



LUIZ GUSTAVO ALMEIDA CARNEIRO

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A
IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE
ENERGIA SOLAR RESIDENCIAL**

LAVRAS-MG

2022

LUIZ GUSTAVO ALMEIDA CARNEIRO

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR RESIDENCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito parcial para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia de Controle e
Automação da Universidade Federal de Lavras-
MG.

Prof. Dr. Fábio de Jesus

Orientador

LAVRAS– MG

2022

LUIZ GUSTAVO ALMEIDA CARNEIRO

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR RESIDENCIAL**

**ECONOMIC FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF A
RESIDENTIAL SOLAR ENERGY GENERATION SYSTEM**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito parcial para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia de Controle e
Automação da Universidade Federal de Lavras-
MG.

Aprovado em 13 de Dezembro de 2022

Dr. Paulo Vitor Grillo de Souza

Dr. Janderson Martins Vaz

Prof. Dr. Fábio de Jesus

Orientador

LAVRAS– MG

2022

RESUMO

A crescente inflação energética aumentou a demanda por fontes renováveis de energia e a Resolução Normativa da ANEEL 482/2012 viabilizou o investimento em usinas por parte dos consumidores residenciais. Entretanto, entre 2018 e 2019 a Aneel apresentou uma proposta de revisão regulatória que altera as regras de compensação, gerando incertezas jurídicas e discussões sobre os impactos dessa alteração no mercado de geração distribuída (GD). Em paralelo à revisão da REN 482, em janeiro de 2022 é sancionada a Lei 14.300, instituindo o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, estabelecendo diversas mudanças no sistema de compensação e nas regras aplicáveis para os consumidores com GD. Considerando o atual contexto de transição regulatória, o objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de viabilidade econômica para a implantação de um sistema de microgeração fotovoltaico em uma residência localizada na cidade de Teófilo Otoni, no estado de Minas Gerais. Para análise da viabilidade dos sistemas de microgeração foram utilizados os cenários regulatórios REN 482 e a Lei 14.300 que a partir de janeiro de 2023 entra em vigor, seguindo uma escala progressiva de cobrança. Após análise, verificou-se que ainda será viável e atrativo o investimento em energia solar, contudo, sendo necessário um estudo prévio de geração e consumo da usina, após o período de transição da Lei 14300.

Palavras-chave: Microgeração. Energia solar fotovoltaica. Impactos regulatórios. Viabilidade financeira.

ABSTRACT

Growing energy inflation has increased the demand for renewable energy sources and Normative Resolution 482/2012 has made investment in power plants possible by residential consumers. However, between 2018 and 2019, Aneel presented a proposal for a regulatory review that changes the compensation rules, generating legal uncertainties and discussions about the impacts of this change on the distributed generation (DG) market. In parallel with the revision of REN 482, in January 2022 Law 14,300 is sanctioned, establishing the legal framework for microgeneration and distributed minigeneration, establishing several changes in the compensation system and in the rules applicable to consumers with DG. Considering the current context of regulatory transition, the objective of this work is to present a financial feasibility study for the implementation of a photovoltaic microgeneration system in a residence located in the city of Teófilo Otoni, in the state of Minas Gerais. In order to analyze the viability of microgeneration systems, the regulatory scenarios REN 482 and Law 14,300, which come into force from January 2023, follow a progressive scale of collection. After analysis, it was verified that the investment in solar energy will still be viable and attractive, however, a previous study of generation and consumption of the plant is necessary, after the transition period of Law 14300.

Keywords: Microgeneration. Photovoltaic solar energy. Regulatory impacts. Financial viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Componentes da Irradiação Global Horizontal.	15
Figura 2: Evolução da Capacidade Solar Fotovoltaica Global de 2009 a 2019.	17
Figura 3: Mapa da média anual de irradiação solar global incidente no território brasileiro (PEREIRA <i>et al.</i> , 2017)	18
Figura 4: Projeção da Capacidade Instalada de GD por fonte em 2030.	20
Figura 5: Evolução da Legislação de Geração Distribuída no Brasil	21
Figura 6: Cobrança Gradual da Fio B	22
Figura 7: Cobrança Parcial dos Componentes tarifários.	23
Figura 8: Resumo das Regras de Transição Impostos pela Lei 14.300.	23
Figura 9: Comparativo dos Conceitos de Micro e Minigeração Distribuída	24
Figura 10: Comparativo do Faturamento de Demanda	24

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Tabela 1: Tarifa	31
Tabela 2: Dados do Sistema.	33
Quadro 1: Consumo de Energia Elétrica para o Período de Janeiro a dezembro de 2021....	33
Quadro 2: Valores Referente a Usina	36
Quadro 3: Principais Características da Usina.....	37
Gráfico 1: Comparativo das Tarifas de Compensação.	31
Gráfico 2: Valores Acumulados ao Longo de 25 anos.....	35
Gráfico 3: Previsão de Rendimento.....	36
Gráfico 4: Retorno Financeiro.....	37

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
FDI	Fator de Dimensionamento dos Inversores
FGTS	Fundo de Garantia do Tempo de Serviço
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatts
IGH	Irradiação Global Horizontal
NREL	Laboratório Nacional de Energia Renovável
REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivos Geral	12
1.2	Objetivos específicos	12
1.3	Organização	12
2.	REFERENCIAL TEORICO	14
2.1	Energia Solar Fotovoltaica.....	14
2.2	Gerações das Células Fotovoltaicas.....	16
2.3	Potencial da Energia Solar no Brasil em Relação a Outros Países.....	16
2.4	Geração Distribuidora	19
2.5	Marco Regulatório para a Conexão ao Sistema de Distribuição	21
2.6	Lei 14.300: Marco Legal da MMGD.....	22
3.	INDICADORES DE VIABILIDADE ECONOMICA NA IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR.....	26
3.1	Fator de Dimensionamento dos Inversores – FDI	27
4.	METODOLOGIA.....	29
4.1	Características das Plantas de Microgeração	29
4.2	Premissas de Análise	29
4.3	Dimensionamento e Simulação de Sistema Fotovoltaico	30
4.4	Análise de Viabilidade Financeira	30
5.	ANÁLISE DOS IMPOSTOS FIANCEIROS DO MARCO REGULATORIO DE GD	33
5.1	Caso: Microgeração com autoconsumo local cuja potência instalada é igual ou inferior a 75 KW	33
5.2	Análise do caso para o cenário da REN 482.....	33
5.3	Análise Financeira	36
5.4	Análise do caso para o cenário da Lei 14.300	36
5.5	Payback - Tempo de recuperação do Investimento	37
5.6	Análise dos resultados do caso	38
6.	CONCLUSÃO.....	39
	REFERENCIAS	40
	ANEXO A	42
	ANEXO B	43
	ANEXO C.....	44
	ANEXO D.....	46

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, a energia elétrica é um dos pilares para o desenvolvimento de uma nação, seja na produção de alimentos, de tecnologia ou no cotidiano doméstico. Conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL (2022), o consumo energético é um dos principais indicadores de desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de uma sociedade. Do mesmo modo, o crescimento econômico de um país depende da disponibilidade de recursos energéticos como insumos para o processo produtivo (NETO; CORRÊA; PEROBELLI, 2016).

Diante disso, Pacheco (2006), afirma que a nova ordem mundial é a busca pela autossuficiência em geração de energia e a procura por diferentes fontes de energia renovável, que supram a demanda interna dos países aliada com a necessidade de preservação do meio ambiente e a redução na emissão dos gases do efeito estufa. As energias renováveis são alternativas efetivas pois além de serem provenientes de fontes limpas e inesgotáveis, impactam menos o meio ambiente.

Segundo o Ministério de Minas e Energia, em 2020, foram acrescentados ao sistema elétrico brasileiro 4.932 MW de potência instalada, sendo que cerca de 70% (3.519 MW) foram a partir de fontes renováveis. Esse desempenho reflete as transformações ocorridas no setor energético nacional, que tem investido e incentivado o crescimento dessas fontes quanto a diversificação da matriz. Apesar da crescente diversificação da matriz energética nacional, a energia elétrica do Brasil é produzida em sua maior parte por hidrelétricas tendo um potencial operacional, segundo dados de 2017 da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 101.188.678 kW.

A energia hidráulica é proveniente de uma fonte renovável, porém a construção de uma usina hidrelétrica causa impactos irreversíveis. Por ocupar uma grande área geográfica, a fauna e a flora são prejudicadas por desmatamentos e inundações ao redor do empreendimento, causando alterações no funcionamento natural dos ecossistemas. Outro impacto irreversível é o deslocamento da população ribeirinha, alterando todas as atividades socioeconômicas e culturais dessa população. A dependência da energia hidráulica pode ainda sujeitar a população ao pagamento de altas tarifas já que este tipo de energia está sujeito às oscilações de seu potencial de acordo com a época do ano, por conta da bacia hidrográfica que abastece a hidrelétrica e o regime de chuvas da região.

A energia solar é uma energia limpa e de geração sustentável, uma vez que a produção de eletricidade ou calor utiliza apenas a irradiação solar, sem liberar gases poluentes durante o processo de conversão de energia (MORAIS, 2020).

A energia solar de geração fotovoltaica é a menos consumida entre as formas

renováveis que compõem a matriz elétrica do Brasil, apenas 1,7% do que foi gerado no país em 2021 (EPE, 2021). No entanto, essa modalidade é a fonte preferida de quem escolhe gerar eletricidade para consumo próprio.

Mas o cenário é promissor, uma pesquisa recente sobre energia solar realizada pelo Datafolha, mostrou que 80% da população brasileira já sabe que existem possibilidades para gerar energia própria, que 72% dos brasileiros fariam a aquisição de algum tipo de sistema de autogeração, caso os mesmos viessem combinados a uma baixa linha de juros e que, além disso, 50% estariam abertos para utilizar o FGTS para este fim.

Apesar da energia solar ser uma fonte ainda pouca explorada no Brasil, essa modalidade de energia é favorável, por conta do extenso território brasileiro e localização geográfica majoritariamente na zona intertropical o que aumenta ainda mais o potencial nacional de energia fotovoltaica. O Brasil recebe irradiação solar entre 4.500 e 6300 Wh/m², enquanto a Alemanha que é um dos países que mais explora a energia fotovoltaica, recebe 40% menos irradiação solar em sua região de maior potencial se comparado a incidência brasileira, entre 900 e 1250 Wh/m² de irradiação solar (ABSOLAR, 2022).

A energia solar residencial é uma fonte de geração de energia elétrica que começou a ser utilizada no Brasil em 2012, quando se popularizou após a ANEEL criar a Regulamentação Normativa 482, que permite ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica e até mesmo fornecê-la, com alto potencial de crescimento ainda encontra-se dificuldades na utilização dessa fonte renovável de energia elétrica, devido ao alto custo do desenvolvimento de uma planta solar fotovoltaica e o retorno do investimento pode levar anos.

