



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA - UNB  
FACULDADE UNB GAMA - FGA  
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

DANILO RIBEIRO TOSTA

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA BASEADA NA PROJEÇÃO DO  
IMPACTO DA LEI 14.300/2022 PARA AS REGIÕES ADMINISTRATIVAS DO  
DISTRITO FEDERAL

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dra. Paula Meyer  
Soares

BRASÍLIA, DF  
2023

DANILO RIBEIRO TOSTA

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA BASEADA NA PROJEÇÃO DO  
IMPACTO DA LEI 14.300/2022 PARA AS REGIÕES ADMINISTRATIVAS DO  
DISTRITO FEDERAL

**Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao curso de graduação  
de Engenharia de Energia da  
Universidade de Brasília, como  
requisito parcial para obtenção do  
título de Bacharel em Engenharia de  
Energia.**

**Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dra. Paula Meyer  
Soares**

BRASÍLIA, DF

2023

## **CIP – Catalogação Internacional da Publicação\***

Tosta, Danilo Ribeiro.

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA BASEADA NA  
PROJEÇÃO DO IMPACTO DA LEI 14.300/2022 PARA AS  
REGIÕES ADMINISTRATIVAS DO DISTRITO FEDERAL -  
Brasília: UnB, 2023. 82 p. :il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) Universidade de Brasília  
Faculdade do Gama, Brasília, 2023. Orientação: Paula Meyer  
Soares

1. Sistema Fotovoltaico 2. Energia Solar. 3. Distrito Federal 4.  
Lei nº14.300 I. Soares, Paula M.  
CDU Classificação



**REGULAMENTO E NORMA PARA REDAÇÃO DE RELATÓRIOS DE  
PROJETOS DE GRADUAÇÃO FACULDADE DO GAMA - FGA**

**Danilo Ribeiro Tosta**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 24/07/2023 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

**Prof.<sup>a</sup> Dra. Paula Meyer Soares - UnB/ FGA**  
Orientador

---

**Prof. Antonio Paulo de Hollanda Cavalcante - UFC**  
Membro Convidado

---

---

**Prof.<sup>a</sup> Andrea Cabello – UnB/FACE**  
Membro Convidado

BRASÍLIA, DF

2023

"Mesmo que a vida pareça difícil,  
há sempre algo que você pode  
fazer para ter sucesso nela"  
(Stephen Hawking)

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais, Marisa e Edmar, que desde cedo me ensinaram o valor da educação para se entender o mundo e que me mostraram, com muita paciência e amor, que não há limites para a busca de um sonho, para se querer sempre mais da vida e ser feliz. Agradeço também a minha avó Araci e a minha irmã Marcela, por sempre acreditarem em mim, mesmo quando eu já duvidava, durante essa caminhada. Vocês são meus maiores exemplos de pessoas e contribuíram na formação do meu caráter. Obrigada por terem fé em mim e orgulho da minha trajetória.

Agradeço aos meus colegas que, de alguma maneira, me encorajaram (ou distraíram!) ao longo desses anos de Graduação.

Agradeço também ao meu orientador e a todos os professores e corpo docente da FGA, que auxiliaram na minha formação, pelo apoio, conhecimento, conteúdo ensinado e orientações precisas durante todo o projeto de pesquisa.

## RESUMO

A busca por fontes renováveis de energia tem sido tema nas principais discussões realizadas por especialistas, diante da crescente preocupação com sustentabilidade e do medo do esgotamento das fontes energéticas. Essa procura se torna ainda mais importante pela limitação das fontes não renováveis e de sua prejudicialidade<sup>1</sup> ao meio ambiente, já que as fontes renováveis – como as energias solar, eólica e hidráulica – podem se regenerar em um curto período de tempo. A energia gerada pelo sol constitui uma fonte inesgotável, tanto de calor quanto de luz, e seu aproveitamento vem ganhando muito espaço na atualidade visto que, apesar de um custo de instalação alto, esse custo se paga ao longo dos anos, gerando economia de longo prazo. Este estudo busca analisar os possíveis impactos econômicos na conta de energia daqueles consumidores que optaram por esse tipo de geração de energia (sistemas fotovoltaicos) em regiões administrativas economicamente distintas do Distrito Federal, com base em dados de irradiação solar e consumo mensal de energia (kWh), tendo em vista a vigência da Lei nº 14.300/2022 no dia 07 de janeiro de 2023. Isso porque, em geral, a implantação de um sistema fotovoltaico resulta na economia mensal de energia elétrica, implicando em redução de custos; essa economia pode estar ameaçada – no estudo observou-se que a nova lei possibilitou a instalação de sistemas fotovoltaicos onde antes não era economicamente viável, porém é necessário prosseguir estudos de longo prazo para avaliar a viabilidade e os benefícios desse sistema de geração de energia. Além disso, é recomendada a criação de uma política pública para garantir que todos tenham acesso a esse tipo de energia.

**Palavras - chaves:** Sistema Fotovoltaico, Energia Solar, Distrito Federal, Lei nº 14.300

---

<sup>1</sup> Prejudicialidade. Substantivo feminino. 1. Característica do que é prejudicial. 2. DIREITO questão prévia, ger. de direito civil, levantada no curso de ação penal, que tem por objeto elemento constitutivo do delito, cuja averiguação determine a incompetência do juízo criminal e a conseqüente suspensão do processo [Ocorre, via de regra, em questões referentes a estado de pessoas ou família, tais como anulação de casamento, reconhecimento de filiação etc.].

## **ABSTRACT**

The pursue for renewable energy sources has been the theme in the main discussions carried by specialists, in face of the growing concern about sustainability and the fear of the energy sources running out. This search becomes even more important due to the non-renewable sources limitations and it's environmental harmfulness, since the renewable sources - such as solar energy, wind energy and hydropower – can regenerate themselves in a short period of time. The energy generated by the sun is an inexhaustible source of both heat and light, and its use is gaining a lot of space nowadays since, despite a high installation cost, this cost pays for itself over the years, generating long-term savings.

This study seeks to analyze the possible economic impacts on the energy bill of those consumers who opted for this type of energy generation (photovoltaic systems) in economically distinct administrative regions of the Federal District, based on irradiation of solar energy and monthly energy consumption (kWh), in view of the implementation of the Law No. 14,300/2022 in January 7th 2023. That's because, in general, the implementation of a photovoltaic system results in monthly savings in electricity, resulting in cost reduction; this economy may be threatened – in the study it was observed that the Law allowed the installation of photovoltaic systems where it was not economically viable before, but it's necessary to continue long-term studies to assess the viability and the benefits of this power generation system. In addition, it is recommended to create a public policy to ensure that everyone has access to this type of energy.

**Keywords:** Photovoltaic system, Solar Energy, Federal District, Law No. 14.300/2022

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> – Incidência de Radiação Solar na Terra	5
<b>Figura 2</b> – Movimento de Translação da Terra e suas Estações	5
<b>Figura 3</b> – Tipos de radiação solar	7
<b>Figura 4</b> – Piranômetro fotovoltaico	8
<b>Figura 5</b> – Pireliômetro	8
<b>Figura 6</b> – Mapa Mundial de Irradiação Solar Global	9
<b>Figura 7</b> – Evolução Da fonte Solar Fotovoltaica no Brasil	10
<b>Figura 8</b> – Oferta Interna de Energia 2021-2022	11
<b>Figura 9</b> – Funcionamento do Sistema On Grid	13
<b>Figura 10</b> – Funcionamento do Sistema Off Grid	15
<b>Figura 11</b> – Funcionamento do Sistema Híbrido	16
<b>Figura 12</b> – Sistema Interligado Nacional	17
<b>Figura 13</b> – Total diário de Irradiação Global Horizontal – Brasil	20
<b>Figura 14</b> – Paine solar JA modelo JAM72S30-550/MR	23
<b>Figura 15</b> – Microinversor HOYMILES modelo HMS-1800-4T	25
<b>Figura 16</b> – Estrutura da Tarifa de Energia	30
<b>Figura 17</b> – Regiões Administrativas do DF	36
<b>Figura 18</b> – Modelagem 3D no PVSOL	47

## LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1</b> – Matriz Elétrica Brasileira 2021	18
<b>Gráfico 2</b> – Matriz Elétrica Mundial 2019	18

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Especificações do Módulo Solar modelo JAM72S30-550/MR	23
<b>Tabela 2</b> – Especificações do Microinversor HOYMILES modelo HMS-1800-4T	25

## LISTA DE QUADROS

<b>Quadro 1</b> – Desvios percentuais de irradiação global horizontal por região federativa - Brasil (2023)	21
<b>Quadro 2</b> – Regiões Administrativas, Data de Reconhecimento, Área, População e Renda Média	37
<b>Quadro 3</b> – Consumo Médio por tipo de Ligação das Regiões Administrativas do DF	39
<b>Quadro 4</b> – Cálculo da Energia Diária para cada Região	41
<b>Quadro 5</b> – Cálculo da Quantidade de Módulos Fotovoltaicos Teóricos	42
<b>Quadro 6</b> – Cálculo da Potência do Sistema Teórico Necessário para cada Região	43
<b>Quadro 7</b> – Área Total dos Módulos	44
<b>Quadro 8</b> – Cálculo da Quantidade de Módulos Fotovoltaicos	45
<b>Quadro 9</b> – Cálculo da Potência do Sistema Real Necessário para cada Região	46
<b>Quadro 10</b> – Área Total dos Módulos	47
<b>Quadro 11</b> – Orçamento dos Sistemas Fotovoltaicos	48
<b>Quadro 12</b> – Cálculo do Payback	49
<b>Quadro 13</b> – Economia Mensal considerando o Sistema Tarifário Antigo	53
<b>Quadro 14</b> – Payback considerando o Sistema Tarifário Antigo	54
<b>Quadro 15</b> – Economia Mensal considerando o Sistema Tarifário Novo	55
<b>Quadro 16</b> – Payback considerando o Sistema Tarifário Novo	55
<b>Quadro 17</b> – Análise de Economia Mensal considerando o Sistema Tarifário Antigo	57
<b>Quadro 18</b> – Payback considerando o Sistema Tarifário Antigo	58
<b>Quadro 19</b> – Análise de Economia Mensal considerando o Sistema Tarifário Novo	58
<b>Quadro 20</b> – Payback considerando o Sistema Tarifário Novo	59

