerada pelos módulos, é preciso calcular a temperatura de operação do painel, através da equação 8. Substituindo os valores e considerando uma temperatura média (T_a) de 20,0°C:

$$T_c = T_a + G \left[\frac{T_{noc} - 20}{800} \right] = 20 + 213 \left[\frac{45 - 20}{800} \right] \cong 25,55^\circ C \quad (8)$$

Com o valor da temperatura de operação T_c , é possível obter a potência média real que será fornecida pelo painel fotovoltaico, através da equação 9:

$$P_{nm} = P_{nm\ ref} \frac{G}{G_{ref}} [1 - \gamma(T_c - T_{c\ ref})] = 540 \frac{213}{1000} [1 - 0,0043(25,55 - 25)] \quad (9)$$

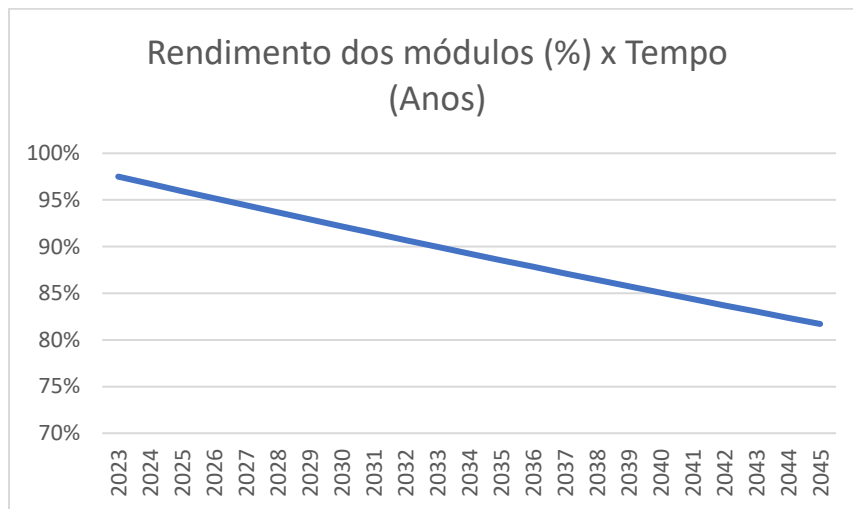
$$P_{nm} = 114,48 \text{ W/módulo} \quad (10)$$

Dessa forma, o fator de capacidade será:

$$F_c = \frac{P_{nm}}{P_{nmref}} = \frac{114,48}{540} = 0,211 \quad (11)$$

Portanto, nas condições de operação estabelecidas, o módulo fotovoltaico será capaz de produzir aproximadamente 21% de sua capacidade. Valor corroborado, visto que o mesmo valor é fornecido no *datasheet* do fabricante, para o modelo utilizado no projeto (LR5-72HBD 540w), que é de 21,1%.

Figura 18 - Rendimento dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.3 VIABILIDADE ECONÔMICA

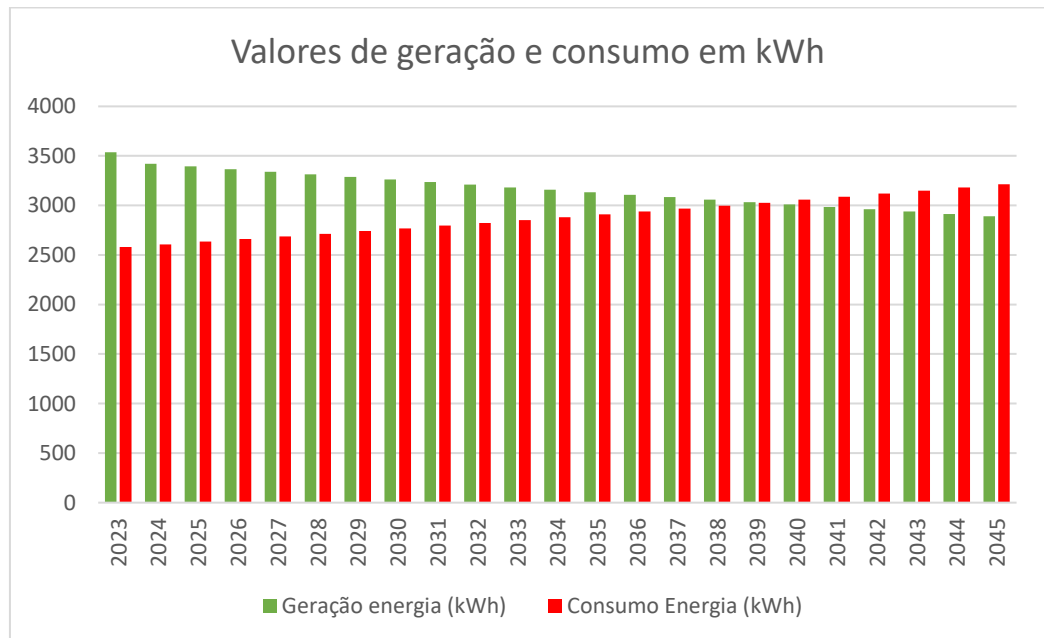
Para tornar possível o cálculo da viabilidade econômica do projeto, é preciso estimar as receitas e custos do projeto, assim como as tarifas e tributos da energia elétrica. O custo total para instalação do projeto é de R\$ 20.000,00. O custo do kWh, já somando a TUSD e a TE, na REN 482/2012 é de R\$ 0,71/kWh, já na Lei 14.300 é de R\$ 0,73/kWh (com aumento gradativo da porcentagem da TUSD Fio B ao longo dos anos, conforme Tabela 2). De forma que para se realizar uma projeção de consumo e geração ao longo dos anos, será preciso realizar correções nos valores das tarifas, tributos e inflação, os quais são baseadas nas variações médias dos