A partir disso, é importante avaliar os aspectos econômicos da implantação de um sistema de geração solar em uma residência, uma vez que embora muitos projetos sejam viáveis do ponto vista socioambiental, nem sempre as perspectivas financeiras se mostram atrativas para consumo residencial. Assim, faz-se importante o desenvolvimento de estudos de viabilidade econômica como este, a fim de avaliar os investimentos e retornos potenciais da implantação de uma planta solar fotovoltaica voltada para consumidores residenciais.

No Brasil, desde 2012, com a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, o consumidor pode injetar a energia produzida de forma renovável na rede, porém não recebe pela produção excedente. Além da tarifa da energia produzida e da rede pública serem a mesma, a pessoa física com esse sistema instalado em sua casa não recebe pelo excedente gerado. Segundo essa Resolução Normativa, o excedente gerado se torna créditos que expiram em 36 meses (MACHADO; MIRANDA, 2015).

A resolução normativa nº 687 de novembro de 2015, alterou a resolução normativa nº

482 de abril de 2012, ficando assim autorizada a implementação de unidades de geração de energia elétrica por investidores em geral no sistema de compensação de energia elétrica. Um dos principais argumentos negativos à usina fotovoltaica é o da não produção de energia elétrica no período noturno ou a baixa produção em dias chuvosos e nublados.

Em 2022 é aprovada a Lei 14.300/2022 que institui cobrança integral pelo uso da rede de distribuição para quem gera a própria energia em casa, mas só entrará em vigor em janeiro de 2023.

A região de Teófilo Otoni, localizada na região nordeste do estado de Minas Gerais, está dentro da região com maiores índices de radiação solar, o que torna uma proposta de implantação de um sistema fotovoltaico residencial atrativo economicamente e ambientalmente. Logo, este trabalho buscará apresentar o porquê a energia solar é uma boa alternativa sustentável e econômica, através do dimensionamento de um sistema fotovoltaico que atenda a demanda energética residencial e sua viabilidade econômica.

Destarte, com o crescente aumento de investimentos nos projetos desse tipo de geração de energia, aliados à necessidade da conservação do meio ambiente, pode-se fazer com que os preços reduzam, e com isso o incentivo para seu uso se torne muito maior, visto que é uma fonte de geração limpa e não centralizada.

1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho objetiva realizar uma análise de investimento e viabilidade econômica da implantação de microgeração de energia fotovoltaica de uma residência situada na cidade de Teófilo Otoni – MG considerando a REN 482 e a Lei 14300.

1.2 Objetivos Específicos

- Apresentar o panorama da energia solar no Brasil.
- Descrever os tipos de sistemas fotovoltaicos existentes.
- Desenvolver estudo preliminar envolvendo o consumo, área para instalação de painéis, tarifação do cliente.
- Explicar sobre a nova lei da Energia Solar 14.300/22.
- Apresentar um estudo comparativo do retorno do investimento com a REN482 e a implantação da Lei 14.300.

1.3 Organização

O presente trabalho está estruturado em capítulos e, além desta introdução, sendo desenvolvido da seguinte forma:

- Capítulo II: Este capítulo trata do conceito de energia solar fotovoltaica, seu surgimento, e descreve o panorama, atual, mundial e brasileiro no contexto de desenvolvimento e aplicabilidade da tecnologia fotovoltaica.
- Capítulo III: Neste capítulo encontra-se os indicadores para realização da análise econômica do investimento..
- Capítulo IV: Apresenta a análise econômica para a implantação da usina fotovoltaica e os cenários de regulamentação.
- Capítulo V: Por fim, as conclusões do estudo são apresentadas, de modo a definir se a instalação da usina após a entrada em vigor da Lei 14.300 é viável para uso residencial.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

A geração de energia a partir de fonte solar teve início em meados do século XIX, precisamente em 1839, após a pesquisa do físico francês Alexandre Edmond Bequerel, que observou em um de seus experimentos uma diferença de potencial entre os terminais de um semicondutor mergulhado em uma solução de selênio, quando submetida a incidência de luz, ficou conhecido como o efeito fotovoltaico. Em 1883, Charles Fritts criou a primeira célula fotovoltaica e construiu a primeira bateria solar feita a partir de folhas de selênio. Embora a eficiência de conversão elétrica de seu dispositivo foi de apenas 1%, o mesmo teve muita repercussão, uma vez que se acreditava que não se poderia gerar energia sem a queima de combustíveis. (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Adams e Richard Day, em 1877, estudaram e desenvolveram uma estrutura semicondutora de selênio, o qual foi o primeiro dispositivo sólido a gerar eletricidade por exposição à luz, com uma eficiência de aproximadamente 0,5% (VALLÊRA, 2006).

Em 1930, a teoria do efeito fotovoltaico foi instituída por Schottky, que, alguns anos depois, criou a primeira célula fotovoltaica de mono-silício. Com isso, o reconhecimento de sua teoria possibilitou a utilização de painéis solares no espaço em 1958 (PORTAL SOLAR, 2022).

Em 1954, o químico Calvin Fuller, do Bell Laboratories, nos Estados Unidos, elaborou o processo de dopagem do silício, que deu origem à era moderna da história da energia solar. Além disso, Fuller compartilhou a sua descoberta com o físico Gerald Pearson, que desenvolveu melhorias ao experimento (PORTAL SOLAR, 2022).

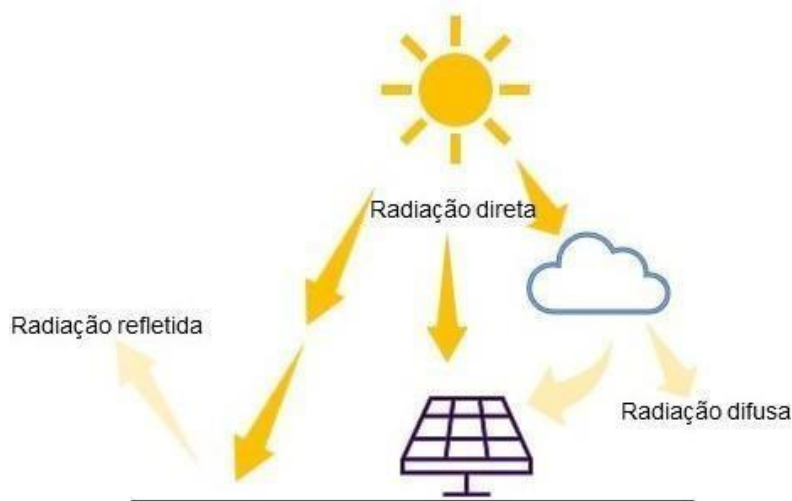
Já o início das utilizações de painéis solares ocorreu de modo surpreendente, em 1958, um painel de 1 W foi anexado ao satélite Vanguard I, que foi enviado ao espaço, para alimentar seu rádio na viagem. A partir disso, foram implementados os primeiros sistemas fotovoltaicos para residências, estabelecimentos e até mesmo para meios de transportes, como ônibus, navios e aviões.

Em 1994, O National Renewable Energy Laboratory (NREL), ou Laboratório Nacional de Energia Renovável em tradução livre, criou a primeira célula que concentra 180 sóis de GaInP/GaAs, ou gálio fosforeto de índio/arsenieto de gálio, tornando-se a primeira célula solar que superou em 30% a eficiência de conversão.

Pela primeira vez, a utilização de células solares de polisilício alcança o restante das tecnologias fotovoltaicas em 2006, com eficiência de 40%.

A energia fornecida pelo Sol à superfície terrestre se dá através da radiação eletromagnética, podendo ser direta, refletida ou difusa. (DIENSTMANN, 2009). A radiação solar direta é aquela advinda diretamente do Sol sem sofrer mudanças de direção, ou seja, a única interferência será a refração da atmosfera terrestre. Radiação refletida é aquela que dependerá da inclinação e das características do corpo. A radiação difusa é toda radiação que se submeteu a alteração de direção dos raios solares, ou seja, reflexão. A soma dessas componentes direta, difusa e refletida representa a irradiação global horizontal (IGH) (MESSENGER, 2010). Na figura 1 temos os componentes da IGH.

Figura 1: Componentes da Irradiação Global Horizontal.



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª ed. (2017).

Diariamente, o Sol envia à Terra uma proporção grande de energia, através da radiação solar, aproximadamente $1,5 \times 10^{18}$ kWh em um ano. Essa quantidade de energia equivale a 10 mil vezes o consumo de energia em todo o planeta durante o período (ANEEL, 2005). No entanto, para o adequado aproveitamento da energia solar, faz-se necessário conhecer a radiação e a insolação locais e os horários que ocorrem. Para isso, a radiação deve ser medida por meio dos pirômetros que registram a energia e a incidência sobre o hemisfério celeste. A duração da radiação é possível de ser mensurada por meio dos heliógrafos, que levantam a radiação considerando determinados períodos (DUTRA *et al.*, 2015).

Os impactos positivos e negativos devem ser observados na implantação de sistema de geração de energia solar fotovoltaica. Os sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, possui vantagens em relação aos sistemas convencionais de geração de energia elétrica, tais como (SILVA, 2014):

- Durabilidade, possui vida útil de aproximadamente 25 anos;
- Confiabilidade na geração de energia, diminuindo as falhas por interrupções de energia;
- Baixos níveis de poluição sonora;
- Baixo custo operacional e de manutenção;
- Possibilidade de autossuficiência de energia elétrica.

Os impactos negativos devem ser levados em consideração em sistema de geração de energia solar fotovoltaica, como:

- Valor de investimento alto;
- Dependendo da região onde será instalada o sistema de geração de energia solar, pode-se encontrar a carência de técnicos especializados em implantação e manutenção do sistema fotovoltaico;
- Geração de energia elétrica apenas durante o dia;
- Tecnologia dos módulos fotovoltaicos ainda apresentam uma baixa eficiência de conversão da irradiação solar em energia elétrica;
- Poluição ambiental devido ao descarte dos módulos fotovoltaicos e componentes.

2.2 Gerações das Células Fotovoltaicas

As células solares são responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica, este efeito é conhecido como efeito fotovoltaico. A célula fotovoltaica é composta basicamente por uma junção p-n, a qual quando submetida a exposição de luz solar gera uma corrente elétrica (IMHOFF, 2007). A diferença de potencial é observada na junção p-n do semicondutor, esse efeito fotovoltaico é gerado através da absorção da luz solar. A célula fotovoltaica não armazena energia elétrica, ela apenas mantém um fluxo de elétrons num circuito elétrico enquanto houver incidência de luz sobre a sua superfície (NASCIMENTO, 2014).