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BRASCAN	Brasil Canadá Ltda – empresa de gestão de ativos alternativos
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DF	Distrito Federal
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	International Energy Agency
GEE	Gases de Efeito Estufa
kW	Kilowatt ou Quilowatt
kWh	Kilowatt-hora ou Quilowatt-hora
MW	Megawatt
OMM	Organização Meteorológica Mundial
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
Proinfa	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado
TE	Tarifa de Energia
THS	Tarifas Horo-Sazonais
TUSD	Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso de Sistema de Transmissão

# Sumário

INTRODUÇÃO .....	1
1 OBJETIVOS .....	3
1.1 OBJETIVO GERAL .....	3
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
2 PARTE I – ASPECTOS CONCEITUAIS E TEÓRICOS .....	4
2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	4
2.1.1 FONTE DE ENERGIA: SOL .....	4
2.1.1.1 IRRADIAÇÃO E SEUS TIPOS .....	6
2.1.1.2 SISTEMAS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA: ON GRID, OFF GRID E HÍBRIDO .....	11
2.1.3 PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	16
2.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	19
2.2.1 ANÁLISE DA FONTE SOLAR .....	19
2.2.2 ANÁLISE DO CONSUMO .....	21
2.2.3 ANÁLISE DE MÓDULOS .....	22
2.2.4 ANÁLISE DO INVERSOR .....	24
2.2.5 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS CONECTADOS AO INVERSOR .....	27
2.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NAS REGIÕES ADMINISTRATIVAS .....	27
3 PARTE II – ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL ..	29
3.1 LEI 14.300/2022 .....	33
4 PARTE III - ESTUDO DE CASO – REGIÕES ADMINISTRATIVAS DO DF .....	36
4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	40
5 PARTE IV – ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA CADA REGIÃO ADMINISTRATIVA .....	48
5.1 RESULTADOS DA DISCUSSÃO .....	56
6 METODOLOGIA .....	61
7 CONCLUSÃO .....	63
8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	66

## **INTRODUÇÃO**

A produção e o consumo de energia são imprescindíveis à sobrevivência humana, motivo pelo qual a busca por fontes renováveis tem sido o principal tema nas discussões realizadas por especialistas, que levam em consideração a preocupação com o esgotamento das fontes energéticas, a sustentabilidade do planeta e o impacto econômico em sua utilização. Alguns fatores influenciam negativamente no potencial de geração de recursos energéticos por dificultarem sua disponibilidade, como o aquecimento global, a degradação do meio ambiente e a legislação vigente.

A procura por alternativas de geração de energia é importante uma vez que as fontes de energia não renováveis são prejudiciais ao meio ambiente, limitadas e geram custos. Assim, é necessário definir uma política de sustentabilidade no segmento de energia para garantir um bom desenvolvimento de um país.

A fonte solar expandiu seu uso em 82,4% em relação a 2022. Na matriz elétrica brasileira as fontes renováveis têm uma expressiva participação de 87,2%. (BEN, 2023)

Esse avanço das fontes renováveis no país está relacionado ao compromisso do país diante das questões climáticas, uma vez que o Brasil é um dos países signatários do Acordo de Paris, cujo acordo envolve a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) até 2050 e a adoção de medidas que ampliem o uso de fontes renováveis na matriz energética.

Diante do exposto acima, a busca por energia renovável, em especial a energia solar, ocupa um protagonismo, sobretudo quando se compara os custos de geração por fonte.

Nos últimos sete anos, o custo da energia hidroelétrica e a inflação foram díspares. A tarifa residencial das contas de luz, por exemplo, foi ajustada em 114%, diferentemente da inflação acumulada no período, que foi de 48%. (Abraceel, 2023).

Apesar da disparidade de custo de geração entre uma fonte de energia e outra, o uso da fonte solar no contexto de geração distribuída continua avançando e ocupando lugar de honra. Em 2023 a potência instalada atingiu chegará a 34 GW, um aumento de 43% em relação ao ano de 2022. (ABSOLAR, 2023)

E é dentro desse contexto que o referido trabalho se diferencia dos demais, uma vez que pioneiramente analisará as mudanças decorrentes da estrutura de tarifa imposta pela Lei 14.300/22, que entrou em vigor a partir de 7 de janeiro de 2023. Além disso, analisará os impactos que estas alterações terão sobre o consumo dos usuários das 33 Regiões Administrativas economicamente distintas do DF.

O trabalho divide-se em quatro partes. A primeira parte aborda os aspectos conceituais e teóricos; dentre eles sobre a geração de energia solar fotovoltaica, panorama elétrico brasileiro e o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Na segunda parte são abordados os aspectos regulatórios da geração distribuída no Brasil englobando a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) - essa tarifa cobre os custos com os fios, os postes, transformadores e outros equipamentos utilizados para levar a energia para os consumidores - e a Lei nº 14.300/2022. A terceira parte é composta pelo estudo de caso das regiões administrativas do DF, incluindo o cálculo da energia média consumida, as potências dos sistemas fotovoltaicos necessários e o dimensionamento da quantidade de módulos necessários para o efetivo funcionamento do sistema fotovoltaico. E, finalmente, a quarta parte é a análise da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos para cada região administrativa, incluindo o custo de cada sistema e o cálculo de Payback considerando o sistema tarifário novo e o antigo baseado na Lei nº 14.300/2022.

# **1 OBJETIVOS**

## **1.1 OBJETIVO GERAL**

O objetivo do presente trabalho é analisar o impacto da Lei 14.300/2022, com destaque para o ressarcimento do Fio B no consumo de eletricidade dos usuários das Regiões Administrativas do Distrito Federal.

## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Apresentar a Lei 14.300/2022 e principais pontos que poderão impactar futuramente no consumo de eletricidade dos usuários das Regiões Administrativas do Distrito Federal;
- Detalhar a partir de um estudo técnico e de engenharia hipotéticos tais impactos da Lei 14.300/2022 observando o perfil de consumo das Regiões Administrativas do DF;
- Elaborar estudo econômico comparativo do consumo de eletricidade antes e depois da Lei 14.300/2022, observando as mudanças incorridas pela taxaçoão do uso do fio.

## **2 PARTE I – ASPECTOS CONCEITUAIS E TEÓRICOS**

### **2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

#### **2.1.1 FONTE DE ENERGIA: SOL**

A energia gerada pelo sol constitui uma fonte inesgotável, tanto de calor quanto de luz, e seu aproveitamento é uma das melhores alternativas sustentáveis. A energia fornecida pelo sol para a Terra é de  $1,5 \times 10^{18}$  kWh, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial. (CRESESB, 2006)

Inicialmente, para compreender como ocorre a geração de energia elétrica a partir da energia solar, é necessário que sejam discutidos aspectos como a variação da radiação solar incidente causada pelo eixo imaginário da Terra, sua forma, o movimento de translação e as estações do ano.

Os locais da Terra recebem diferentes quantidades de radiação solar ao longo do ano por conta do seu formato esférico. A radiação solar se concentra mais nas regiões próximas à linha do equador; em contrapartida, as regiões mais afastadas recebem menos radiação solar. Também é possível chegar a essa conclusão, analisando a latitude. A quantidade de radiação solar é inversamente proporcional ao aumento da latitude, ou seja, quanto maior a latitude menor é a quantidade de radiação, pois a distância entre o sol e a superfície da terra é grande. Já quanto menor a latitude, menor será a distância do sol à superfície da Terra, logo a quantidade de radiação será maior.

Outra grande influência para a radiação solar são as estações do ano e o movimento de translação da Terra. Sabe-se que o movimento de translação é elíptico; logo, durante as diferentes estações do ano, a Terra se encontra a diferentes distâncias do sol, resultando em quantidades diferentes de radiação solar.

Como dito anteriormente, os movimentos de rotação e translação da Terra alteram a quantidade de radiação solar que chega em determinado ponto da superfície, sendo essas alterações diárias e sazonais, respectivamente. O movimento de translação forma um plano elíptico com o Sol sendo um de seus focos, incluindo também o Equador do Sol. Além disso, sabe-se que o eixo da Terra é inclinado em relação ao plano elíptico do movimento de translação, formando um ângulo de aproximadamente  $23^\circ$ , como visto na

Figura 1. Tal ângulo corresponde a separação angular entre o plano do Equador da Terra e o plano do movimento elíptico. (MEDEIROS, 2020)

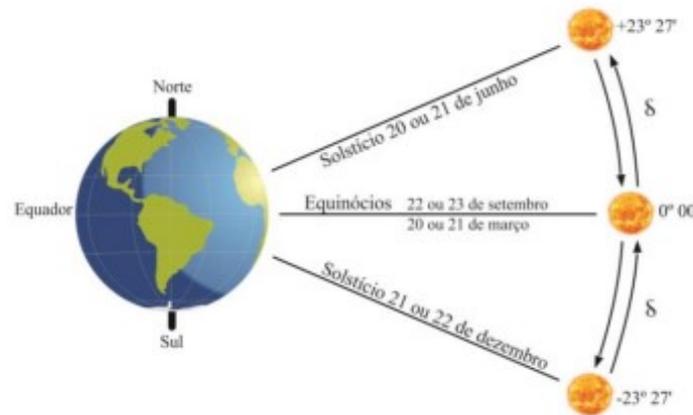


Figura 1 – Incidência de Radiação Solar na Terra. Fonte: GEOMETRIA SOL-TERRA: REVISÃO DIDÁTICA COM ÊNFASE NO HEMISFÉRIO SUL E DIRECIONADA PELA ABNT NBR 10899:2013 (Artigo apresentado no VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2020)

Os níveis de irradiância variam ao longo do ano calendário. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), os períodos de Primavera e Verão constituem os períodos em que os níveis de irradiância são mais intensos para a região do Centro-Oeste. Isso se deve ao deslocamento do eixo imaginário da Terra estar mais próximo do Sol. (Figura 2)



Figura 2 – Movimento de Translação da Terra e suas Estações. Fonte: (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017)

Na Figura 2, observa-se o movimento elíptico de translação da Terra, responsável pela mudança das estações e também da variação da incidência da radiação solar. Além disso, no movimento elíptico, durante o Equinócio de Outono e o Solstício de Inverno, o planeta Terra se encontra mais distante do Sol, recebendo menos radiação solar do que no Equinócio de Primavera e no Solstício de Verão, no qual se encontra mais próximo ao Sol.