últimos anos. A taxa de inflação da tarifa de energia, a qual foi estimada pela média dos reajustes anuais, revisões periódicas e extraordinárias dos últimos 10 anos. Dessa forma, o valor de reajuste de 10% ao ano no valor do kWh será usado neste estudo.

3.4 RESULTADOS

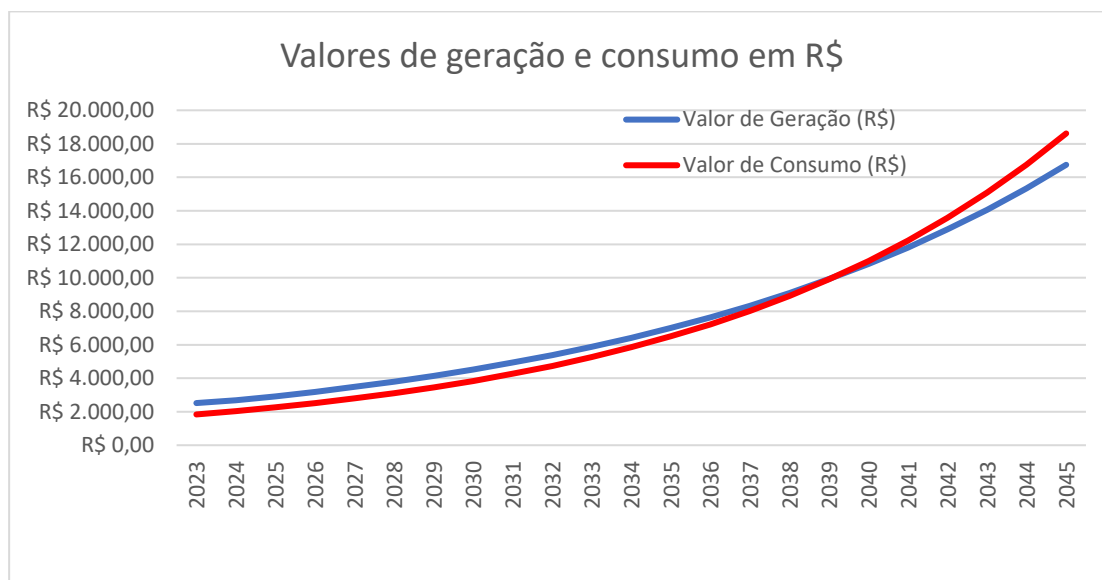
Em todos os cenários abordados, existe uma evolução do consumo anual de energia com aumento de 1% ao ano, assim como da geração anual de energia com queda de rendimento dos módulos fotovoltaicos de aproximadamente 0,8% ao ano. Com um aumento de 10% ao ano do valor do kWh, sendo este aumento de 10% ao ano considerado a TMA dos indicadores econômicos, com projeção dos valores anuais de geração e consumo de energia até o ano de 2045. Os valores de geração e consumo ao longo de todo o período do estudo são demonstrados nas Figuras 19 e 20.

Figura 19 - Valores de geração e consumo de energia ao longo do período de estudo



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

A interseção dos valores ocorre em 2039, devido à queda de rendimento de geração de energia dos módulos fotovoltaicos e o aumento valor do kWh para o consumo.