2.3 Potencial da Energia Solar no Brasil em Relação a outros Países

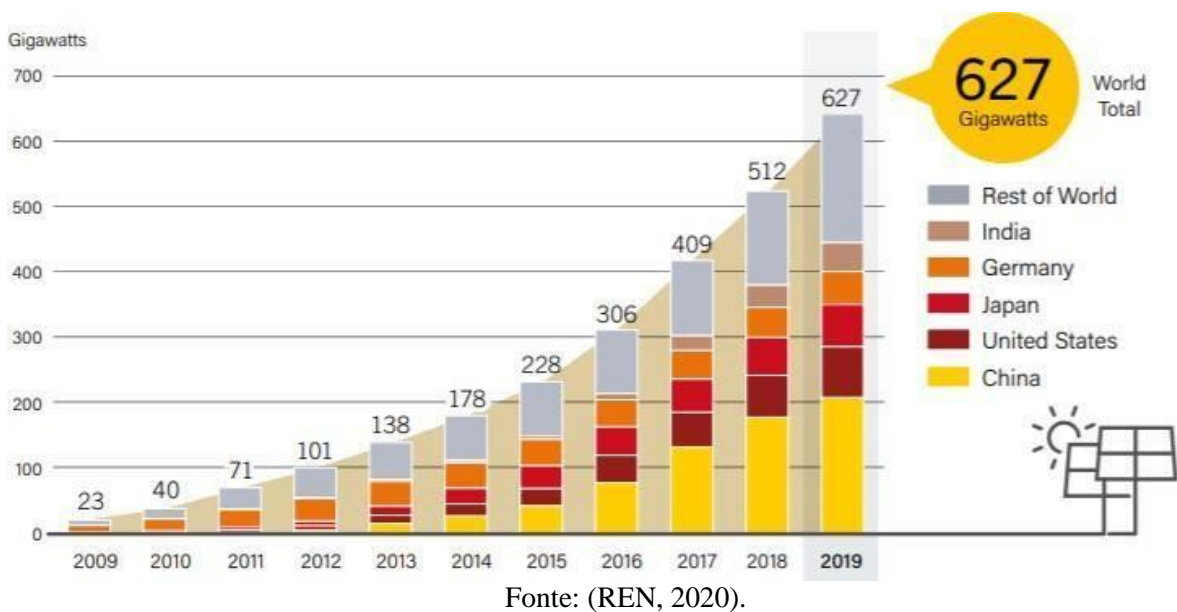
O Brasil possui um grande potencial para a geração de energia elétrica através da utilização da irradiação solar, por estar localizado próximo a linha do Equador. A posição geográfica do país, proporciona condições extremamente favoráveis para o aproveitamento de

fontes renováveis de energia (BEN, 2015). No entanto, países como a Alemanha, onde a irradiação solar é menor que no Brasil, é recordista em investimentos direcionados a energia fotovoltaica, buscando uma dependência cada vez menor por fontes não renováveis de geração de energia (FOUQUET, 2013).

Entre os líderes mundiais de capacidade instalada de energia solar, a China está em primeiro lugar com produção de 204 gigawatts (GW), em segundo lugar os Estados Unidos com 76 gigawatts (GW), terceiro lugar Japão 63 gigawatts (GW) e o quarto lugar Alemanha com 49 gigawatts (GW) (REN 21, 2020). O Brasil ocupa a 16ª posição com 6 gigawatts (GW) de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica (ABSOLAR, 2020).

No Brasil, a produção de energia a partir de fonte solar fotovoltaica ainda é muito pouco aproveitada no mundo, apenas 1,9% da eletricidade consumida mundialmente é advinda da geração solar. Contudo, a capacidade de geração de energia solar vem aumentando gradativamente nos últimos anos (REN 21, 2019). Na figura 3, podemos observar a evolução da capacidade global de geração de energia elétrica fotovoltaica de 2009 a 2019.

Figura 2: Evolução da Capacidade Solar Fotovoltaica Global de 2009 a 2019.



Algumas regiões brasileiras possuem níveis de irradiação solar consideravelmente altos, variando de 3500 kWh/m² a 6250 kWh/m². De acordo com os dados da Aneel, o estado de Minas Gerais lidera o ranking de potência fotovoltaica instalada no país, seguido por Rio Grande do Sul e São Paulo (DANTAS, 2020).

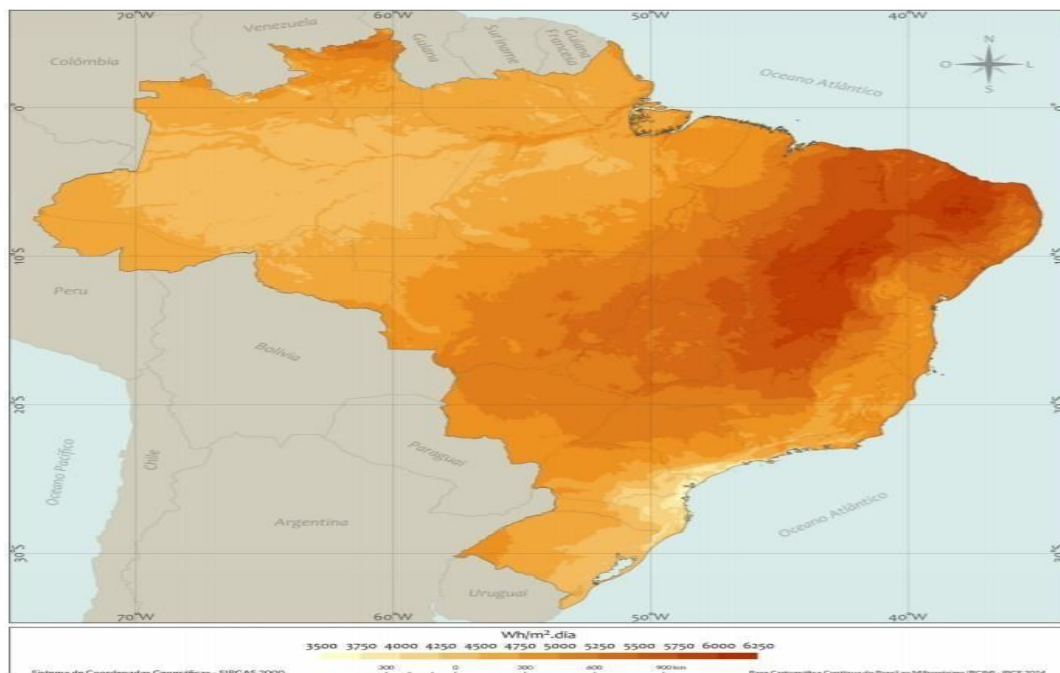
O grau de utilização e implantação da energia fotovoltaica em determinada região do Brasil está relacionado com a além da renda e com o valor da tarifa de energia elétrica cobrada pela distribuidora responsável pelo abastecimento de energia. Minas Gerais, por exemplo, figura entre os estados com a tarifa de energia mais cara do país (ANEEL, 2018). Esse fator, incentiva os consumidores a instalarem sistemas fotovoltaicos, visto que esse investimento terá um prazo de retorno mais curto.

De modo geral, a energia fotovoltaica vem ganhando cada vez mais força no Brasil, podendo se tornar uma das alternativas mais interessantes para a adaptação da matriz energética brasileira frente às mudanças climáticas esperadas no futuro.

O Atlas Brasileiro de Energia mostra a média anual de irradiação solar global incidente no território brasileiro. Esses dados foram coletados levando em consideração a irradiação que chega à superfície terrestre (PEREIRA *et al.*, 2017).

Verificando a distribuição da irradiação solar no mapa, figura 3, é possível observar que existem regiões com mais e outras com menos incidência de irradiação solar. Sendo que a região nordeste e centro oeste do país, possuem altos índices de irradiação solar, enquanto a região norte e o litoral dos estados do sul encontram-se as menores médias (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 3: Mapa da média anual de irradiação solar global incidente no território brasileiro



Fonte: PEREIRA *et al.*, 2017.

Mesmo com essa abundância de irradiação solar no território brasileiro, como descrito

anteriormente, o país ainda ocupa hoje uma posição no ranking de geração de energia solar atrás de países onde a incidência de radiação solar é menor.

2.4 Geração Distribuída

A geração a partir de sistemas solares fotovoltaicos é dividida em três grupos:

a) Geração Centralizada; b) Geração Isolada e c) Geração Distribuída.

A geração centralizada é caracterizada pela produção de energia a partir de fonte solar em larga escala e é disponibilizada no sistema elétrico através de linhas de transmissão. A geração isolada é definida quando há uma geração local de energia e serve para abastecimento em locais remotos e não conectadas a rede de distribuição de energia. Na geração distribuída, o sistema está conectado à rede pública de distribuição, junto à uma unidade consumidora, disponibilizando a energia gerada em excedente à rede. A geração distribuída ainda é dividida em micro e minigeração (ROSA; GASPARIN, 2016).

Micro e minigeração são definidos a partir dos seguintes critérios: até 75 kW é considerado microgeração e acima de 75kW até 5 MW será considerado minigeração, com uma observação para geração hídrica, que é considerada minigeração até 3 MW. A Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL, normatizou o método de compensação de energia elétrica produzida a partir do micro e da minigeração.

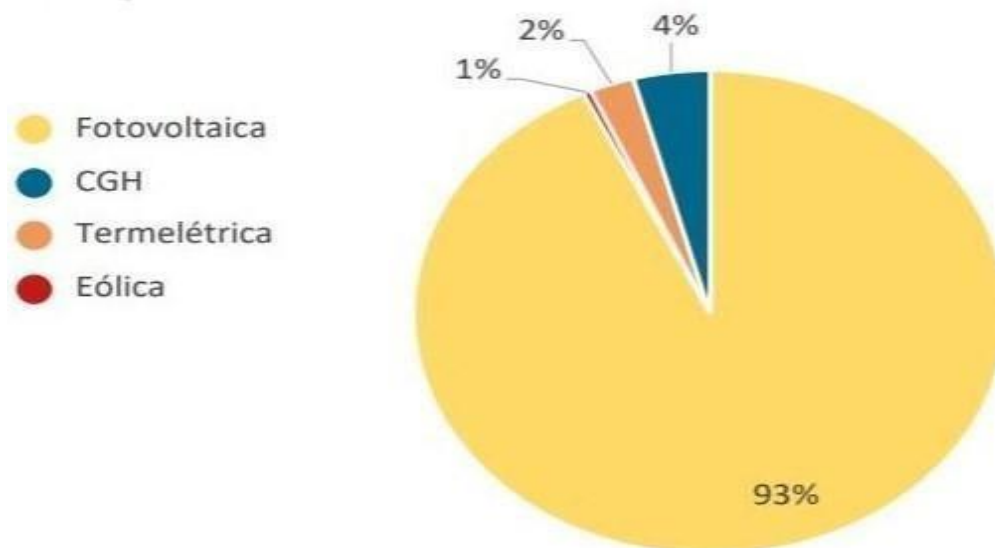
A geração distribuída (GD) é dividida em dois tipos de operações, sendo a geração (Off-grid) desconectada à rede e a (On-grid) conectada à rede. No Brasil, a Resolução Normativa 482/2012 definiu as condições gerais da geração distribuída, para o acesso de micro e minigeração distribuída e a compensação dos créditos junto às distribuidoras (ZILLES, 2016).