### **2.1.1.1 IRRADIAÇÃO E SEUS TIPOS**

A radiação solar é uma inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia. (CRESESB, 2006)

Em se tratando sobre a conversão de uma energia em outra, umas das possibilidades é a conversão de energia solar em energia elétrica através do chamado efeito fotovoltaico, que é possível com o auxílio de células fotovoltaicas. Estas são componentes eletrônicos que realizam a conversão da radiação solar em energia elétrica.

Se fosse possível converter toda a radiação solar em elétrica, seria obtido o equivalente a 10.000 vezes do consumo mundial, o que provavelmente extingiria os problemas com abastecimento de energia elétrica, porém, isso não é possível. (CRESESB, 2006)

Nem toda a radiação chega à superfície terrestre. A radiação solar é uma radiação eletromagnética que se propaga a uma velocidade de 300.000 km/s e possui aspectos ondulatórios. Ou seja, a radiação solar se comporta como uma onda eletromagnética e, dependendo do meio material, pode ser refletida, transmitida ou absorvida. (CRESESB, 2006)

Segundo Vianello & Alves (1991), a radiação solar é dividida em três tipos:

- Radiação Solar Direta;
- Radiação Solar Difusa;
- Radiação Solar Global.

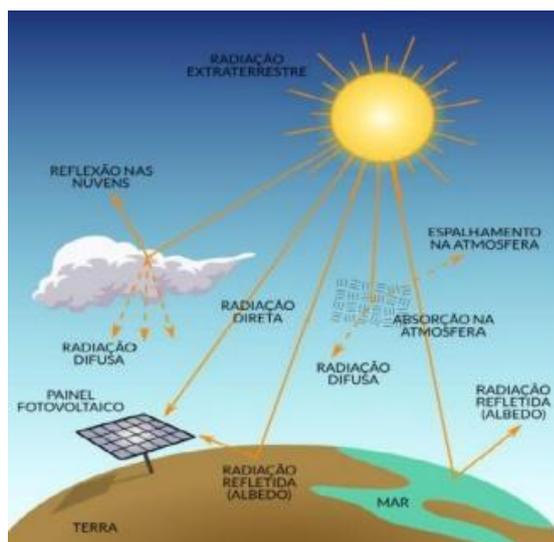


Figura 3 – Tipos de radiação solar. Fonte: (Tiepolo et al, 2017)

A radiação solar direta é aquela que não sofre nenhuma perda pelos efeitos atmosféricos, podendo ser horizontal ou normal na superfície terrestre. A radiação solar difusa chega à superfície após sofrer alterações pelos efeitos atmosféricos, e por último, tem-se a radiação global que é a soma da radiação direta mais a radiação difusa em um determinado local.

A medição da radiação solar, tanto a componente direta como a componente difusa, na superfície terrestre é de grande importância para o estudo da influência das condições climáticas e atmosféricas. (CRESESB, 2006) Dessa maneira, pode-se analisar uma região de forma precisa e garantir o melhor aproveitamento para sistemas fotovoltaicos, já que a radiação solar sofre variações durante o ano.

Normas estabelecidas pela Organização Mundial de Meteorologia, a OMN, determinam limites para quatro tipos de instrumentos, que são divididos em instrumentos de referência ou padrão, instrumentos de primeira, segunda e terceira classe; as medições padrões são as da radiação global e difusa e as medições de referência analisam a radiação direta.

A respeito dos instrumentos, podemos citar o piranômetro, que mede a radiação global de duas maneiras: medindo o valor instantâneo da energia solar através do diferencial de potência sofrido pela expansão, provocada pela diferença de temperatura de duas superfícies, ou utilizando uma célula fotovoltaica - este é mais utilizado por se tratar de um equipamento mais barato.



Figura 4 – Piranômetro fotovoltaico. Fonte: (Pinho; Galdino, 2014)

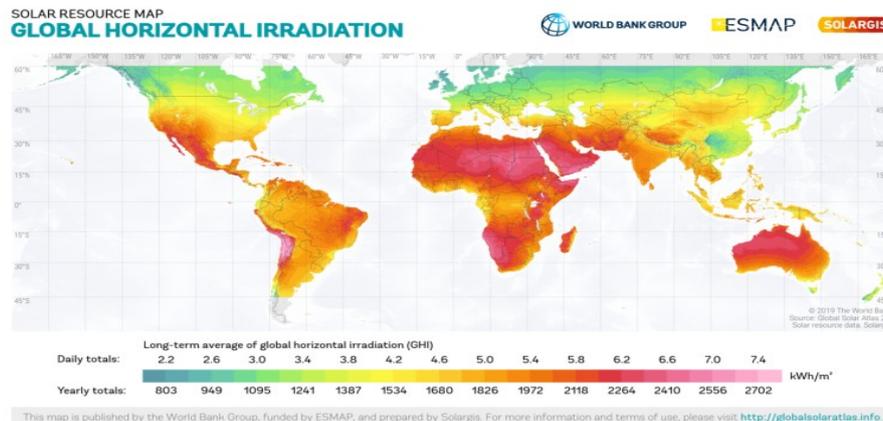
Temos também o pireliômetro, utilizado para medir a radiação direta. A luz solar atinge uma termopilha através de uma janela; convertendo calor em sinal elétrico e, por meio de uma fórmula, a tensão do sinal é convertida, obtendo-se o valor da radiação direta.



Figura 5 – Pireliômetro. Fonte: (Pinho; Galdino, 2014)

Com a utilização desses equipamentos é possível realizar a medição em qualquer região, no entanto para se ter uma boa precisão da radiação ao longo do ano, é necessário realizar a aferição por longos períodos durante todos os meses. Hoje em dia, com o avanço tecnológico pode-se realizar esse estudo meteorológico com o auxílio de

satélites em qualquer região do planeta. Contando com essa facilidade, foi possível a criação de sites que disponibilizam um mapa de radiação solar em qualquer região do planeta, tal como o Solargis.



**Figura 6 – Mapa Mundial de Irradiação Solar Global. Fonte: (SolarGis, 2019)**

Com as informações do mapa de radiação global, é possível realizar um estudo de viabilidade de geração de energia em qualquer região do mundo e avaliar a factibilidade da instalação de um sistema fotovoltaico no local. Para a realização de tal estudo, é necessário a análise de radiação global, visto que esta contabiliza todos os tipos de radiação solar (direta + difusa). Podemos observar no mapa que as regiões próximas à linha do equador são as que apresentam maiores níveis de radiação global, devido à menor distância do sol à superfície terrestre. Logo, as regiões próximas à linha do equador são melhores para a produção de energia fotovoltaica.

De acordo com os dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, ABSOLAR, é crescente o uso e a expansão da fonte solar no Brasil. Seja ela distribuída ou centralizada.

A potência instalada durante o período de 2022 a maio/2023 expandiu-se de 17.950 MW para 21.184 MW em geração distribuída. A geração centralizada também expandiu-se de 2.423 MW para 9.431 MW. (ABSOLAR, 2023) Esse crescente avanço da geração distribuída no país deve-se a maturidade tecnológica alcançada assim como os incentivos voltados para o uso dessa.



**Figura 7 - Evolução Da fonte Solar Fotovoltaica no Brasil (2023) Extraído de: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>**

O Balanço Energético Nacional de 2023 apresenta esse impulso da fonte solar de forma expressiva pós-pandemia. O quadro abaixo mostra a evolução e comparativo com as demais fontes de energia no Brasil. (EPE, 2023)

A geração solar fotovoltaica atingiu 30,1 TW como dito anteriormente, cuja expansão em relação ao ano anterior foi de 79%. (EPE, 2023)

Esse avanço da geração solar fotovoltaica é uma realidade no país. Em função da Resolução Normativa no 482/12 e do barateamento de componentes necessários para montagem de sistemas de geração fotovoltaica, foi possível observar um crescimento exponencial de unidades desta natureza.

No ano de 2012, o Brasil possuía 7 MW de potência fotovoltaica instalada, no entanto, em julho de 2022, esse número passou a ser 17.468 MW de potência instalada, dos quais 69% correspondem à modalidade de geração distribuída. Analisando a participação por classe de consumo da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica, observa-se que o setor residencial é responsável por 47,3% dos 12.007,9 MW instalados, seguido do setor comercial e de serviços (30,8%), rural (13,6%), industrial (7,0%) e outros (1,3%) (ABSOLAR, 2023).