Figura 20 - Valores de geração e consumo de energia ao longo do período de estudo

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.4.1 Cenário 1

Projeto da unidade consumidora residencial, enquadrada como microgeração na modalidade de autoconsumo local e fornecimento com tarifa convencional pelo grupo B. Sobre as regras da Resolução Normativa nº482/2012. A evolução do consumo anual de energia com aumento de 1% ao ano, da geração anual de energia com queda de rendimento dos módulos fotovoltaicos de aproximadamente 0,8% ao ano. Com aumento de 10% ao ano do valor do kWh, além dos valores anuais de geração e consumo de energia até o ano de 2045, o qual é o ano limite da aplicação da REN nº482/2012. A Tabela 7 demonstra tais resultados.

Tabela 7 - Fluxo de caixa para o cenário 1 com compensação integral da REN 482/2012

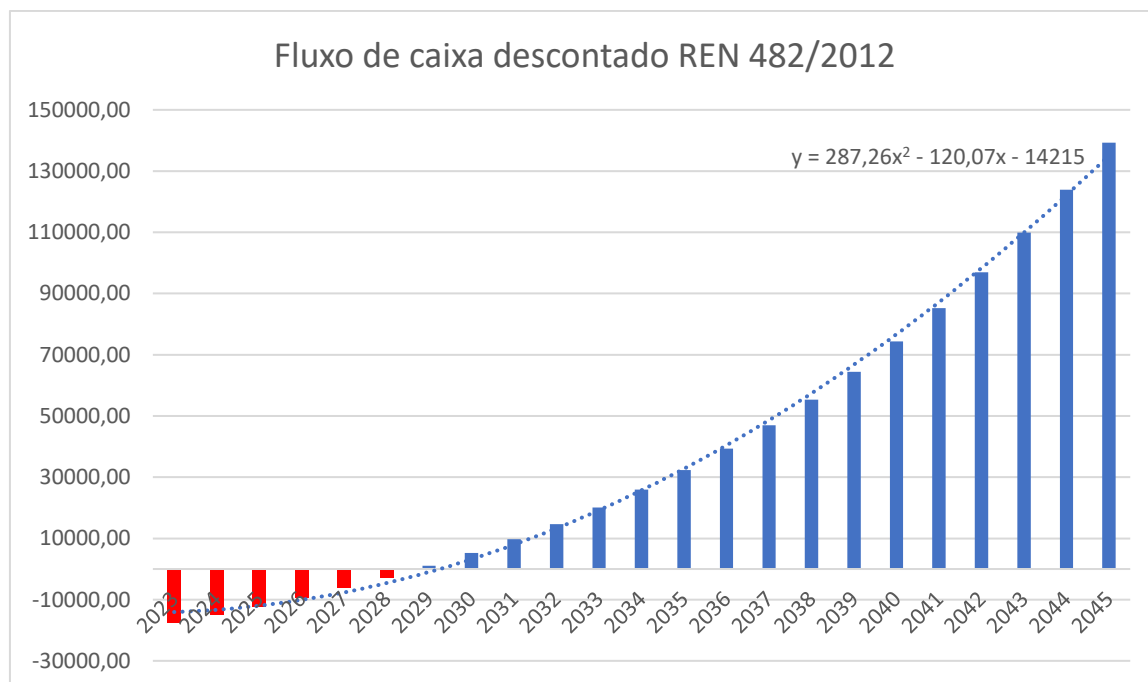
Tempo (Anos)	Rendimento Módulos (%)	Geração anual (kWh/ano)	Valor do kWh REN482/2012 (R\$)	Valor anual Geração REN 482/2012 (R\$)	Consumo anual (kWh/ano)	Valor anual Consumo (R\$)
2023	97,50	3538	0,71	2517,64	2582,00	1837,35
2024	96,72	3422	0,78	2678,60	2607,82	2041,30
2025	95,95	3395	0,86	2923,22	2633,90	2267,88
2026	95,18	3367	0,95	3189,02	2660,24	2519,62
2027	94,42	3341	1,04	3480,83	2686,84	2799,29
2028	93,66	3314	1,15	3797,97	2713,71	3110,01