- Off-grid - sistemas isolados das redes de distribuição, que possuem baterias como dispositivo de armazenamento de energia (BORTOLOTO *et al.*, 2017).
- On-grid - são sistemas que não utilizam dispositivos de armazenamento de energia elétrica. Toda a potência gerada é consumida pela carga ou injetada na rede de distribuição (BORTOLOTO *et al.*, 2017).

Atualmente, a maior parte da energia elétrica gerada no Brasil na modalidade GD é originária da fonte fotovoltaica. Com um universo de 154.424 unidades consumidoras com GD com perspectivas para o ano de 2021 de 2 GW (ANEEL, 2019).

A figura 4 apresenta a expectativa de participação de cada fonte de GD para o ano de 2030 (EPE, 2020). A projeção da potência instalada fotovoltaica representa 93% do total de potência gerada na modalidade GD. Com isso, pode-se observar uma predominância dessa tecnologia no ambiente de GD no Brasil.

Figura 4: Projeção da capacidade instalada de GD por fonte em 2030.

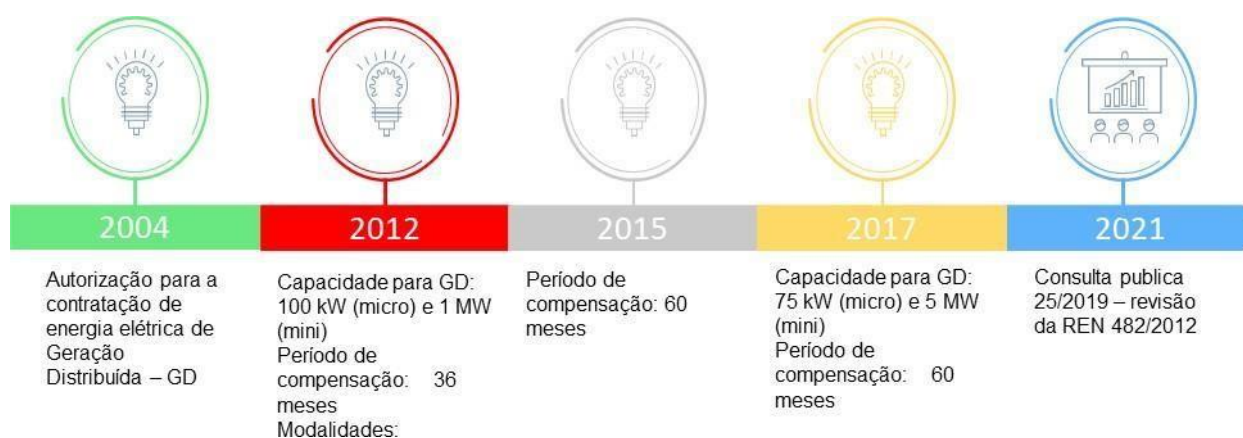


Fonte: (EPE, 2020)

A Geração distribuída (GD) no Brasil é um assunto relativamente novo, e foi introduzido no país pela Lei nº 10.848 de março de 2004, esta possibilitou a contratação por parte das distribuidoras de energia gerada por GD. O racionamento de energia elétrica ocorrido nos meados dos anos 2001 foi o que impulsionou a geração de energia elétrica através de fontes renováveis e a sua regulamentação. Apenas no ano de 2012 que a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 definiu a forma do sistema de compensação e os procedimentos de acesso para a micro e minigeração no sistema elétrico (NASCIMENTO, 2017). A REN 482/2012, além de definir alguns pontos para GD, teve também como objetivo reduzir a burocracia para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil, incentivando a GD através da compensação de energia do excedente gerado em até 36 meses. (JANNNUZI; MELLO, 2013).

No ano de 2015 a REN nº 687 estabeleceu alguns conceitos que possibilitou a GD alcançar maior número de consumidores, como exemplo, foi a possibilidade de GD em condomínios, modelo no qual a energia elétrica gerada é distribuída entre os próprios condôminos. Outro ponto importante foi o surgimento do modelo de geração compartilhada, aumentando a possibilidade de benefícios da GD (VILELA; SILVA, 2017).

A figura 5 ilustra as principais atualizações que a legislação para Geração Distribuída nos últimos anos.

Figura 5: Evolução da legislação de Geração Distribuída no Brasil.

Fonte: Solar, 2022

2.5 Marco Regulatório para a Conexão ao Sistema de Distribuição

Para a conexão do sistema fotovoltaico à rede de distribuição, existem algumas normas da distribuidora de energia elétrica da região onde se planeja realizar o projeto. Pode-se citar como exemplo algumas normas de referência, como:

- I. Resolução Normativa n° 414 de 9 de setembro de 2010, elaborada pela ANEEL.
- II. Resolução Normativa n° 482 de 17 de abril de 2012, elaborada pela ANEEL.
- III. PRODIST – Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica, elaborado pela ANEEL.
- IV. Normas técnicas da distribuidora Cemig - distribuição de Minas Gerais
- V. A Lei n. 14.300/2022.

É importante ressaltar que antes de qualquer implantação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede - SFCR, é necessário obter a autorização da distribuidora, a qual irá emitir o parecer de acesso. No caso de Minas Gerais é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. O parecer de acesso descreverá se o sistema, ao qual a unidade consumidora deseja se conectar, terá que passar por obras, reforço na linha de distribuição local ou até mesmo a troca de algum transformador, ou não precisará passar por obras.

A Cemig disponibiliza o fluxo dos procedimentos que deverão ser adotados para os interessados em conectar no seu sistema de distribuição. Os fundamentos técnicos do processo de acesso da MiniGD ao sistema de distribuição CEMIG estão detalhados nas seguintes normas:

ND 5.3 - Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão Rede de Distribuição Aérea ou Subterrânea.

ND 5.31 - Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao

Sistema de Distribuição da CEMIG D – Média Tensão.

ND 5.32 - Requisitos Para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição CEMIG – Conexão em Alta Tensão.

Essas normas foram desenvolvidas com base na regulação emitida pela ANEEL, em normas da ABNT e em normas internacionais, bem como em critérios e procedimentos da CEMIG, conforme determinado pela REN 414/2020, artigo 27.

2.6 Lei 14.300: Marco Legal da MMGD

A sanção do Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, como foi intitulada a Lei 14.300, garantiu para todas as unidades já existentes, ou que protocolarem acesso até 12 meses após publicação da mesma, a manutenção dos benefícios já obtidos até 2045. Além disso, definiu as regras que serão aplicadas durante e após a transição regulatória (SENADO, 2022).

Para Consumidores que protocolarem a solicitação de acesso após os 12 meses da publicação da Lei, ou seja, não tiverem Direito adquirido, o faturamento se dará da seguinte maneira:

- a) Geração junto à carga, Geração compartilhada, EMUC ou Autoconsumo menor que 500 kW, o faturamento terá cobrança gradual da TUSD fio B de acordo com a Figura 6 (BRASIL, 2022);

Figura 6: Cobrança gradual do fio B.

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

Fonte: Rubim (2022).

- b) Autoconsumo remoto acima de 500 kW ou Geração compartilhada em que um dos consumidores detenha 25% ou mais de participação dos créditos de energia, haverá cobrança da TUSD Fio B, 40% da TUSD fio A, TFSEE e P&D. Conforme Figura 7 (BRASIL, 2022).

Figura 7: Cobrança parcial dos componentes tarifários.

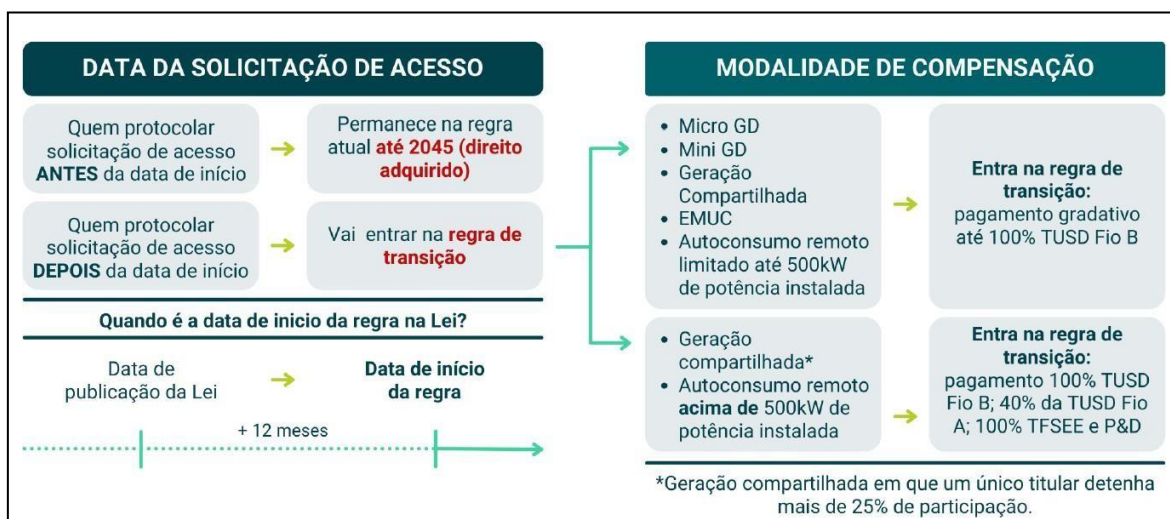
Autoconsumo Remoto > 500 kW G. Compartilhada quando um consumidor tiver 25% ou mais dos créditos	
2023 a 2028	2029 em diante (*)
100% da TUSD fio B + 40% da TUSD fio A + TFSEE + P&D	Nova regra

Fonte: Rubim (2022).

A partir de 2029, haverá cobrança de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, e serão abatidos os benefícios da GD à rede. A Aneel deverá valorar esses benefícios segundo as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (BRASIL, 2022).

O resumo das regras de transição é demonstrado na Figura 8.

Figura 8: Resumo das regras de transição impostas pela Lei 14.300.