## Oferta Interna de Energia 2021-2022

Fonte (Mtep)	2021	2022	Δ% 22/21
<b>RENOVÁVEIS</b>	<b>136,5</b>	<b>143,6</b>	<b>5,2%</b>
Biomassa da cana	49,4	46,7	-5,5%
Energia hidráulica <sup>1</sup>	33,2	37,8	14,0%
Lenha e carvão vegetal	27,4	27,3	-0,5%
Eólica	6,2	7,0	12,9%
Solar <sup>2</sup>	2,37	3,6	51,5%
Lixívia e Outras renováveis	17,8	21,1	18,3%
<b>NÃO RENOVÁVEIS</b>	<b>166,7</b>	<b>159,5</b>	<b>-4,3%</b>
Petróleo e derivados	103,6	108,1	4,3%
Gás natural	40,2	31,7	-21,2%
Carvão mineral	16,9	14,0	-17,5%
Urânio (U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	3,9	3,9	-1,0%
Outras não renováveis	2,0	1,9	-6,2%

Figura 8 - Oferta Interna de Energia 2021-2022. Extraído de: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2023\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf). Acesso em 02/08/2023

Em suma, o uso da fonte solar no Brasil é crescente, seja pela oferta interna de energia abundante que o país possui ou pelo arcabouço regulatório que vem sendo gestado e concluído de tal modo que a população possa de fato acessar cada vez mais o seu uso para a geração de energia elétrica.

### 2.1.2 SISTEMAS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA: ON GRID, OFF GRID E HÍBRIDO

A ideia da possibilidade de conversão da energia solar em energia elétrica surgiu pela primeira vez em 1839, quando Edmond Becquerel constatou que, quando exposta a luz, havia diferença de potencial nos extremos de uma estrutura composta por material semicondutor. O segundo momento aconteceu em 1876, quando, a partir do resultado de estudos de estruturas em estado sólido, foi confeccionado o primeiro aparato fotovoltaico. E em 1956, seguindo o desenvolvimento da microeletrônica, foi iniciada a produção industrial desse aparato. (CRESESB, 2006)

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos vêm sendo amplamente utilizados, impactando a sociedade para além dos efeitos ambientais ao possibilitar a realização de

projetos sociais e agropastoris. Isso porque o sistema fotovoltaico possui algumas facilidades, tais como, baixo custo de manutenção e vida útil longa, apesar do grande custo de investimento inicial.

Um sistema fotovoltaico pode ser composto por módulos fotovoltaicos, inversores/microinversores, uma unidade de controle e uma de armazenamento. Essa configuração pode mudar de acordo com a necessidade do usuário.

Um sistema fotovoltaico pode ser classificado em três categorias: sistema on-grid, sistema off-grid e sistema híbrido.

Quando usado o sistema on-grid, o usuário faz uso da energia que está sendo gerada e injeta o excedente na rede, durante o dia, utilizando energia da concessionária à noite. Já no sistema off-grid, como não está conectado a rede, os dispositivos de armazenamento são utilizados para suprir o consumo do usuário no período da noite. No sistema híbrido, o usuário faz uso da energia que está sendo gerada e quanto à energia excedente, primeiro preenche os dispositivos de armazenamentos e depois joga na rede, durante o dia, utilizando a energia da concessionária à noite. Semelhante ao funcionamento de sistema on-grid, mas quando ocorre uma queda de energia na rede, os dispositivos de armazenamento fazem com que o usuário continue tendo energia por um período.

Com relação ao funcionamento e aos dispositivos de cada tipo de sistema, no on-grid, o sistema é composto por módulos fotovoltaicos - painéis com células fotovoltaicas que realizam a transformação de energia - e inversores. A energia é transformada pelos módulos solares em energia elétrica, mais precisamente corrente contínua; esta passa pelo inversor que transforma a corrente gerada em corrente alternada para alimentação dos equipamentos. Este tipo de sistema pode ser classificado em microgeração (potência instalada até 75 kW) (ANEEL, 2015), minigeração (entre 75 kW e 5 MW), e usinas de eletricidade (acima de 5 MW) (ANEEL, 2017).

Atualmente, no Brasil, estão sendo instalados muitos sistemas fotovoltaicos em residências e prédios comerciais, por serem instalações simples, rápidas e que, por mais que tenham alto custo inicial, trazem facilidade para o consumidor. Outro benefício é a economia a longo prazo, fato que estimula ainda mais usuários a instalarem esse tipo de sistema em suas residências, por reduzir o consumo de energia elétrica proveniente das concessionárias.

Vale ressaltar que não é possível ficar sem pagar a conta de luz utilizando o sistema on-grid, uma vez que, utilizando o sistema de fornecimento da concessionária, é necessário pagar os tributos mínimos para sua manutenção. (Portal ENETEC)

De acordo com o Portal ENETEC, este sistema possui diversas vantagens que abarcam o custo de aquisição não havendo a necessidade de compra do armazenamento (banco de baterias), a manutenção do sistema fotovoltaico é compatível com o nível de renda do usuário além de ter uma duração em média de 25 a 30 anos. E por último, o sistema é eficiente, uma vez que, a energia é injetada diretamente na rede podendo compartilhar de modo remoto o excedente de energia por CPF e/ou CNPJ.

Por outro lado, umas das desvantagens deste tipo de sistema, além do fato de continuar pagando conta de luz, é que, em caso de apagão, a residência/estabelecimento comercial ficará sem energia, uma vez que o sistema será desativado por questões de segurança.



**Figura 9 - Funcionamento do Sistema On Grid (2023) Extraído de: Google Imagens: <https://goldenergy.com.br/sistema-solar-on-grid-entenda-como-funciona-a-geracao-de-energia-ligada-a-rede-eletrica/> (acesso em 08/07/2023)**

Esse tipo de sistema funciona com equipamentos específicos como podemos visualizar na Figura 9: módulos fotovoltaicos, responsáveis pela conversão da irradiação solar em eletricidade de corrente contínua. Para que a energia solar se transforme em

energia distribuída às unidades consumidoras é importante utilizar um inversor de energia solar que converterá a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA).<sup>2</sup> Nesse sistema não são necessárias as baterias para armazenamento, diferentemente do sistema off grid. Esse gera energia e o excedente é encaminhado para a rede elétrica. A concessionária é o sistema de armazenamento, podemos assim dizer. Esse fluxo injetado à rede é transformado em créditos que poderão ser utilizados posteriormente em um período de até 36 meses

O sistema on grid apresenta inúmeras vantagens como uma eficiência superior em 30%, quando comparado ao sistema off-grid, além de permitir a utilização do sistema de créditos. Ademais, o sistema on-grid impõe a obrigatoriedade de conexão à rede pública de distribuição e não possui um sistema de armazenamento de energia.

No caso off-grid, o sistema é composto por módulos solares, inversores, unidade de controle de carga e um banco de baterias. A energia gerada pelos módulos solares é transformada pelo inversor e a energia excedente armazenada no banco de baterias. O controlador de carga tem como principal função impedir que haja danos no banco de baterias por sobrecarga ou descarga profunda. Como o sistema não está conectado à rede, é necessário armazenar a energia excedente para utilizar no período da noite, quando não há geração de energia. Com esse tipo de sistema, o usuário não precisa se preocupar com quedas de energia ou “apagão”. Este tipo de sistema off-grid é muito utilizado em locais onde não há rede elétrica ou há acesso precário a esse tipo de infraestrutura, tais como fazendas, ilhas ou comunidades isoladas.

Sendo a principal desvantagem desse sistema o custo elevado em relação ao sistema on-grid, uma vez que as baterias são caras e possuem vida útil em torno de 5 anos ou menos, obrigando o usuário a trocá-las de tempo em tempo.

---

<sup>2</sup> A corrente contínua (CC) é aquela em que o fluxo dentro de um circuito elétrico ocorre em apenas uma direção sendo positiva ou negativa, estando presente em circuitos eletrônicos de baixa tensão. Já a corrente alternada (CA) é aquela que varia entre negativo e positivo, sendo utilizada em circuitos elétricos e linhas de transmissão de alta tensão (Markus, 2001)



Figura 10 - Funcionamento do Sistema Off Grid (2023) Extraído de: Google Imagens: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes> (acesso em 10/07/2023)

O sistema híbrido possui várias aplicações, sendo assim a composição de equipamentos pode variar. Para facilitar o entendimento, este sistema mescla um sistema fotovoltaico conectado à rede (on-grid) com um sistema de armazenamento de energia (off-grid).

As características do sistema híbrido são que o usuário continuará pagando a conta de energia, por estar conectado à rede; dependendo da finalidade do sistema, pode ter poucos dispositivos de armazenamento diminuindo assim o custo do sistema; e o usuário não ficará sem energia em caso de apagão - a principal finalidade desse sistema é suprir falhas na rede de energia, proporcionando economia e segurança.