2029	92,91	3287	1,26	4143,73	2740,85	3455,23
2030	92,17	3261	1,39	4522,05	2768,25	3838,76
2031	91,43	3235	1,53	4934,60	2795,94	4264,86
2032	90,7	3209	1,68	5384,43	2823,90	4738,26
2033	89,97	3183	1,85	5874,89	2852,13	5264,20
2034	89,26	3158	2,03	6411,62	2880,66	5848,53
2035	88,54	3133	2,23	6996,95	2909,46	6497,72
2036	87,83	3108	2,46	7635,23	2938,56	7218,97
2037	87,13	3083	2,70	8331,19	2967,94	8020,27
2038	86,43	3058	2,97	9090,00	2997,62	8910,52
2039	85,74	3034	3,27	9920,52	3027,60	9899,59
2040	85,06	3009	3,60	10822,65	3057,87	10998,44
2041	84,38	2985	3,96	11809,96	3088,45	12219,27
2042	83,7	2961	4,35	12886,51	3119,34	13575,61
2043	83,03	2938	4,79	14065,05	3150,53	15082,50
2044	82,37	2914	5,27	15345,18	3182,04	16756,66
2045	81,71	2891	5,79	16746,46	3213,86	18616,65

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Com cenário de fluxo de caixa para as regras da Resolução Normativa N°482/2012 demonstrado na Figura 21. Com *payback* do projeto ocorrendo no 7º ano.

Figura 21 - Fluxo de caixa para o cenário 1 da Resolução Normativa nº 482/2012



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.4.2 Cenário 2

Neste cenário a unidade consumidora residencial, é enquadrada como microgeração na modalidade de autoconsumo local e fornecimento com tarifa convencional pelo grupo B. Com cenário de fluxo de caixa para as regras do Novo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, Lei 14.300/2022, demonstrado na Tabela 8. Com solicitação de acesso a micro e minigeração na distribuidora de energia entre o 13º e 18º mês da publicação da Lei 14.300/2022, cenário no qual resulta no início da transição da tarifação da TUSD Fio B somente a partir de 2031. Resulta em um *payback* do projeto ocorrendo no 7º ano, conforme demonstra a Tabela 8.

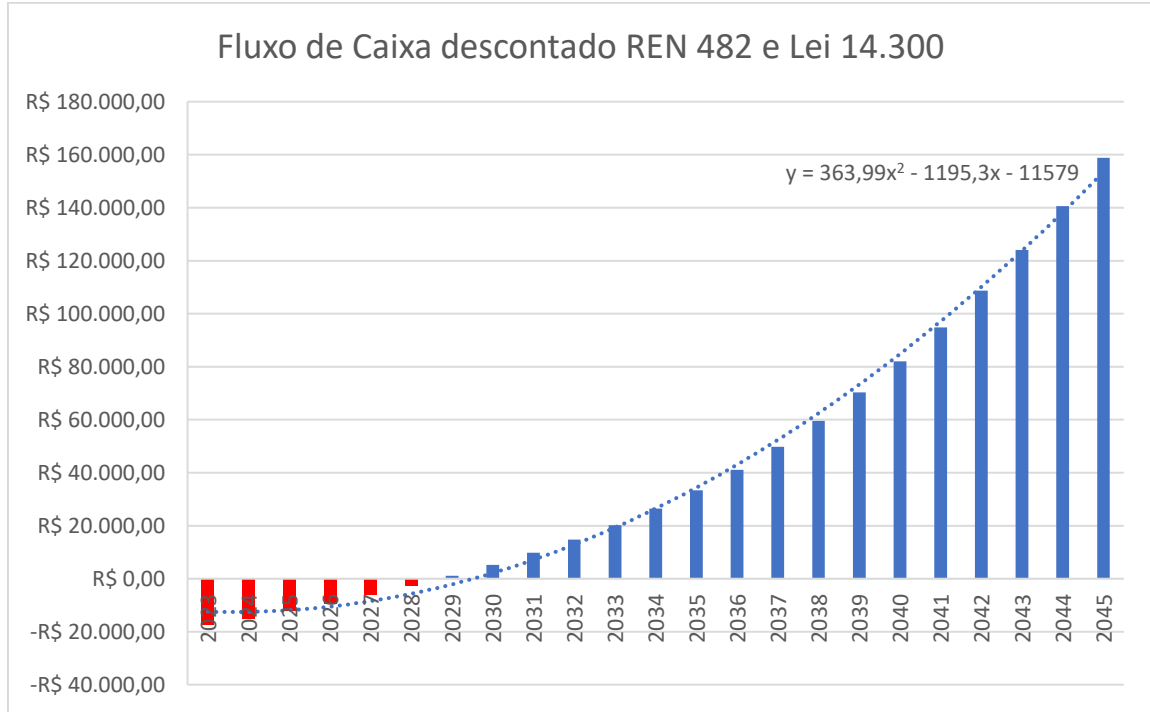
Tabela 8 - Fluxo de caixa para o cenário 2 com transição do Marco Legal entre 13º e 18º mês