Fonte: GREENER (2022).

A lei manteve o conceito de microgeração distribuída em concordância com a resolução da Aneel. Entretanto, houve alterações no texto para a definição de minigeração distribuída, conforme apresentado na Figura 9. Além disso, foi introduzido o conceito de Autoconsumo Local, em que a geração está junto a carga e o excedente de energia gerado é compensado na própria unidade consumidora (BRASIL, 2022).

Figura 9: Comparativo dos conceitos de micro e minigeração distribuída.

REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MGD)
Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW	Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW para as fontes despacháveis* e menor ou igual a 3MW para as fontes não despacháveis** .

Fonte: GREENER (2022).

A alteração no cálculo da demanda contratada para as unidades consumidoras com GD, foi mais uma conquista obtida para os consumidores com a Lei 14.300. Conforme o artigo 26 da lei, o faturamento da demanda se dará de acordo com a forma de utilização da energia, e não mais pela TUSD demanda. O descritivo dessa mudança é apresentado na Figura 10 (BRASIL, 2022).

Figura 10: Comparativo do faturamento de demanda.

REN 482/2012	Lei 14.300/2022 (Marco Legal MGD)
Para consumidores do Grupo A com Mini GD, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada é a TUSDdemanda (TUSDd): Demanda contratada (kW) x TUSDd* (R\$/kW) *TUSDdemanda (TUSDd): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada à Demanda Contratada	Para usinas geradoras de Mini GD remotas pertencente ao Grupo A, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada (MUSD**) passa a ser a TUSDinjeção*** : Demanda contratada (kW) x TUSDinjeção (R\$/kW) **MUSD: Montante de Uso do Sistema de Distribuição ***O valor da TUSDinjeção aplicável à Mini GD a ser definido pela ANEEL.

Fonte: GREENER (2022).

O pagamento do custo de disponibilidade foi alterado para todos os consumidores, seguindo as seguintes regras:

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

2022).

Outra prática comum no mercado é o faturamento por optante B, o mesmo não era citado na REN nº482 e com a sanção da Lei, esse modelo obteve maior segurança jurídica. Nessa modalidade as unidades consumidoras do grupo A, tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 KV, com geração local e potência nominal abaixo de 112,5 KVA podem ser faturadas como consumidores que recebem energia em tensão menor que 2,3 KV, denominados de Grupo B, eliminando o custo da demanda (BRASIL, 2022).

3. INDICADORES DE VIABILIDADE ECONÔMICA NA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR

Para a análise deste projeto foi utilizado o cálculo do Retorno descontado, *VPL*– *Valor Presente Líquido*, o *Payback* e a *TIR* – *Taxa Interna de Retorno*. Através destes indicadores é possível estabelecer o tempo necessário para se obter o retorno do investimento (ROSS et al., 2013). Quanto maior o retorno do investimento e sua atratividade, maior será a sua aceitação, com isso, a probabilidade de ocorrer o investimento aumenta.

O *retorno* descontado leva em consideração o conceito do valor do dinheiro no tempo, o período de investimento do capital e seu retorno, esses indicadores são capazes de demonstrar o tempo necessário para se obter o retorno do investimento (RIGO; CHEROBIM, 2002). Para o cálculo do *retorno* utiliza-se uma taxa de juros com uma rentabilidade mínima definida pelo investidor.

Após a análise do retorno do projeto, o investidor decidirá se efetua o desembolso para realização do projeto ou não, no entanto, deve-se observar que projetos que possuem retornos muito longos, é viável que o investidor observe as premissas (BREALEY, 2013).

O VPL é um método tradicional e eficiente na avaliação de projetos de investimento (SCHROEDER; SCHROEDER; COSTA; SHINODA, 2005). Para um investimento deve-se atualizar os valores do fluxo de caixa e confrontá-los com o valor do investimento (BLANK; TARQUIN, 2009).

Com isso, quando o valor do VPL > 0 (positivo), considera-se que o investimento será viável possuindo uma rentabilidade positiva, criando assim valor econômico, quando o VPL = 0 (igual a zero) mostra que não há perda de capital nem o ganho de valor econômico e caso o VPL < 0 (negativo) o investimento não é compensativo podendo haver uma perda de capital. Considerado um método simples e muito utilizado, o VPL é calculado pela fórmula expressa abaixo:

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

Onde:

TMA: Taxa mínima de atratividade;

F_c : Fluxo de caixa previsto;

t : Horizonte do empreendimento;

l : Custo do Investimento inicial.

A TIR – Taxa Interna de Retorno é um método que demonstra qual será o retorno do investimento, avaliando assim se o capital investido será remunerado. Esse método, TIR, indica qual será a taxa mínima de atratividade para o investimento (SOUZA; CLEMENTE, 2008).

O objetivo da TIR é encontrar uma taxa de juros, que ao ser utilizado no fluxo de caixa futuro, torna o VPL nulo ou positivo. Para um investimento ser considerado viável, de acordo com o TIR, a taxa interna de retorno obtida precisa ser superior ao retorno exigido (ASSAF; LIMA, 2014).

A expressão 2 apresenta como é calculado a TIR.

$$VPL \geq 0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_{c_t}}{(1+i)^t} - l \quad (2)$$

Onde:

i – Taxa interna de retorno;

F_{c_t} – Fluxo de caixa previsto;

t – Horizonte do empreendimento;

l – Custo do Investimento inicial.

3.1 Fator de Dimensionamento dos Inversores – FDI

Levando em consideração o alto custo do inversor, o cálculo do FDI torna-se uma ferramenta interessante para uma relação custo/benefício. Os inversores não tiveram uma redução de custo, ao contrário dos módulos fotovoltaicos que obtiveram uma redução de custo considerável nos últimos anos (CRESESB, 2014).

O FDI é a relação da potência nominal do inversor (W) e a potência de pico do gerador fotovoltaico (W_p), de acordo com a equação (3).

Onde:

FDI – Fator de dimensionamento do inversor;

$P_{N(W)}$ – Potência nominal de saída do inversor;

$P_{GF(Wp)}$ – Potência de pico do gerador fotovoltaico

$$FDI = \frac{P_{N(W)}}{P_{GF(Wp)}} \quad (3)$$

4. METODOLOGIA

A metodologia adotada para desenvolvimento deste trabalho contempla uma pesquisa de natureza descritiva através do estudo de caso.

Para avaliar os impactos financeiros foi utilizado o método comparativo, considerando os cenários regulatórios com aplicação da REN482 e da Lei 14300. O estudo de caso foi baseado nas normas e documentos regulatórios do setor de energia solar fotovoltaica. Para avaliação dos resultados da pesquisa, utilizou-se uma abordagem quantitativa e qualitativa.

O percurso metodológico adotado para desenvolvimento do trabalho foi, inicialmente, a definição das premissas do estudo para aproximação dos resultados de um sistema real. Para os procedimentos de dimensionamento do sistema fotovoltaico realizou-se uma simulação através do software PV*sol para estimar a geração de energia e, por fim um do estudo de viabilidade financeira..

4.1 Características das Plantas de Microgeração FVs

Considerando as regras de compensação, o caso escolhido para estudo foi: Microgeração cuja potência instalada é igual ou inferior a 75 KW.

4.2 Premissas de Análise

Foram adotadas as seguintes premissas:

- A. Estrutura do tipo fixa e módulos fotovoltaicos com inclinação de 15° orientados para o oeste geográfico;
- B. Na simulação, adota-se 1% de perdas ôhmicas, 2% de perdas de sujidade e 1,5% de perdas de indisponibilidade;
- C. Unidades Consumidoras bifásicas;
- D. Aplicação da tarifa B1 residencial para as unidades consumidoras e usinas de microgeração;
- E. Incidência de alíquota de PIS/COFINS 4,87%, e ICMS de 18%;
- F. Considera-se que toda a energia gerada será consumida, sem excedentes de energia;
- G. Bandeiras tarifárias e taxas de iluminação pública não foram considerados no custo da energia;
- H. Início da operação da Usina com a REN 482 e depois da vigência da Lei 14300.;
- I. Análise de fluxo de caixa para um período de 25 anos;
- J. Investimento inicial sem alavancagem no ano 0;

- K. Custos de Operação e Manutenção (O&M) estimados em 1% do investimento inicial (NAKABAYASHI, 2014);
- L. Reajuste tarifário conforme as projeções de IPCA (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022).

4.3 Dimensionamento e Simulação de Sistema Fotovoltaico

Foi realizado um dimensionamento básico do caso estudado por meio do software PV*Sol com o objetivo de simular a geração de eletricidade. Ao executar o software é necessário selecionar dentre as opções disponíveis, o sistema acoplado à rede. Em uma nova janela são solicitados os dados do projeto. Inicialmente deve-se inserir o local de instalação do sistema para obtenção dos dados meteorológicos, considerou-se a cidade de Teófilo Otoni-MG. Em seguida, é escolhida a base de dados meteorológicos Meteonorm 7.3. A partir disso, o software obtém dados de velocidade do vento, temperatura média e irradiância média referentes a coordenada escolhida.

Entre os parâmetros principais de simulação do software é necessário definir o tipo de instalação do sistema, orientação e inclinação dos módulos, adotados conforme alínea a do tópico 4.2. Na tela de entrada dos parâmetros do sistema no PV*Sol é possível selecionar o fabricante e potência dos módulos e inversores, dimensionar as *strings* e inserir a potência pico da usina. Por fim, são inseridos os percentuais de perdas considerados na alínea b. Na sequência executa-se a simulação, obtém-se os resultados de produção de energia, índice de performance e perdas em kWh.

4.4 Análise de Viabilidade Financeira

A análise financeira é feita por meio de uma planilha eletrônica no Excel. Inicialmente são consideradas as regras antigas referentes a REN n°482, em que não há cobrança de nenhuma componente tarifária na compensação da energia, logo a energia injetada é valorada com base no valor total da tarifa.