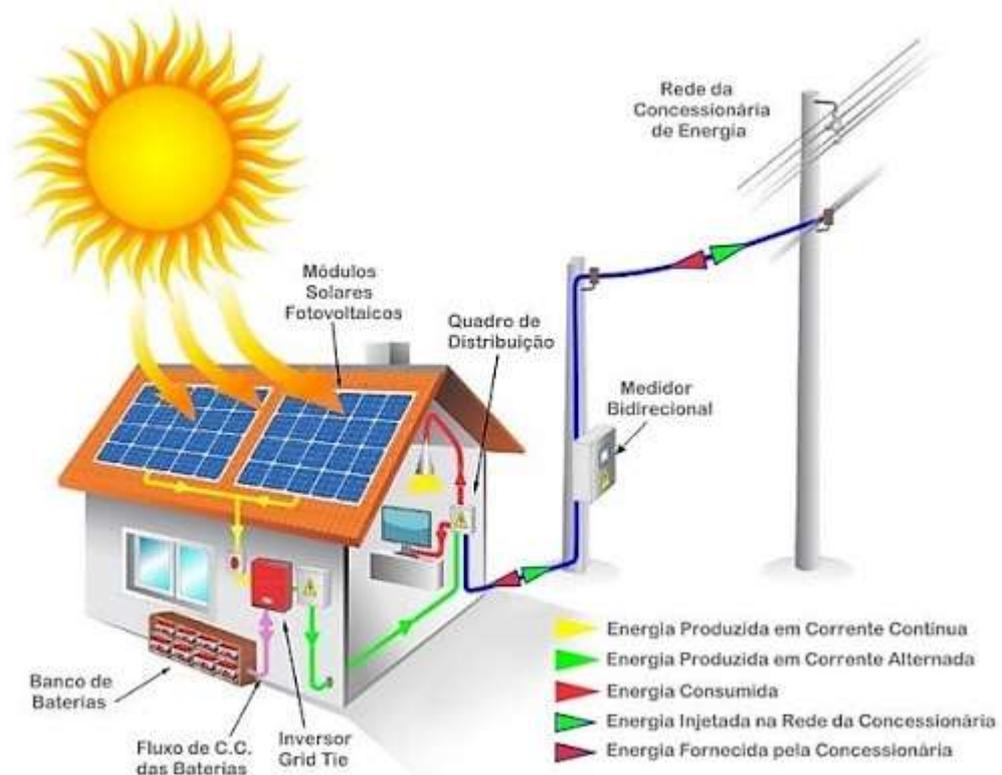


Figura 11 - Funcionamento do Sistema Híbrido (2023) Extraído de: Google Imagens: <https://www.ocaenergia.com/blog/energia-solar/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e/> (acesso em 10/07/2023)

Diante do exposto sobre os tipos de sistemas, eles apresentam peculiaridades, vantagens e desvantagens. O sistema on-grid, por exemplo, cuja ligação é conectada à rede, o valor é menor que o sistema off-grid . O sistema híbrido por sua vez é visto como a melhor opção, já que oferece uma instalação de médio custo e ainda assim evita que o usuário fique sem energia em casos de apagão.

### 2.1.3 PANORAMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A energia elétrica é a principal fonte de energia do mundo, sendo um bem de consumo cuja importância vem crescendo ao decorrer dos anos de maneira acelerada, por conta do seu papel como insumo básico nos setores industriais, de serviço, além de proporcionar conforto à população. (BRASCAN, 2003)

Ao longo dos anos, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) evoluiu bastante em termos de complexidade, necessitando um melhor planejamento de expansão e de operação

eletroenergética do sistema. Até a década de 1950, a indústria de eletricidade do país era controlada por capital privado, sendo constituída por sistemas isolados e independentes que atendiam os centros urbanos. (Maxwell, 2015).

Após a Segunda Guerra Mundial, houve crescimento dos centros urbanos e expansão do setor industrial, com consequente aumento da demanda de energia elétrica, sendo necessário ampliar as dimensões e a complexidade do SEB. De modo a acompanhar o crescimento da sociedade e manter a continuidade no suprimento de energia elétrica, foi necessário a construção de um extenso sistema de transmissão, conectando as fontes geradoras a todas as regiões do país. Posteriormente, esse sistema ficou conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN).

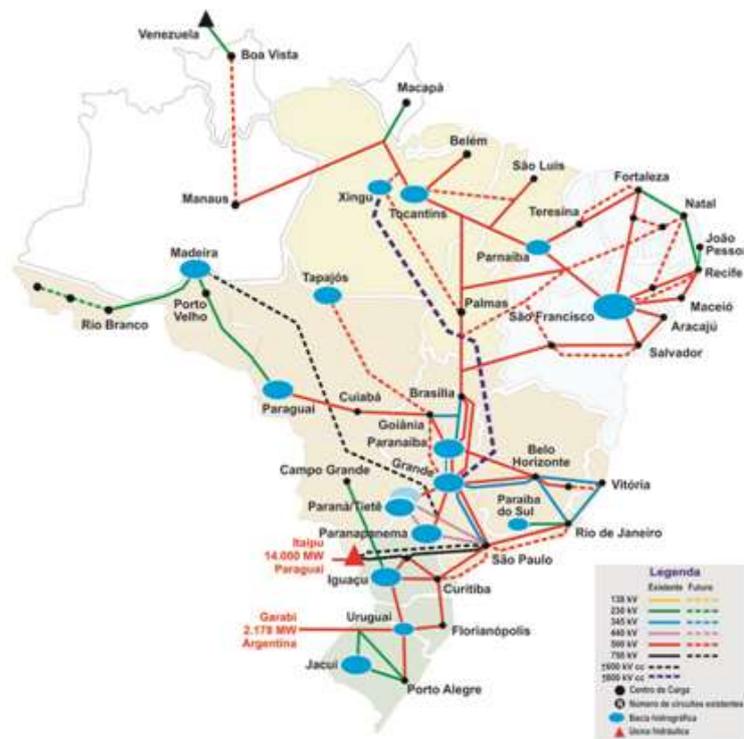


Figura 12 - Sistema Interligado Nacional. Fonte: (ONS, 2015)

O SIN é um sistema de produção e transmissão de energia, sob coordenação e controle do ONS, cuja função é coordenar e realizar despachos de energia. Este por sua vez, é fiscalizado e regulado pela ANEEL, cuja finalidade é a integração dos recursos de geração e transmissão, permitindo o atendimento ao mercado com segurança. Segundo o

Censo Demográfico de 2019 realizado pelo IBGE, cerca de 99,8% dos domicílios do país dispõem de energia elétrica.

Como podemos observar no gráfico 1, a energia transportada pelo SIN é gerada, em sua maioria, por usinas hidrelétricas - cerca de 56,7% - uma porcentagem muito maior do que a energia gerada por fontes não renováveis, como petróleo e carvão. (BEN, 2022)

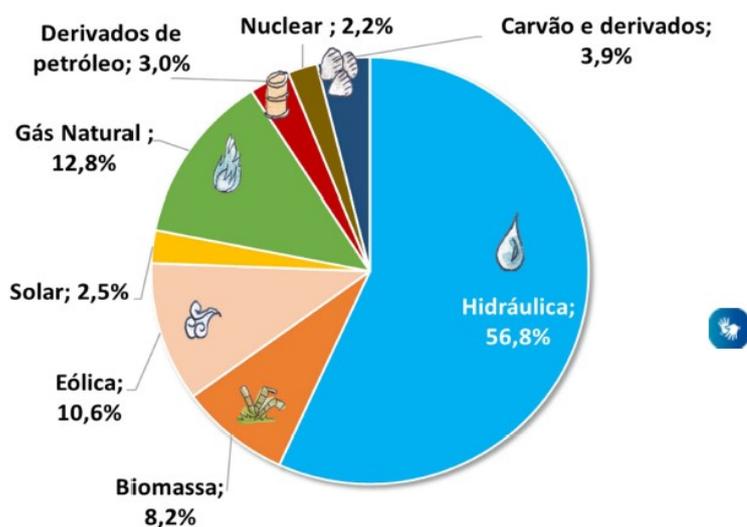


Gráfico 1 – Matriz Elétrica Brasileira 2021. Fonte: (EPE, 2022)

Além disso, se compararmos ao gráfico 2, que corresponde a matriz elétrica mundial, podemos observar que esta tem sua geração baseada, em sua maioria, em fontes não renováveis.

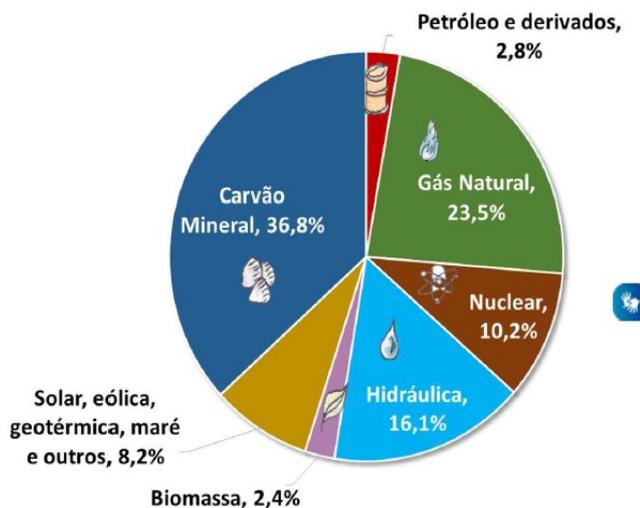


Gráfico 2 – Matriz Elétrica Mundial 2019. Fonte: (IEA, 2022)

Fontes renováveis de energia são recursos naturais que podem se regenerar em um curto período de tempo, sendo considerados inesgotáveis, tais como energia solar, energia eólica, energia hidráulica.

De acordo com Nascimento (2016), as fontes renováveis possuem diversas vantagens, dentre as quais:

- Baixo impacto ambiental;
- Baixo custo de manutenção; e
- É uma energia considerada energia limpa, devido ao baixo nível de poluição.

Tais vantagens podem contribuir para melhorar a qualidade de vida dos habitantes, visto a possibilidade da preservação do planeta e o menor custo a longo prazo na sua manutenção. Pode ainda beneficiar comunidades rurais e regiões afastadas, bem como a produção agrícola através da autonomia energética. (NASCIMENTO, 2016)

## **2.2 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

O dimensionamento do sistema fotovoltaico inclui a observação e mensuração de uma série de aspectos de modo que se possa efetivamente do ponto de vista técnico definir o mais adequado.

### **2.2.1 ANÁLISE DA FONTE SOLAR**

A região central do Brasil onde estão localizadas as 33 Regiões Administrativas do DF constitui em uma região cujos níveis de irradiância são superiores à média global.

A figura 14 mostra o mapa do Brasil e as regiões mais ensolaradas no que tange a receptividade de radiação solar. A região Centro-Oeste, por exemplo, é uma das regiões cujos níveis de radiação solar são mais expressivos.