Tempo (Anos)	Rendimento Módulos (%)	Geração anual (kWh/ano)	Valor anual do kWh Lei 14.300 13º e 18º mês (R\$)	Valor anual Lei 14.300 entre 13º e 18º mês (R\$)	Consumo anual (kWh/ano)	Valor anual Consumo (R\$)
2023	97,50	3538	0,71	2517,64	2582,00	1837,35
2024	96,72	3422	0,78	2678,60	2607,82	2041,30
2025	95,95	3395	0,86	2923,22	2633,90	2267,88
2026	95,18	3367	0,95	3189,02	2660,24	2519,62
2027	94,42	3341	1,04	3480,83	2686,84	2799,29
2028	93,66	3314	1,15	3797,97	2713,71	3110,01
2029	92,91	3287	1,26	4143,73	2740,85	3455,23
2030	92,17	3261	1,39	4522,05	2768,25	3838,76
2031	91,43	3235	1,53	4934,60	2795,94	4264,86
2032	90,7	3209	1,72	5531,98	2823,90	4738,26
2033	89,97	3183	1,95	6196,87	2852,13	5264,20
2034	89,26	3158	2,20	6938,71	2880,66	5848,53
2035	88,54	3133	2,48	7763,90	2909,46	6497,72
2036	87,83	3108	2,79	8681,37	2938,56	7218,97
2037	87,13	3083	3,15	9700,99	2967,94	8020,27
2038	86,43	3058	3,52	10750,62	2997,62	8910,52
2039	85,74	3034	3,87	11732,87	3027,60	9899,59
2040	85,06	3009	4,25	12799,81	3057,87	10998,44
2041	84,38	2985	4,68	13967,49	3088,45	12219,27
2042	83,7	2961	5,15	15240,71	3119,34	13575,61
2043	83,03	2938	5,66	16634,56	3150,53	15082,50
2044	82,37	2914	6,23	18148,54	3182,04	16756,66
2045	81,71	2891	6,85	19805,82	3213,86	18616,65

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Com cenário de fluxo de caixa demonstrado na Figura 22. Com *payback* do projeto ocorrendo no 7º ano.

Figura 22 - Fluxo de caixa para o cenário 2 com transição do Marco Legal entre 13º e 18º mês



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.4.3 Cenário 3

Neste cenário a unidade consumidora residencial, é enquadrada como microgeração na modalidade de autoconsumo local e fornecimento com tarifa convencional pelo grupo B com. Com cenário de fluxo de caixa para as regras do Novo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, Lei 14.300/2022, demonstrado na Tabela 9. Com solicitação de acesso a micro e minigeração na distribuidora de energia após 18º mês da publicação da Lei 14.300/2022, cenário no qual resulta em tarifação da TUSD Fio B desde primeiro ano. Resulta em um *payback* do projeto ocorrendo no 8º ano, demonstrado pela Tabela 9.

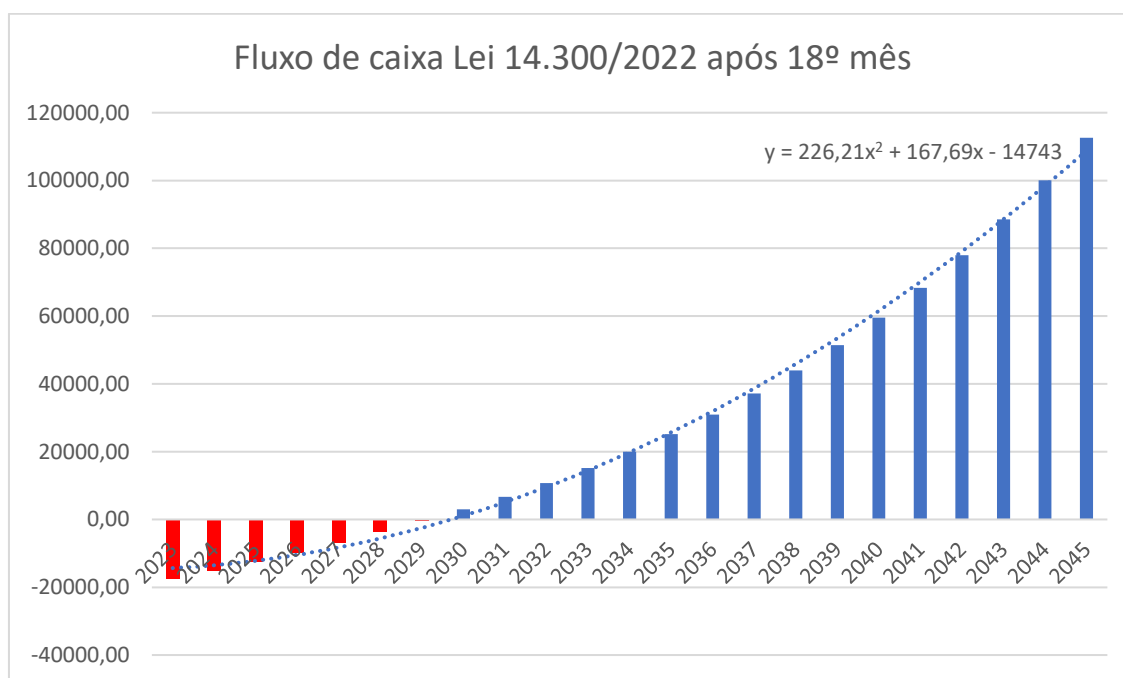
Tabela 9 - Fluxo de caixa para o cenário 3 com transição do Marco Legal após 18º mês