Os valores líquidos de cada componente da tarifa de energia da CEMIG- MG são obtidos em ANEEL (2022). Em seguida, são aplicados os impostos incidentes de acordo com a alínea e. Os valores dos componentes tarifários das parcelas TE e TUSD para a CEMIG-MG são expostos na Tabela 1:

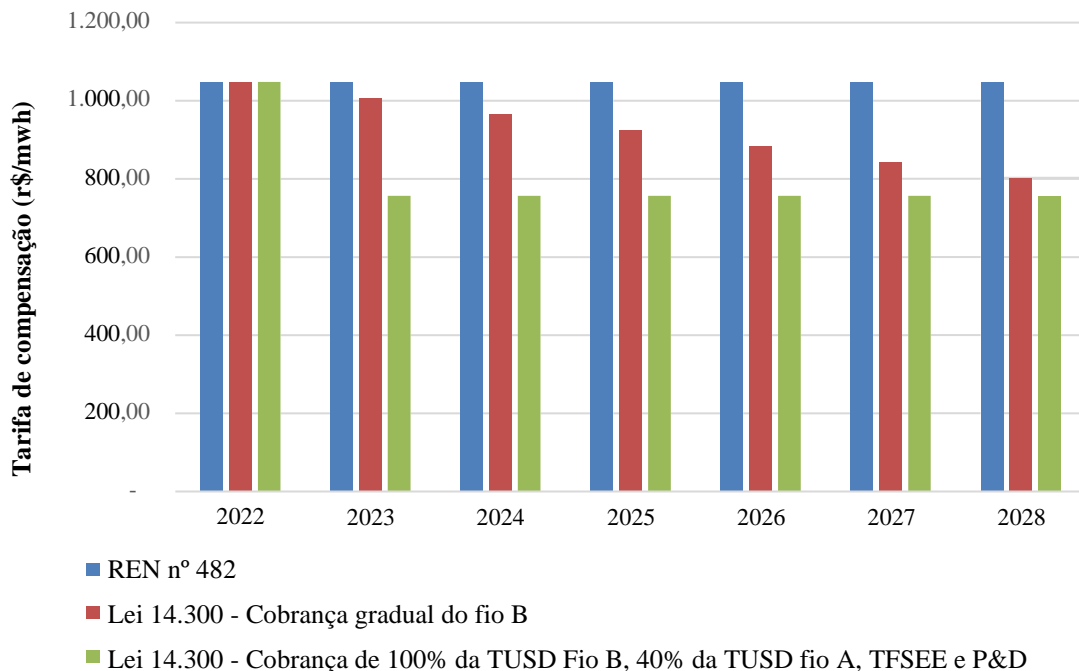
TARIFA	TE 44%	Encargos 3,4%
		Perdas 0,9%
		Energia 38,7%
		Transporte 1%
	TUSD 56%	Encargos 11,1%
		Perdas 7,1%
		Transporte 37,8%

Fonte: ANEEL, 2022; CEMIG, 2022.

Em seguida, é realizado o fluxo de caixa livre ao longo da vida útil dos projetos. As entradas do fluxo de caixa são representadas pela economia anual obtida com o projeto, calculada a partir do produto da geração de eletricidade anual e a tarifa de compensação do cliente.

Um comparativo das tarifas de compensação para os cenários da REN n° 482 e para a regra de transição da Lei 14.300 é apresentado no Gráfico 1.

Gráfico 1: Comparativo das tarifas de compensação.



Fonte: O próprio autor (2022).

As saídas do fluxo de caixa são calculadas pelos custos obtidos com a instalação do sistema. Em projetos FV, os principais custos são o capex (Capital Expenditure) e o O&M (Operação e Manutenção). Além disso, também devem ser considerados o custo de disponibilidade para usinas do grupo B, caracterizadas por UCs atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e carga instalada for igual ou inferior a 75 kW (RESOLUÇÃO NORMATIVA N.º 414/2010).

O capex é definido pelos gastos com compra de equipamentos e implantação da usina, incluindo todo investimento para início da operação da Usina. O valor do capex do caso em estudo é obtido a partir de estudos da Greener (2021) de acordo com a potência nominal de cada projeto. Os custos de O&M são incluídos a partir do início da operação e os necessários para manutenção do projeto, são estimados de acordo com a premissa da alínea *l* do item 4.2 e reajustados anualmente pela inflação. O capex é inserido no fluxo de caixa como saída no ano 0, e os custos de O&M nos demais anos de análise.

É importante destacar que a análise é feita do ponto de vista do projeto. Inseridas as entradas e saídas na planilha, calcula-se o valor da TIR, VPL e payback do projeto, que segundo Degen (1989) é o tempo necessário para que a empresa tenha o retorno do investimento inicial aplicado no empreendimento. Após obtenção dos resultados financeiros das regras de compensação da REN 482, é feito um novo fluxo de caixa com as regras implementadas com a Lei 14.300. Para verificar a viabilidade do investimento considerou-se a TMA igual à taxa Selic de 13,75% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022).

5. ANÁLISE DOS IMPACTOS FINANCEIROS DO MARCO REGULATÓRIO DE GD

Neste capítulo é apresentada uma análise financeira para cenários regulatórios considerando a REN 482 e o novo marco regulatório da GD, Lei 14.300, conforme o procedimento descrito no capítulo anterior.

5.1 Caso: Microgeração com Autoconsumo Local cuja Potência Instalada é Igual ou Inferior a 75 KW

O caso estudado se trata de uma usina cujo tamanho em m² é de 50.61, com sistema de 10,71 kWp de potência instalada, com geração junto à carga. Logo, parte da energia gerada é consumida simultaneamente, de acordo com o fator de simultaneidade de 11,36% adotado. Como premissa, considerou-se que a unidade consumidora é conectada em baixa tensão.

Na Tabela 3, são expostos os resultados obtidos no PV*Sol a partir de simulação, utilizando 21 módulos do fabricante Rising Solar com potência nominal de 510 Wp e inversor WEG de 9 kW.

Tabela 2: Dados do Sistema.

Potência nominal	Potência Pico	Produção do sistema
9 kW	10,71 kWp	14.160kWh/ano

Fonte: O próprio autor, 2022.

5.2 Análise do Caso para o Cenário da REN 482

A economia obtida pela energia injetada é valorada pelo preço da tarifa total do consumidor, assim como a economia proporcionada pela compensação da energia gerada.

O quadro 1 apresenta os dados de consumo de energia elétrica obtidos na fatura de energia elétrica, a qual é fornecida pela distribuidora de energia de Minas Gerais - CEMIG, a unidade consumidora bifásica.

Quadro 1: Consumo de energia elétrica para o período de janeiro a dezembro de 2021.

Residencial	
Bifásico	
3002252550	
Valor da tarifa:	R\$ 1,1230
Mês	kWh/m
Fev-21	133
jan-21	131
dez-21	144
dez-21	85
nov-21	95
out-21	126
set-21	112
ago-21	42
jul-21	30
jun-21	129
mai-21	112
abr-21	166
mar-21	79
Média	107
Acréscimo	1073
Total	1180

Fonte: elaborada pelo autor, 2022.

Após a análise dos dados de consumo, pode-se observar que a média de consumo para o ano de 2021 foi de 107 (kWh) por mês. Pode-se observar ainda que os meses de maior consumo correspondem ao mês de abril e dezembro, enquanto o de menor consumo foi o mês de Julho.

Quadro 2: Valores referente a Usina.

Valor do Investimento	R\$47.000,00
Preço da Eletricidade	R\$0,9100
Reajuste do Custo de Energia	8%
Geração Média kWh/mês	1.180 kWh
Geração Média kWh/ano	14.160 kWh
Economia Mensal Estimada	R\$1.073,80
Economia Anual Estimada	R\$12.885,60
Retorno do Investimento	3 anos
Preço kWh no Sistema Solar por 25 anos	R\$0,13

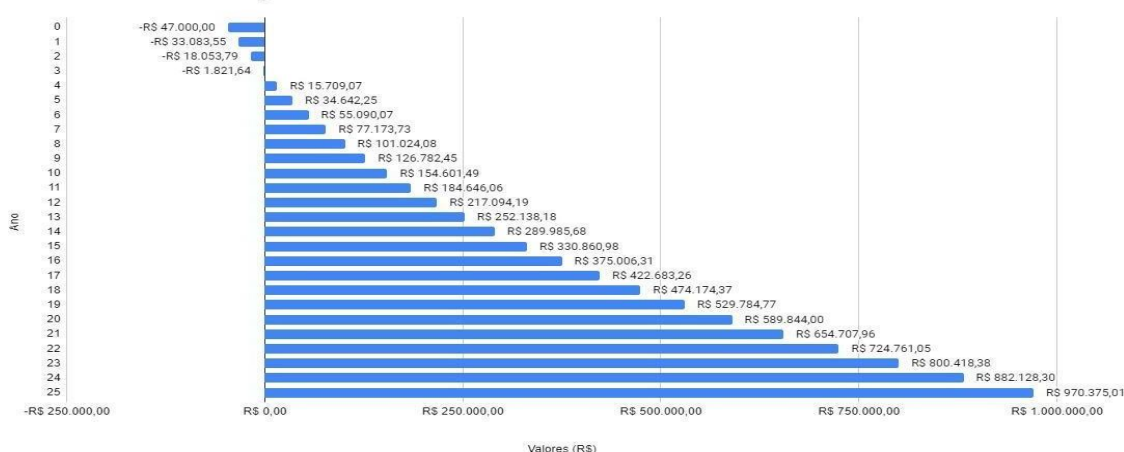
Fonte: elaborada pelo autor, 2022.

Pode-se observar no quadro 2 que o valor total do investimento será de R\$ 47.000,00 para uma capacidade total instalada de 10,71 kWp e produção mensal de 1180kWh. O preço do R\$/kWp será de aproximadamente de R\$ 4.388,42, o orçamento foi realizado de forma conservadora, pois, pesquisas apontam o custo R\$/kWp de aproximadamente R\$ 4.100,00 por kWp (Portal Solar, 2021).

O gráfico 2 e o gráfico 3, apresenta os parâmetros utilizados para análise da viabilidade econômica do projeto foram o TIR, VPL, e o payback. Aplicando uma taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC de juros anual de 13,75% a.a. como base. Com isso, foi obtido um VPL positivo de R\$128.853,94 e uma TIR de 38%, indicando assim que o projeto é viável economicamente.

Gráfico 2: Valores acumulados ao longo de 25 anos.