Figura 13 - Total diário de Irradiação Global Horizontal – Brasil. Fonte: (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017)

Como já visto anteriormente, a radiação solar incidente na superfície terrestre pode sofrer variação espacial e temporal decorrentes dos movimentos do planeta, com ciclos diário e sazonal bem determinados. A radiação também é afetada por fatores atmosféricos como a emissão de poluentes, a variação da nebulosidade e a concentração de aerossóis.(ATLAS,2017)

Medidas de **irradiância ( $W/m^2$ )** ou **irradiação ( $Wh/m^2$  ou  $J/ m^2$ ) solar** “in sitio” vêm sendo realizadas há algumas décadas e constituem uma base de dados muito importante para estudos de climatologia da radiação solar, para a avaliação técnica e econômica de projetos de aproveitamento do recurso energético solar.

É sabido que os aerossóis atmosféricos contribuem para a transmitância da radiação solar na atmosfera. As emissões resultantes da queima de biomassa, da poluição industrial e de outras atividades desenvolvidas nas grandes cidades são as principais fontes de aerossóis emitidos para a atmosfera no Brasil.

No Brasil, por exemplo, de julho a outubro, devido aos focos de queimadas observa-se uma elevação dos aerossóis. Na região Norte, a concentração dos aerossóis ocorre durante o período seco podendo atingir patamares 20 vezes superiores à concentração natural de aerossóis observada durante a estação úmida. Nas regiões Sudeste e Nordeste do Brasil o aumento das queimadas e conseqüentemente de

aerossóis ocorre nos meses de junho e dezembro, respectivamente, período onde tradicionalmente ocorre a colheita da cana de açúcar. (ATLAS, 2017)

Os níveis de irradiação por região, o quadro 1 apresenta essas informações por região do país. A região Centro-Oeste possui **4,6 kWh/m<sup>2</sup>** de irradiação solar, um pouco acima da média do país que é **4,5 kWh/m<sup>2</sup>**.

Região		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
Norte	P90	6,8	6,3	4,9	4,9	9,0	6,9	7,5	9,6	7,0	5,8	6,5	6,4	5,5
	P10	-6,4	-5,7	-5,2	-4,2	-3,9	-4,0	-6,4	-6,3	-9,0	-5,3	-7,1	-6,7	-5,9
Nordeste	P90	5,0	6,3	5,5	5,1	6,7	6,0	6,7	8,2	7,3	4,5	5,1	4,8	5,1
	P10	-5,1	-4,8	-4,4	-5,2	-5,2	-5,1	-4,9	-6,3	-6,0	-5,4	-4,8	-4,4	-4,8
Centro-Oeste	P90	4,0	3,9	4,2	4,0	6,2	6,8	6,1	8,5	4,9	3,9	3,6	4,2	4,6
	P10	-3,8	-3,2	-3,7	-4,1	-3,5	-4,8	-5,5	-4,3	-4,0	-3,8	-3,0	-3,6	-3,0
Sudeste	P90	5,6	4,9	4,4	4,1	5,0	5,6	7,2	6,5	4,9	4,3	5,0	6,1	4,0
	P10	-5,5	-4,5	-5,0	-4,3	-4,4	-4,7	-4,8	-5,0	-4,1	-4,6	-4,9	-4,9	-3,8
Sul	P90	3,3	3,6	3,8	3,4	4,3	4,1	3,5	3,5	4,2	3,3	3,9	3,9	3,2
	P10	-2,9	-3,3	-4,1	-3,3	-3,8	-4,1	-3,9	-4,2	-4,3	-4,5	-3,8	-4,7	-3,1
Médio	P90	4,9	5,0	4,6	4,3	6,2	5,9	6,2	7,3	5,7	4,4	4,8	5,1	4,5
	P10	-4,7	-4,3	-4,5	-4,2	-4,2	-4,5	-5,1	-5,2	-5,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,1

Quadro 1 - Desvios percentuais de irradiação global horizontal por região federativa - Brasil (2023)

Para a realização do estudo das 33 Regiões Administrativas, situadas na região Centro-Oeste, foi considerado o nível de irradiação de uma média anual de **5,252 kWh/m<sup>2</sup>.dia** para Brasília. Esses dados foram coletados no banco de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

## 2.2.2 ANÁLISE DO CONSUMO

A análise do consumo de energia passa pela mensuração da quantidade de carga de energia consumida por unidade consumidora em watts-hora e o tempo de uso dos equipamentos.

Essa coleta de informações pode parecer bastante complexa haja visto que é difícil de estimar o tempo e a duração de uso dos equipamentos ao longo do dia. (DE FREITAS, 2023)

É possível mensurar esse consumo coletando informações disponibilizadas pela concessionária de energia. Esses dados podem ser utilizados como parâmetros como

consumo médio, desvio-padrão e média móvel para avaliação do comportamento de consumo de energia elétrica do consumidor ao longo de um ano (DE FREITAS apud CONRADO, 2021).

Estatisticamente falando, o desvio padrão mede o quão distante está determinado consumo da média de consumo do cliente. Quanto mais distante maior o índice de dispersão vamos dizer assim. A média de consumo mostra uma tendência de consumo dessa categoria de cliente.(DE FREITAS apud CONRADO, 2021)

No caso das Regiões Administrativas foram coletados dados obtidos na base de dados do CODEPLAN. Obteve-se o consumo médio por Região Administrativa. Essa informação é relevante para que tenhamos parâmetro para o cálculo do número de módulos necessários ao suprimento de energia conforme o perfil de consumo dessa Região Administrativa.

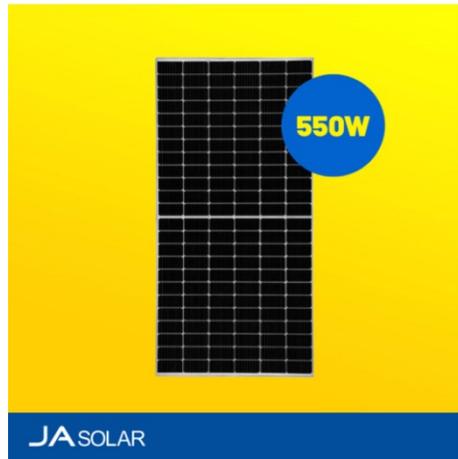
### 2.2.3 ANÁLISE DE MÓDULOS

O módulo fotovoltaico, componente essencial do sistema fotovoltaico, tem o papel de receber a radiação solar e gerar energia em forma de corrente contínua.

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico aplicado a esse estudo será necessário o dimensionamento de módulos e inversores.

Para o dimensionamento dos módulos, deveria ser utilizado como principal variável o preço. No entanto, comprar módulos avulsos e separadamente não constitui mais em prática na atualidade no mercado.. As distribuidoras hoje em dia têm vendido apenas o kit fechado, contendo módulos e inversores juntamente com o kit de materiais de instalação (trilhos, parafusos, conectores).

Desse modo, foi escolhido para a realização deste estudo o módulo fotovoltaico da marca **JA SOLAR** com potência de **550 W**. A figura 14 abaixo mostra o tipo de módulo que será utilizado no referido estudo e as questões técnicas.



**Figura 14 - Painel solar JA modelo JAM72S30-550/MR Extraído de: Google Imagens:**  
<https://www.win.com.br/modulo-solar-fotovoltaico-ja-550w-monofacial-composto-por-144-celulas-de-silicio-monocristalino-jam72s30-550mr> (acesso em 08/07/2023)

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72S30 -525/MR/1500V	JAM72S30 -530/MR/1500V	JAM72S30 -535/MR/1500V	JAM72S30 -540/MR/1500V	JAM72S30 -545/MR/1500V	JAM72S30 -550/MR/1500V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20,5	20.7	20,9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc( $\beta_{Voc}$ )	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1,5G					

SPECIFICATIONS		OPERATING CONDITIONS	
Cell	Mono	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Weight	28.6kg±3%	Operating Temperature	-40°C ~+85°C
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm	Maximum Series Fuse Rating	25A
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)	Maximum Static Load,Front*	3600Pa, 1.5
No. of cells	144(6×24)	Maximum Static Load,Back*	1600Pa, 1.5
Junction Box	IP68, 3 diodes	NOCT	45±2°C
Connector	Genuine MC4-EVO2 QC 4.10-35/45	Safety Class	Class II
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)	Fire Performance	UL Type 1
Country of Manufacturer	China/Vietnam		

**Tabela 1 – Especificações do Módulo Solar modelo JAM72S30-550/MR Extraído de:**  
<https://www.jasolar.com/uploadfile/2021/0706/20210706053524693.pdf> (acesso em 08/07/2023)

Observa-se na Tabela 1, na coluna JAM72S30-550/MR, as especificações técnicas do módulo fotovoltaico escolhido, obtidas do fabricante JA SOLAR. Pode-se visualizar as informações obtidas em condições padrão de ensaio (STC, *standard test conditions*), que considera uma irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , permitindo a obtenção os seguintes:

- Dimensões (C x A x L): 2279 x 1134 x 35 mm
- Peso: 28,6Kg
- Potência Máxima (Pmax): 550 W
- Tensão de Potência Máxima (Vmp): 41,96 V
- Corrente da Potência Máxima (Imp): 13,11 A
- Tensão de Circuito Aberto (Voc): 49,9 V
- Corrente de Curto-Circuito (Isc): 14 A
- Eficiência: 21,3%

Vale ressaltar que potência máxima é a potência gerada pelo módulo em condição ideal, o mesmo ocorre para tensão (Voc) e corrente de pico (Isc).

#### **2.2.4 ANÁLISE DO INVERSOR**

O inversor, outro componente essencial do sistema fotovoltaico, tem a função de receber a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos em forma de corrente contínua, e com o auxílio da corrente alternada externa (proveniente da rede da concessionária - no caso do on-grid ou do controlador de carga - no caso do off-grid), transformar a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada, podendo ser inversores String ou microinversores.