Idade dos Módulos (Anos)	Rendimento Módulos (%)	Geração anual (kWh/ano)	Valor do kWh Lei 14.300 após 18º mês (R\$)	Valor anual Lei 14.300 após 18º mês (R\$)	Consumo anual (kWh/ano)	Valor anual Consumo (R\$)
2023	97,5	3538	0,73	2448,65	2582	1837,35
2024	96,72	3422	0,81	2597,86	2607,82	2041,30
2025	95,95	3395	0,91	2763,01	2633,90	2267,88
2026	95,18	3367	1,03	2926,85	2660,24	2519,62
2027	94,42	3341	1,16	3099,29	2686,84	2799,29
2028	93,66	3314	1,30	3277,59	2713,71	3110,01
2029	92,91	3287	1,47	3462,43	2740,85	3455,23
2030	92,17	3261	1,64	3695,93	2768,25	3838,76
2031	91,43	3235	1,80	4033,11	2795,94	4264,86
2032	90,7	3209	1,98	4400,77	2823,90	4738,26
2033	89,97	3183	2,18	4801,62	2852,13	5264,20
2034	89,26	3158	2,40	5240,30	2880,66	5848,53
2035	88,54	3133	2,64	5718,70	2909,46	6497,72
2036	87,83	3108	2,91	6240,37	2938,56	7218,97
2037	87,13	3083	3,20	6809,19	2967,94	8020,27
2038	86,43	3058	3,52	7429,37	2997,62	8910,52
2039	85,74	3034	3,87	8108,17	3027,60	9899,59
2040	85,06	3009	4,25	8845,50	3057,87	10998,44
2041	84,38	2985	4,68	9652,44	3088,45	12219,27
2042	83,7	2961	5,15	10532,31	3119,34	13575,61
2043	83,03	2938	5,66	11495,55	3150,53	15082,50
2044	82,37	2914	6,23	12541,81	3182,04	16756,66
2045	81,71	2891	6,85	13687,10	3213,86	18616,65

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Com cenário de fluxo de caixa demonstrado na Figura 23. Com *payback* do projeto ocorrendo no 6º ano.

Figura 23 - Fluxo de caixa para o cenário 3 com transição do Marco Legal após 18º mês



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

3.5 RESULTADOS OBTIDOS ENTRE CENÁRIOS

A Tabela 10 apresenta os principais resultados obtidos.

Tabela 10 – Indicadores econômicos de todos os cenários

Cenário 1			Cenário 2			Cenário 3		
Payback (anos)	TIRM (%)	VPL (R\$)	Payback (anos)	TIRM (%)	VPL (R\$)	Payback (anos)	TIRM (%)	VPL (R\$)
6,8	16,84	31117,70	6,8	16,41	28259,36	7,2	14,95	18174,13

Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Onde é possível notar que para os cenários 1 e 2 o *payback* ocorre no mesmo momento (6,8 anos), com impactos mínimos no TIRM e no VPL (diferença de 0,43% e de R\$ 2.858,34, respectivamente), isso se dá pelo fato de que o período de transição do Marco Legal iniciando em 2031 (cenário 2) não impacta de maneira significativa ao longo do período de estudo.