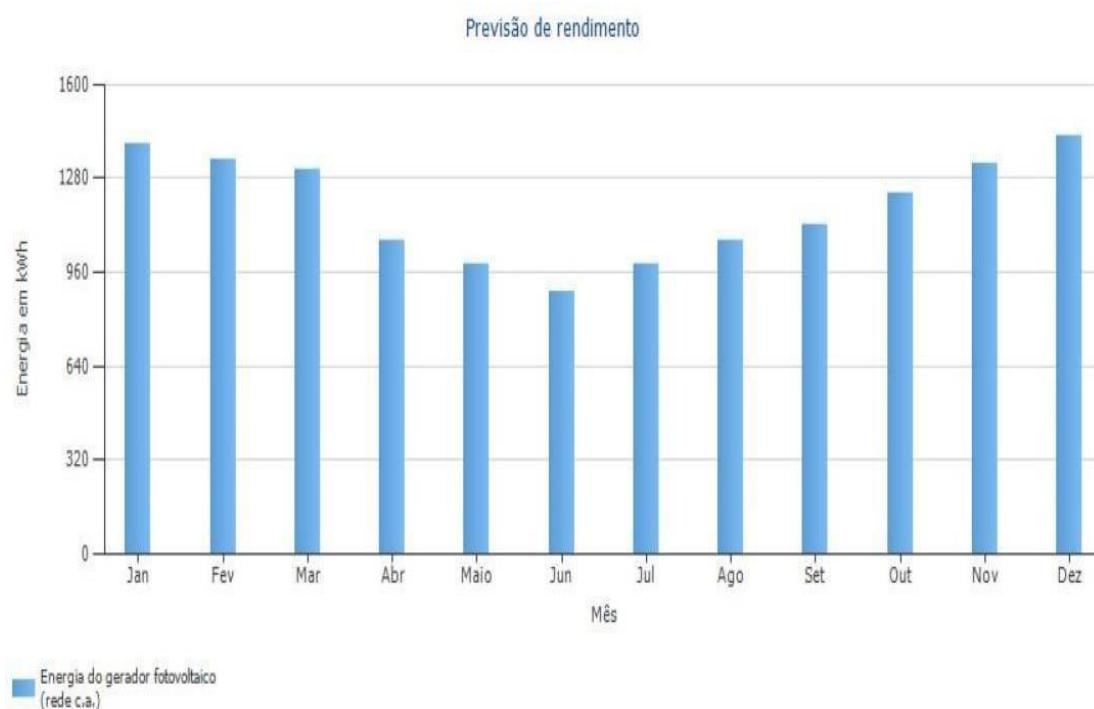
Valores acumulados ao longo de 25 anos



Fonte: elaborada pelo autor, 2022.

5.3 Análise Financeira

Gráfico 3: Previsão de Rendimento



Fonte: elaborada pelo autor, 2022.

Para o cenário da REN 482 obteve-se uma tarifa de compensação igual à tarifa de consumo e há a cobrança do custo de disponibilidade do padrão. No cenário da Lei 14.300, devido à cobrança gradual do fio B, a energia que é injetada produz uma receita menor que a energia consumida instantaneamente.

Como resultado da análise financeira (anexo A), no cenário da REN 482, o cálculo do *payback* descontado foi realizado para 25 anos, que é o tempo de garantia do modelo de painel fotovoltaico escolhido para o projeto, assim o tempo de retorno do investimento é de 4 anos e 2 meses e a TIR é 38%, que conforme Pilão e Hummel (2003) a TIR permite descobrir a remuneração do investimento em termos percentuais. Encontrar a TIR de um investimento é constatar o percentual preciso da remuneração do investimento.

5.4 Análise do Caso para o Cenário da Lei 14.300

De acordo com as novas regras impostas pela Lei 14.300, parte da energia que é injetada na rede sofre cobrança gradual do Fio B a partir de 2023. Já a fração da geração da energia simultânea produz uma receita financeira de acordo com a tarifa integral do consumidor. Nesse

caso não há cobrança do custo de disponibilidade e os valores de investimento inicial e O&M são os mesmos. As principais características da usina são apresentadas no quadro 3.

Quadro 3: Principais características da usina.

Valor do Investimento	R\$47.000,00
Tamanho da Usina	10,71 kWp
Número de Placas	21
Tamanho da Usina m ²	51,03 m ²
Preço da Eletricidade	0,9100
Reajuste do Custo de Energia	8,00%
Geração Média kWh/mês	1.180 kWh
Geração Média kWh/ano	14.160 kWh
Economia Mensal Estimada	R\$1.033,82
Economia Anual Estimada	R\$12.405,88

Fonte: elaborada pelo autor, 2022.

5.5 Payback descontado - Tempo de Recuperação do Investimento

Como resultado da análise financeira (anexo A) considerando o valor do kWh no sistema solar por 25 anos de R\$0,13, o período em que o projeto recupera o valor inicial investido é de 4 anos e 4 meses e 23 dias com a TIR de 36%. Abaixo apresenta o gráfico com o retorno financeiro para os cenários considerando a vida útil da usina de 25 anos, respectivamente.

Gráfico 4: Retorno financeiro.



Fonte: elaborada pelo próprio autor, 2022.

5.6 Análise dos Resultados do Caso

Após obtenção dos resultados financeiros utilizando as regras da REN 482 (anexo A), é feito um novo fluxo de caixa com as regras da Lei 14.300 (anexo B). Para verificar a viabilidade do investimento considerou-se a TMA igual à taxa Selic de 13,75% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022).

Para o cenário da REN 482 obteve-se uma tarifa de compensação igual à tarifa de consumo e considerou-se a cobrança do custo de disponibilidade do padrão. No cenário da Lei 14.300, devido à cobrança gradual do fio B, a energia que é injetada produz uma receita menor que a energia consumida instantaneamente.

Como resultado da análise financeira, no cenário da REN 482 o payback do projeto é de 4 anos e 2 meses e a TIR é 38%. Já para a análise da Lei 14.300, o payback descontado calculado é de 4 anos, 4 meses e 23 dias, com a TIR de 36% e o VPL de R\$121.515,94. A nova regra de compensação para o caso estudado provoca uma redução de 2% na TIR, porém o projeto é atrativo, tendo em vista que a TMA (13,75%) é menor que o TIR.

6. CONCLUSÃO

O desenvolvimento do presente trabalho possibilitou uma análise de investimento e viabilidade econômica da implantação de microgeração de energia fotovoltaica residencial, uma melhor compreensão da Lei 14.300 e como será a taxação da energia solar fotovoltaica excedente gerada e injetada na rede de energia, para os clientes que adquirirem usinas a partir de janeiro de 2023 destacando para a cobrança do FIO B, que necessita de investimentos e manutenção por parte das distribuidoras de energia.

Para analisar os impactos da Lei 14300 e a viabilidade de projetos de energia solar residencial de microgeração com autoconsumo local, realizou-se um estudo de caso comparativo do retorno do investimento com a implantação do novo marco regulatório.

A análise do fluxo de caixa para os cenários da REN nº482 e da Lei 14.300 permitiu comparar os valores de TIR e payback no caso estudado. A partir dos resultados obtidos, conclui-se que o caso de microgeração para o cenário da Lei 14.300 apresenta um aumento de 2 meses e 23 dias do payback.

Concluiu-se que a implementação da Lei 14.300 apresentará impactos financeiros, todavia a atratividade do investimento será mantida, mesmo com o retorno do investimento em maior tempo, pois com o excedente injetado na rede sendo cobrado a taxa do Fio B a depender da energia gerada e consumida, não altera consideravelmente o seu investimento.

Assim, o estudo de caso deste trabalho pode servir como referência para consumidores residenciais interessados em pequenos sistemas de geração fotovoltaico conectados à rede, e que desejam saber o tempo de retorno do investimento e a rentabilidade anual desses sistemas frente às taxas de retorno mais comuns no mercado de capitais.

Como sugestão de pesquisas futuras propõe-se a realização de uma nova análise a partir da implementação da nova regulamentação e seus impactos.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL (Brasil). **Conta de luz sobe mais que o dobro da inflação no mercado cativo**. 2022. Disponível em: <https://abraceel.com.br/blog/2022/01/conta-de-luz-sobe-mais-que-o-dobro-da-inflacao-no-mercado-cativo/>. Acesso em: 23 jun. 2022.

ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR**. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 10 jun. 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução homologatória nº 3.025**, de 19 de abril de 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc//reh20223026ti.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>. Acesso em: 07 mar. 2022.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012: **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL**. 2018. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR++SRD+-+Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>. Acesso em: 12 abr. 2022.

ANEEL - **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica 2ª edição**. 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeracao+Distribuida++2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: 06 maio 2022.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Focus Relatório de Mercado de 18 de março de 2022**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em: 18 de março de 2022.

BRASIL. Assembleia Legislativa. Constituição (2022). **Lei nº 14.300**, de 07 de janeiro de 2022. Lei 14.300. Distrito Federal, Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 10 fev. 2022.

BRIGHT STRATEGIES. **O que esperar da Revisão da REN 482?** 2020. Disponível em: https://barbararubim.com.br/wpcontent/uploads/2020/05/Ebook_REN482_BarbaraRubim.pdf. Acesso em: 04 maio 2022.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Sancionado o PL 5.829/2019 que institui o Marco Legal da MMDG**. 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 15 jun. 2022.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico**. 2021. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategicogeracao-distribuida-2021-mercado-fotovoltaico-2-semester/>. Acesso em: 15 jun. 2022.

MEYER, M. **O que esperar da atual revisão normativa da geração distribuída?** 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-esperar-da-atual-revisao-normativa-da-geracao-distribuida/>. Acesso em: 06 maio 2022.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 106 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014. Disponível em: https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde26012015141237/publico/Dissertacao_Renny_vfinal.pdf. Acesso em: 23 jun. 2022.

NETO, J. *et al.* **ESTUDO DOS IMPACTOS NA VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA A PARTIR DOS IMPACTOS NA REVISÃO DA NORMA SOBRE A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018. 2020.

PEREIRA, E. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2017. 2ª Edição. Disponível em: https://cenariosolar.editorabrasilenergia.com.br/wpcontent/uploads/sites/8/2020/11/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_compressed.pdf. Acesso em: 23 jun. 2022.

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

SENADO, A. **Lei institui marco legal da micro e minigeração de eletricidade**. 2022. Disponível em: [https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-micro-minigeracaodeenergia/#:~:text=O%20presidente%20Jair%20Bolsonaro%20sancionou,sexta%2Dfeira%20\(7\)](https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-micro-minigeracaodeenergia/#:~:text=O%20presidente%20Jair%20Bolsonaro%20sancionou,sexta%2Dfeira%20(7)). Acesso em: 22 mar. 2022.

SILVEIRA, C. *et al.* **Avaliação do Desempenho e Estudo da Viabilidade financeira da Geração Distribuída por Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA NO AMBIENTE CONSTRUÍDO, p. 1184-1192, 2018.

ANEXO A

Apresenta o valor do investimento, o fluxo de caixa para a implantação do projeto e o retorno financeiro – REN 482.