Pelo mesmo motivo dos módulos, hoje é mais fácil comprar das distribuidoras os kits fotovoltaicos já com inversores incluídos.

Para esse estudo, iremos escolher o microinversor da Marca Hoymiles modelo HMS-1800-4T.

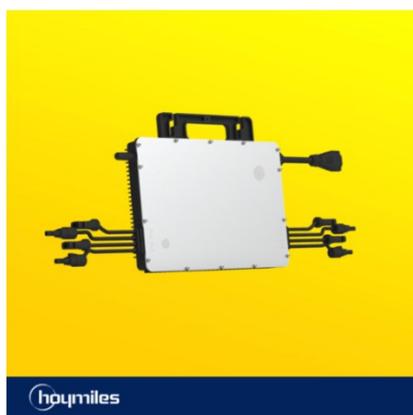


Figura 15 – Microinversor HOYMILES modelo HMS-1800-4T. Extraído de: Google Imagens: <https://www.win.com.br/microinversor-hoymiles-hms-1800> (acesso em 08/07/2023)

Modelo	HMS-1800-4T			HMS-2000-4T		
<b>Dados de entrada (CC)</b>						
Potência do módulo comumente usado (W)	360~565+			400~625+		
Tensão máxima de entrada (V)	65					
Faixa de tensão MPPT (V)	16-60					
Tensão de partida (V)	22					
Corrente máxima de entrada (A)	4 x 13,3			4 x 14		
<b>Dados de saída (CA)</b>						
Potência nominal de saída (VA)	1800			2000		
Corrente nominal de saída (A)	8,18	7,83	7,5	9,09	8,70	8,33
Tensão nominal de saída/faixa (V) <sup>1</sup>	220/180-275	230/180-275	240/180-275	220/180-275	230/180-275	240/180-275
Frequência nominal/faixa (Hz) <sup>1</sup>	50/45-55 ou 60/55-65					
Fator de potência (ajustável)	>0,99 padrão 0,8 adiantado...0,8 atrasado					
Distorção harmônica total	<3%					
<b>Eficiência</b>						
Eficiência CEC máxima	96,5%					
Eficiência nominal do MPPT	99,8%					
Consumo noturno de energia (mW)	<50					
<b>Recursos</b>						
Comunicação	Sub-1G					
Monitoramento	S-Miles Cloud (Plataforma de Monitoramento da Hoymiles)					
Conformidade	EN 50549-1: 2019, VDE-R-N 4105: 2018, UL1741, ABNT NBR 16150, IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4, IEC/EN 61000-3-2/-3					

Tabela 2 – Especificações do Microinversor HOYMILES modelo HMS-1800-4T. Extraído de: <https://www.win.com.br/Content/Images/uploaded/Folha%20de%20Dados%20HMS-2000.pdf> (acesso em 08/07/2023)

Observa-se na Tabela 2, na coluna HMS-1800-4T, as especificações técnicas do microinversor escolhido, obtidas do fabricante HOYMILES. Pode-se visualizar as informações obtidas:

- Peso: 4,7 Kg
- Dimensões (C x A x L): 331 x 218 x 36,6 mm
- Tensão de Partida (V): 22 V
- Números de MPPTs: 4
- Tensão Máxima por Entrada (MPPTs) (V): 65 V
- Faixa de Tensão por MPPT (V): 16-60 V
- Corrente Máxima por Entrada (A): 13,3 A
- Corrente Máxima de Curto-Circuito por MPPT (A): 20 A

Como dito anteriormente, um sistema fotovoltaico requer um inversor para transformar a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada. No entanto, existem dois tipos de inversores: Inversores String e Microinversores.

Inversores String são equipamentos maiores, com potências maiores, que visam atender a muitos módulos fotovoltaicos conectados em série, formando assim uma string.

Já o Microinversor, como o próprio nome diz, é menor e tem potências inferiores aos Inversores String. Possui um tamanho reduzido e sua proposta é atender a poucos módulos e otimizar a geração de cada um deles. Geralmente são conectados a até quatro módulos, sendo que cada um dos módulos é ligado diretamente no Microinversor, sem estarem conectados entre si.

Outra diferença é que os Inversores String costumam ser mais baratos e, quando utilizados, é possível colocar vários módulos para um único inversor tornando o valor do sistema mais barato. Já os microinversores têm valor mais elevado e comportam apenas quatro módulos por microinversor, o que encarece o valor do sistema.

No entanto, um sistema não se trata apenas de compra, instalação e economia na conta de energia; inclui também o monitoramento e manutenção, quando necessário.

Por sua durabilidade maior e tempo de garantia estendido em relação ao Inversor String, o microinversor tem custo de manutenção reduzido. Sua configuração também permite acompanhar o desempenho do sistema fotovoltaico com mais facilidade.

Analisando a questão de monitoramento e manutenção, os microinversores tendem a ser uma melhor escolha, além de terem um sistema de mais fácil manuseio. O sistema de monitoramento do microinversor permite identificar a existência de um problema; se for com o módulo, indica exatamente qual o módulo danificado que precisa de manutenção, tornando esta mais fácil de ser realizada. Já o sistema de um Inversor String é capaz de identificar a ocorrência de um problema, porém não indica a sua localização; se o dano for em um ou mais módulos, não é possível saber com precisão qual o módulo com defeito, dificultando a manutenção.

### **2.2.5 NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS CONECTADOS AO INVERSOR**

Como dito anteriormente, o microinversor da HOYMILES que foi o escolhido possui apenas quatro entradas (MPPTs) com faixas determinadas de tensão por entrada, sendo assim não é possível conectar mais de uma placa por entrada. Logo o microinversor escolhido HMS-1800-4T da marca HOYMILES, consegue conectar apenas uma placa por entrada totalizando quatro placas por microinversor. Já inversores String possuem diferentes número de entradas (MPPTs), com diferentes faixas de tensão por MPPT, possibilitando conectar mais de uma placa em série por MPPT.

## **2.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NAS REGIÕES ADMINISTRATIVAS**

Neste item, será apresentada a avaliação técnica utilizada para melhor atender o consumo de energia elétrica das Regiões Administrativas. Será apresentada, no final, a potência de energia elétrica necessária para suprir as demandas de consumo.

Posteriormente, será calculada a energia suficiente para atender as demandas de consumo. Existem várias metodologias para esse cálculo, no entanto, adotaremos o método da insolação proposta no livro Energia Solar Fotovoltaica ( VILLALVA & GAZOLI, 2012)

$$E_P = E_S * A_M * \eta_M$$

Em que:

$E_P$  – Energia produzida pelo painel diariamente (Wh)

$E_S$  – Insolação diária (Wh/m<sup>2</sup>/dia)

$A_M$  – Área da superfície do painel (m<sup>2</sup>)

$\eta_M$  – Eficiência do painel

Para resolver essa equação, vamos primeiro apresentar o valor de cada variável e sua unidade. Começando pela insolação diária, será considerado uma média de insolação para a cidade do DF, igual a 5,25 [kWh/m<sup>2</sup>.dia] e para utilizarmos na equação, será necessário multiplicar por 10<sup>3</sup>. O dado de superfície do módulo é encontrado nas especificações do módulo fornecido pelo fabricante conforme apresentado na tabela, que é igual a 2,279m x 1,134m ( 2,5843 m<sup>2</sup> ). Por fim, a eficiência do módulo, também pode ser obtida nas especificações do fabricante com o valor de 21,3%. Tendo todos os valores, obtemos que a energia produzida pelo módulo da JA SOLAR de 550 W é 2.823,93 [Wh].

Após a obtenção da energia diária produzida pelo módulo solar, é possível calcular o número de módulos necessários para suprir a necessidade do cliente. No nosso caso, iremos utilizar a média de consumo mensal da região administrativa do lago sul considerando uma residência trifásica, cujo consumo médio é de 680 [kWh], conforme a tabela. Para a realização do cálculo, dividimos o consumo médio pela quantidade de dias de um mês, obtendo 22.666 [Wh/dia].

O número médio de módulos depende da capacidade de geração de cada um destes observando os níveis de radiação da região Centro Oeste e cujo valor utilizado foi de 5,25 [kWh/m<sup>2</sup>.dia]. Apresentaremos na discussão dos resultados esse dimensionamento do sistema fotovoltaico por Região Administrativa.

A seguir veremos detalhadamente os incisos da Lei 14.300/22 e quais os aspectos que serão considerados no referido estudo.

### **3 PARTE II – ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

A regulamentação e a implementação da energia solar no Brasil começam com o Proinfa, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criado em 2002, no formato disposto na Lei nº 10.438, com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira.

A ideia era promover a expansão do uso de outras fontes de energia de maneira que essas possam ser contratadas e competir com as fontes de energia que o país tem maior competitividade. Essa estratégia é importante, sobretudo para o país cujo ano anterior a promulgação da lei passou por período de racionamento decorrente de apagão ocorrido em setembro de 2001.

Em seguida, temos a Lei nº 10.848/04, considerado o marco inicial do processo regulatório de Geração Distribuída no Brasil e comercialização de energia.

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN

A normatização da comercialização de energia foi posteriormente endereçada à Geração Distribuída por meio de outros dispositivos em lei.

A primeira foi a Resolução Normativa nº 481, publicada em abril de 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que altera a REN nº 77/2004, a qual estabelecia reduzir tarifas de uso de sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para empreendimentos de geração.

A partir dessa alteração, era garantido um desconto de 80% sobre as tarifas de uso de sistemas de transmissão e distribuição para empreendimentos comerciais que entrassem em operação até 31 de dezembro de 2017 pelos 10 primeiros anos de operação. Caso o empreendimento entrasse em operação depois dessa data ou extrapolasse os 10 anos, o desconto seria reduzido para 50%.