Já o cenário 3 indica um *payback* ocorrendo em 7,2 anos, ou seja, 0,4 anos depois dos cenários 1 e 2, o que ocorre pelo fato de que o período de transição do Marco Legal começa desde o primeiro ano, porém indica que o período de transição (até 2029) não impacta de maneira significativa nos indicadores econômicos. Já os indicadores TIRM e VPL sofrem maior impacto (14,95% e R\$ 18.174,13, respectivamente), isso se resulta da tarifação máxima da TUSD Fio B ocorrer antes dos cenários 1 e 2.

Importante destacar que em 2039 ocorre uma intersecção entre valores de kWh gerados e valores de kWh consumidos, sendo que a partir deste ano acontece um maior consumo de energia do que de geração, porém devido ao SCEE, essa inversão não impacta o fluxo de caixa dos cenários, visto que os valores de kWh consumidos a mais são debitados dos créditos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

É possível notar nos gráficos dos 3 cenários abordados, uma linha de tendência do fluxo de caixa se comportando de maneira quadrática, com as equações que regem seus comportamentos demonstrados nas respectivas figuras.

Mesmo que com resultados diferentes entre si, todos os cenários possuem TIRM com valor superior à TMA (10%) e VPL positivo. Resultados esses que corroboram a viabilidade econômica do projeto.

4. CONCLUSÃO

Impulsionada pela implementação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, assim como pela redução dos custos de sistemas de geração fotovoltaicos, a microgeração distribuída na modalidade residencial está em ascendência em capacidade instalada em termos globais. Para ser possível esta análise, foi preciso apresentar o cenário de geração e o uso de eletricidade no mundo e suas fontes de energia renováveis, e como a energia solar pode ser convertida em energia elétrica através do efeito fotovoltaico e como isso pode ser utilizado em larga escala para geração de energia elétrica através de módulos fotovoltaicos e como este sistema funciona e seus componentes são conectados à rede.

Foi possível perceber que o setor elétrico do Brasil é composto por uma rede extensa e complexa, que exige integração entre diferentes órgãos para ser possível fornecer energia elétrica a todos os consumidores de forma que geradores, transmissores e distribuidores sejam remunerados da forma mais equilibrada e justa possível. E para um sistema abrangente e eficiente como esse ser justo, é preciso políticas públicas no setor elétrico interdependentes, como incentivos às fontes de geração de energia limpas e renováveis e para consumidores que geram a própria energia e a injetam na rede, um sistema de compensação de créditos.

Foram demonstradas neste trabalho as regras vigentes até o momento, como a Resolução Normativa nº 482/2012, como está o cenário atual da micro e minigeração de energia no Brasil e como o novo Marco Legal pode impactar neste cenário. Onde neste trabalho foi analisado um modelo para o SCEE e os impactos causados pelo novo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída no ponto de vista para consumidores do Grupo B. E considerando a relevância desses sistemas na área de Geração Distribuída, o impacto sobre a viabilidade de projetos fotovoltaicos é um dos pontos do processo de revisão com mais expectativas. Visto que com a publicação da Lei nº 14.300/2022, as regras definidas podem ser utilizadas para o cálculo de indicadores de viabilidade econômica dos projetos.

De maneira que o novo Marco Legal implementa um período de transição da não compensação de parte da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, chamada de TUSD Fio B, o estudo de caso deste trabalho verificou que, para consumidores do Grupo B convencional, os quais se enquadram na modalidade de autoconsumo local (cenário este o mais encontrado em consumidores residenciais) e que se enquadram nas normativas do Marco Legal, ocorre aumento no tempo de retorno do investimento inicial para instalação de um sistema de geração fotovoltaico (*payback*), assim como redução nos indicadores TIRM e VPL em relação a

consumidores que se enquadram nas normativas da REN nº 482/2012, resultado este que ocorre pelo fato da somatória dos efeitos da não compensação de parte da componente da tarifa de energia elétrica, a TUSD Fio B. Porém, é importante salientar que apesar de que os critérios de análise de viabilidade estabelecidos, os indicadores econômicos ainda assim apontam para a viabilidade econômica com indicativos positivos para a realização do projeto de geração fotovoltaica.

Comparando os cenários, observou-se que o *payback* entre os cenários 1 e 2 permanece o mesmo (6,8 anos), visto que o cenário 2 começa a ser taxado dentro das normativas que regem o Marco Legal somente em 2031, onde nesse ano o *payback* do projeto já ocorreu. Já os indicadores VPL e TIRM sofrem um impacto econômico dentro do período de estudo.