Anos	Custo – Energia Elétrica (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Desc. (R\$)	Retorno Financeiro (R\$)
0	0,91	-	- 47.000,00	- 47.000,00
1	0,98	13.916,45	12.234,24	- 33.083,55
2	1,06	15.029,76	11.615,80	- 18.053,79
3	1,15	16.232,15	11.028,64	- 1.821,64
4	1,24	17.530,71	10.471,14	15.709,07
5	1,34	18.933,18	9.941,83	34.642,25
6	1,44	20.447,82	9.439,27	55.090,07
7	1,56	22.083,66	8.962,13	77.173,73
8	1,68	23.850,35	8.509,10	101.024,08
9	1,82	25.758,37	8.078,97	126.782,45
10	1,96	27.819,04	7.670,58	154.601,49
11	2,12	30.044,57	7.282,84	184.646,06
12	2,29	32.448,13	6.914,69	217.094,19
13	2,47	35.043,99	6.565,16	252.138,18
14	2,67	37.847,50	6.233,29	289.985,68
15	2,89	40.875,30	5.918,20	330.860,98
16	3,12	44.145,33	5.619,04	375.006,31
17	3,37	47.676,95	5.335,00	422.683,26
18	3,64	51.491,11	5.065,32	474.174,37
19	3,93	55.610,40	4.809,27	529.784,77
20	4,24	60.059,23	4.566,17	589.844,00
21	4,58	64.863,96	4.335,35	654.707,96
22	4,95	70.053,09	4.116,20	724.761,05
23	5,34	75.657,33	3.908,13	800.128,30
24	5,77	81.709,92	3.710,57	882.128,30
25	6,33	88.246,71	3.523,01	970.375,01

ANEXO B

Apresenta o valor do investimento, o fluxo de caixa para a implantação do projeto e o retorno – Lei 14300.

Anos	Custo – Energia Elétrica (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo de Caixa Desc. (R\$)	Retorno Financeiro (R\$)
0	0,91	-	-47.000,00	-47.000,00
1	0,98	12.880,26	11.323,31	-34.119,74
2	1,06	14.470,22	11.183,36	-19.649,51
3	1,15	15.627,84	10.618,05	-4.021,67
4	1,24	16.878,07	10.081,31	12.856,40
5	1,34	18.228,31	9.571,71	31.084,71
6	1,44	19.686,58	9.087,86	50.771,29
7	1,56	21.261,51	8.628,48	72.032,80
8	1,68	22.962,43	8.192,31	94.995,22
9	1,82	24.799,42	7.778,20	119.794,64
10	1,96	26.783,37	7.385,01	146.578,02
11	2,12	28.926,04	7.011,70	175.504,06
12	2,29	31.240,13	6.657,27	206.744,19
13	2,47	33.739,34	6.320,75	240.483,53
14	2,67	36.438,49	6.001,24	276.922,01
15	2,89	39.353,56	5.697,88	316.275,58
16	3,12	42.501,85	5.409,85	358.777,43
17	3,37	42.902,00	4.800,69	404.679,42
18	3,64	49.574,16	4.876,75	454.253,58
19	3,93	53.540,09	4.630,23	507.793,67
20	4,24	57.823,30	4.396,17	565.616,97
21	4,58	62.449,16	4.173,95	628.066,13
22	4,95	67.445,09	3.962,96	695.511,22
23	5,34	72.840,70	3.762,63	768.351,92
24	2,77	78.667,96	3.572,43	847.019,88
25	6,33	84.961,39	3.391,85	931.981,27

ANEXO C

Análise da Taxação Lei 14.300			
Anos	Taxação	FIO B Ano	FIO B Mês
0	4,2%	R\$521,05	R\$43,42
1	8,4%	R\$1.081,94	R\$90,16
2	12,6%	R\$1.823,25	R\$151,94
3	16,8%	R\$2.625,48	R\$218,79
4	21%	R\$3.544,39	R\$295,37
5	25,2%	R\$4.593,54	R\$382,79
6	25,2%	R\$4.961,02	R\$413,42
7	25,2%	R\$5.357,90	R\$446,49
8	25,2%	R\$5.786,53	R\$482,21
9	25,2%	R\$6.249,45	R\$520,79
10	25,2%	R\$6.749,41	R\$562,45
11	25,2%	R\$7.289,36	R\$607,45
12	25,2%	R\$7.872,51	R\$656,04
13	25,2%	R\$8.502,31	R\$708,53
14	25,2%	R\$9.182,50	R\$765,21
15	25,2%	R\$9.917,10	R\$826,42
16	25,2%	R\$10.710,47	R\$892,54
17	25,2%	R\$11.567,30	R\$963,94
18	25,2%	R\$12.492,69	R\$1.041,06
19	25,2%	R\$13.492,10	R\$1.124,34
20	25,2%	R\$14.571,47	R\$1.214,29
21	25,2%	R\$15.737,19	R\$1.311,43
22	25,2%	R\$16.996,16	R\$1.416,35
23	25,2%	R\$18.355,86	R\$1.529,65
24	25,2%	R\$19.824,32	R\$1.652,03
25	25,2%	R\$21.410,27	R\$1.784,19

Fluxo de Caixa Lei 14.300			
Anos	Preço da Eletricidade	Economia Anual	Retorno Financeiro
0	0,91	-	-R\$ 47.000,00
1	0,98	R\$12.880,26	-R\$ 34.119,74
2	1,06	R\$14.470,22	-R\$ 19.649,51
3	1,15	R\$15.627,84	-R\$ 4.021,67
4	1,24	R\$16.878,07	R\$ 12.856,40
5	1,34	R\$18.228,31	R\$ 31.084,71
6	1,44	R\$19.686,58	R\$ 50.771,29
7	1,56	R\$21.261,51	R\$ 72.032,80
8	1,68	R\$22.962,43	R\$ 94.995,22
9	1,82	R\$24.799,42	R\$ 119.794,64
10	1,96	R\$26.783,37	R\$ 146.578,02
11	2,12	R\$28.926,04	R\$ 175.504,06
12	2,29	R\$31.240,13	R\$ 206.744,19
13	2,47	R\$33.739,34	R\$ 240.483,53
14	2,67	R\$36.438,49	R\$ 276.922,01
15	2,89	R\$39.353,56	R\$ 316.275,58
16	3,12	R\$42.501,85	R\$ 358.777,43
17	3,37	R\$45.902,00	R\$ 404.679,42
18	3,64	R\$49.574,16	R\$ 454.253,58
19	3,93	R\$53.540,09	R\$ 507.793,67
20	4,24	R\$57.823,30	R\$ 565.616,97
21	4,58	R\$62.449,16	R\$ 628.066,13
22	4,95	R\$67.445,09	R\$ 695.511,22
23	5,34	R\$72.840,70	R\$ 768.351,92
24	5,77	R\$78.667,96	R\$ 847.019,88
25	6,23	R\$84.961,39	R\$ 931.981,27

ANEXO D

Tela de visualização pós-configuração no PV*Sol.

Modelagem do sistema na visualização 3D ✎ Editar



Quantidade de áreas cobertas	2
Número de módulos	21
Quantidade de inversores	1
Potência do gerador fotovoltaico	10,71 kWp

[Verificar a configuração](#)



Tipo de sistema 3D, Sistema fv conectado à ...
 Dados climáticos Teófilo Ottoni - LG, BRA
 Intervalo da simulação 1 h
 Rede c.a. 127 V, 2-físico, cos φ = 1
 Limitação da potênci... Não

Modelagem 3D

Potência total 10,71 kWp
 Área do módulo LG 01-Área de montagem d...
 Dados dos módulos VERTEX TSM-510-DE18M.0...
 Fabricante Trina Solar
 Número de módulos 15
 Potência do gerador... 7,65 kWp
 Inclinação 14°
 Orientação 268°
 Situação de montag... Paralelo ao telhado - boa ve...
 Área do módulo LG 01-Área de montagem d...

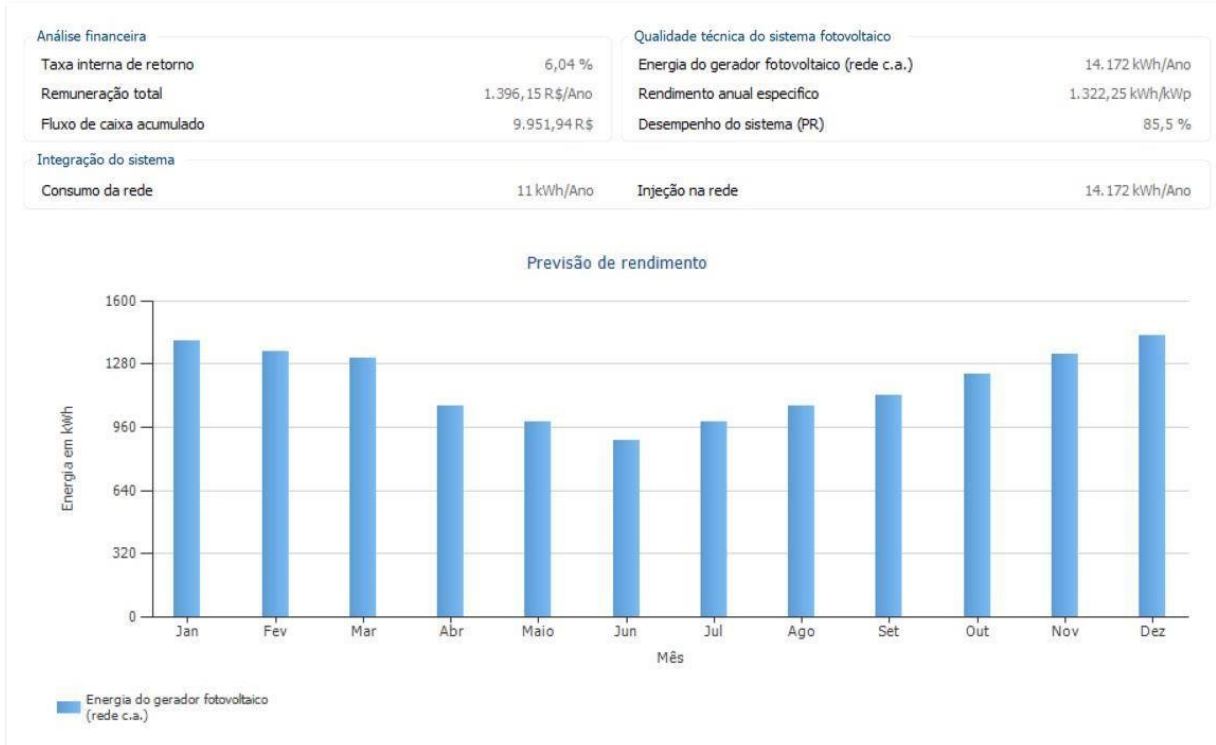
Configuração

Potência total 9 kW
 Área do módulo LG 01-Área de montagem d...
 Inversor 1 SIV200G M090 W0 - WEG
 Quantidade 1
 Fabricante FoxESS
 PMP 1: 1 x 7
 PMP 2: 1 x 7
 PMP 3: 1 x 1 + 1 x 6
 Fator dimensionam... 119 %

Vista Água Oeste do telhado no modelo 3D (PV*Sol).



Estimativa de geração mensal através do PV*Sol.



Parte inferior da água Oeste do telhado.