Comparando os cenários 1 e 2 com o cenário 3, é possível observar que o *payback* sofre impacto no seu período de retorno, levando cerca de 0,4 anos a mais para se obter o retorno. Os indicadores VPL e TIRM sofrem maior impacto, isso se dá pelo fato de que o cenário 3 começa a ser taxado pelas normativas do Marco Legal desde o início do período, fazendo com que a não compensação total da tarifa da TUSD Fio B ocorra antes e isso provoque uma piora nos indicadores econômicos de maneira mais significativa quando comparado com os cenários 1 e 2. Valendo salientar que mesmo com os indicadores econômicos piores que os outros cenários, o cenário 3 continua apontando positivamente para a viabilidade econômica do projeto.

Com os resultados obtidos e os cenários explorados ao longo do presente trabalho, é esperado que o mesmo contribua com análises de viabilidade econômica de projetos de geração fotovoltaicos, e consequentemente auxiliando na tomada de decisões em relação a instalação ou não dos sistemas dentro do SCEE, sejam esses projetos nas regras estabelecidas pela REN nº 482/2012 ou pelo novo Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída de energia.

É relevante salientar que estudos adicionais devem ser realizados para avaliar os impactos com um sistema fotovoltaico com inversores híbridos com banco de baterias, de maneira a se obter indicadores técnicos e econômicos da viabilidade de sistemas nessa configuração.

REFERÊNCIAS

- ABREU FILHO, José Carlos Franco de; SOUZA, Cristóvão Pereira de; GONÇALVES, Danilo Amerio; CURY, Marcus Vinícius Quintella. **Finanças Corporativas**. Rio de Janeiro: FGV, 2003.
- ALONSO, M.C.; GARCÍA, F.S.; SILVA, J.P. **Energia Solar Fotovoltaica**. 2013. 91 p. Programa de Capacitação em Energias Renováveis.
- ANEEL. **Resolução normativa nº482**, de 17 de abril de 2012. 2012. 9p.
- ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687**. MME 2015b
- ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2016. 34p. Cadernos Temáticos ANEEL.
- ATLAS SOLAR DO RIO GRANDE DO SUL, 2018. Disponível em: <https://www.sema.rs.gov.br/atlas-solar-do-rs>. Acesso em: 30 mar. 2023.
- BARBIERI, J.C.; ÁLVARES, A.C.T.; MACHLINE, C. **Taxa Interna de Retorno: controvérsias e interpretações**. Revista Gestão da Produção, Operações e Sistemas, n. 4, p. 131-142, 2007.
- BRASIL. **Lei no 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 21 ago. 2022.
- CRESESB. **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. 2006.
- CSR ENERGIA SOLAR, **Sistema fotovoltaico conectado à rede**, 2017. Disponível em: <http://www.csrenergiasolar.com.br/blog/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede---sfc-r-on-grid>. Acesso em 11 mar. 2023.
- EPE, **Empresa de Pesquisa Energética, 2023**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/resenha-mensal-o-consumo-nacional-de-energia-eletrica-foi-de-43-347-gwh-em-dezembro-de-2022-expandindo-1-em-comparacao-com-mesmo-mes-de-2021>. Acesso em 18/03/2023.
- EOS SOLAR, **EOS Solar Energias Renováveis**, 2022.
- FILOMENA, P. T. **Engenharia Econômica**. Porto Alegre, RS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2020 .10p. Notas de Aula.
- FONSECA, Y.D.; BRUNI, A.L. **Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura**. Cadernos de Análise Regional, v.1, p. 40-54, 2003. Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/handle/ri/25449>. Acesso em: 24 mar. 2023.

INMETRO, **Portaria nº 140 de 21 de março de 2022**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-140-de-21-de-marco-de-2022-389587680>. Acesso em: 30 mar. 2023.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017**. Disponível em: http://labren.cest.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 07 mar. 2023.

LEMES JUNIOR, Antônio Barbosa; CHEROBIM, Ana Paula; RIGO, Cláudio Miessa. **Administração Financeira: princípios, fundamentos e práticas brasileiras**. 5 reimpressão. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

QUEIROZ, Renato. **Da geração centralizada à geração distribuída: questões que exigirão uma coordenação centralizada**. 2017. Disponível em: <https://bit.ly/34HLDeS>. Acesso em: 21 ago. 2022.

RGE, **CPFL Energia RGE**, 2023. Disponível em: <https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas/localizar-distribuidora>. Acesso em 16/03/2023.

RINNOVABILE, **Sistemas de Energia**, 2016. Disponível em: <https://www.rinnovabile.com.br/energiafotovoltaica>. Acesso em: 30 mar. 2023.

VILLALVA, M.G. **Energia Solar Fotovoltaica**. 2015. 223 p. Conceitos e Aplicações.