A segunda foi a REN nº 482/2012, que tinha como objetivo estabelecer critérios para acesso à rede de distribuição pelas Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida,

limitando a microgeração e minigeração, e estabelecer os critérios do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2012).

Havia o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) determinava que o excedente da geração de energia fosse injetado na rede em troca de créditos a serem compensados em até 36 meses.

A Resolução Normativa nº 687/2015, alterou a Resolução Normativa 482/2012, permitindo o aperfeiçoamento da regulamentação da microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica, possibilitando a cogeração qualificada de energia elétrica própria de fontes renováveis conectada a rede de distribuição por meio de unidades consumidoras.

Em seguida, temos a Portaria nº 538/2015 – ProGD, com os objetivos de promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica com base em fontes renováveis, e incentivar a implantação de geração distribuída em edificações públicas e comerciais. E por último, a Resolução Normativa nº 786/2017 alterou a definição de minigeração distribuída, que passa a ser toda central geradora de energia elétrica com potência instalada entre 75 kW e 5 MW.

Já a Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023, aprimorou as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

As tarifas de uso de sistemas de transmissão e distribuição, citadas anteriormente, fazem parte da Tarifa de Energia Elétrica cobrada de todos os consumidores. Além da TUST e da TUSD, a TE é composta pelos custos da energia - valor pago a distribuidora pelo fornecimento de energia elétrica; pelos encargos setoriais - criados por leis, com seus valores constando em resoluções e despachos da ANEEL e cada um possuindo um objetivo pré-definido; pelos custos de manutenção dos ativos pela distribuidora e por tributos - tais como PIS/COFINS, ICMS e taxas de iluminação pública.



Figura 16 - Estrutura da Tarifa de Energia Fonte: Neoenergia

Para cada tipo de consumidor é calculada uma tarifa de energia elétrica. Podemos dividir os consumidores por finalidade (residencial, comercial, industrial) ou por tensão de atendimento (alta, média, baixa)<sup>3</sup>. Dessa maneira, a tarifa de energia elétrica é calculada para cada consumidor com base em sua finalidade e tensão de atendimento.

A TUSD é formada pela TUSD transporte, TUSD encargos e TUSD perdas. A TUSD transporte compreende a TUSD Fio A e a TUSD Fio B.

A TUSD Fio A, é formada por custos regulatórios do uso de ativos de terceiros e é composta por:

- I. Uso do sistema de transmissão da rede básica;
- II. Uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DITs compartilhadas;
- III. Uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e
- IV. Conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

Já TUSD Fio B, é formada pelos custos regulatórios do uso de ativos de propriedade da própria distribuidora e é composta por:

- I. Custo anual dos ativos; e
- II. Custo de administração, operação e manutenção.

Tanto a TUSD encargos quanto a TUSD perdas, representam parcelas da TUSD que ajudam a recuperar custos. A TUSD encargos auxilia na recuperação de custos de:

- I. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética;
- II. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;
- III. Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;
- IV. Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
- V. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

---

<sup>3</sup> Entende-se por consumidor de baixa tensão todos aqueles que são atendidos com uma tensão abaixo de 1 kV, como residências, consumidores rurais, pequenos comércios e edifícios residenciais, já o de média é atendido entre 1 kV e 69 kV, e de alta tensão são aqueles atendidos com uma tensão acima de 69 kV, geralmente indústrias, hospitais, supermercados e shoppings.

E a parcela da TUSD referente às perdas auxilia na recuperação de custos regulatórios com:

- I. Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- II. Perdas não técnicas;
- III. Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
- IV. Receitas irrecuperáveis.

Enquanto todos os consumidores pagam a TUSD, pelo uso do sistema de distribuição que estão conectados, a TE é paga apenas pelos consumidores cativos, ou seja, quando a distribuidora é responsável pelo fornecimento de energia elétrica como um todo. A TUSD engloba custos do serviço de distribuição, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e depreciações. Já a TE engloba custos de compra e armazenamento de energia elétrica juntamente com encargos setoriais. As tarifas são divididas em três: i) Tarifa convencional, ii) Tarifa horo-sazonal verde (THS Verde) e iii) a Tarifa horo-sazonal azul (THS Azul).<sup>4</sup>

Quando uma empresa realiza uma contratação de demanda de energia, se depara com duas escolhas: a THS Azul e a THS Verde. Elas estão diretamente relacionadas aos horários ponta e fora ponta, que diferenciam o consumo energético em determinados períodos do dia.

O horário ponta é considerado um horário de alta demanda e consumo, que normalmente ocorre das 18h às 21h, exceto sábados, domingos e feriados. Nessa faixa de horário, pode ocorrer uma cobrança triplicada da tarifa de energia. Ou seja, é considerado uma tarifa horo-sazonal, pois tem como base a necessidade de energia em um momento específico do dia. Já o horário fora ponta representa todas as demais horas do dia além do período ponta.

As tarifas convencionais e a THS Verde possuem apenas um valor para a demanda, porém, na THS Verde, durante o horário ponta, é cobrado um preço mais alto

---

<sup>4</sup> Os consumidores de alta tensão são obrigados a contratar uma quantidade de energia para demanda e consumo para os horários ponta e fora ponta. A Tarifa horo-sazonal azul consiste na aplicação de duas tarifas, uma para demanda e outra para consumo, para o horário ponta e duas tarifas para o horário fora ponta. Já a tarifa horo-sazonal verde é aplicada apenas aos consumidores de média tensão, possui uma única tarifa para demanda, independente do horário, e duas tarifas para o consumo, uma para o horário ponta e uma para o horário fora ponta.

de transporte energético. Em contrapartida, a THS Azul possui dois valores de demanda que dependem do horário, do tempo de utilização e do período do ano.

Se falarmos de consumidores em baixa tensão, a conta de energia elétrica é calculada com base na energia consumida da rede multiplicada pela tarifa convencional somada a um valor referente à iluminação pública. Importa destacar que, apesar de todos os consumidores pagarem pela iluminação pública, o real valor cobrado se modifica a depender da quantidade de energia consumida pelo usuário diretamente da rede.

### **3.1 LEI 14.300/2022**

Os incentivos aprovados pela ANEEL na Resolução Normativa 482 de 2012, juntamente com os subsídios aplicados, foram essenciais para garantir a expansão da GD. No entanto, é necessário que haja um equilíbrio tarifário entre os agentes setoriais. Pensando nisso, o Presidente da República, juntamente com o Congresso Nacional, aprovou a Lei 14.300/2022. Essa lei assegura, gratuitamente, a tarifa na parcela da energia compensada até 2045, a todos os projetos que, em 12 meses a partir da aprovação da lei, pedissem conexão à rede elétrica - prazo que terminou em 6 de janeiro de 2023.

Para que a tarifa na parcela de energia seja gratuita, foi repassada parte dos custos para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criando uma quota específica para compor os encargos na tarifa. A Lei 14.300/2022 trouxe avanços importantes no contexto da geração de energia solar, no entanto seus efeitos se limitam aos sistemas de microgeração e minigeração que pediram a conexão à rede até o dia 6 de janeiro de 2023, conforme é descrito no Artigo 17 da Lei 14.300/2022:

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os art. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

O artigo 26 da referida Lei, por sua vez, dispõe sobre os consumidores que não entrarão no novo sistema de tarifação até 2045.

Art. 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:

- I. Existentes na data de publicação desta Lei; ou
- II. Que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.

A partir dessa data, todos os novos projetos de micro e minigeração serão colocados em um novo sistema de tarifação, tal qual, está descrito no Art. 27 da **Lei 14.300/2022**.

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo Art.26 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, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

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

Ou seja, após o dia 07 de janeiro de 2023, no ambiente trifásico, apenas novas usinas fotovoltaicas que tiverem um consumo menor que 100 kWh, pagarão a chamada taxa mínima – composta pela quantidade de 100 kWh vezes a tarifa convencional de energia somada ao valor de contribuição pública, e as usinas que ultrapassarem esse consumo, passarão a pagar a TUSD Fio B vezes à energia injetada na rede vezes a porcentagem definida para cada ano – iniciando em 2023 com 15% e aumentando 15% a cada ano até chegar a 90% em 2028 – somado ao valor de contribuição pública. Vale ressaltar que a TUSD Fio B é um valor calculado pelas distribuidoras e validado pela ANEEL. Sendo assim, o valor da TUSD Fio B pode variar de concessionária para concessionária. Essa variação ocorre em função do número de consumidores que são atendidos na área de concessão que a concessionária atua.

Tendo em vista o novo sistema de tarifação regulamentado pela Lei 14.300/2022, as novas usinas fotovoltaicas poderão ser menos econômicas e o tempo de retorno do seu

investimento (Payback) poderá ser maior, dependendo da concessionária e do valor da TUSD Fio B.

Nesse intuito, o estudo fará uma discussão em torno da viabilidade econômica, tendo como estudo de caso as 33 Regiões Administrativas do Distrito Federal e os efeitos da referida Lei no consumo e na conta de luz propriamente dita.

Serão elaborados cenários econômicos de modo que se possa compreender os seus efeitos em diferentes RAs do DF.

## 4 PARTE III - ESTUDO DE CASO – REGIÕES ADMINISTRATIVAS DO DF

Com a evolução da ocupação territorial e várias divisões ao longo dos anos, no ano de 2019 foram reconhecidas, oficialmente, 33 Regiões Administrativas no DF por meio de leis e decretos.

São elas: Plano Piloto; Gama; Taguatinga; Brazlândia; Sobradinho; Planaltina; Paranoá; Núcleo Bandeirante; Ceilândia; Guará; Cruzeiro; Samambaia; Santa Maria; São Sebastião; Recanto das Emas; Lago Sul; Riacho Fundo; Lago Norte; Candangolândia; Águas Claras; Riacho Fundo II; Sudoeste/Octogonal; Varjão; Park Way; Estrutural/SCIA; Sobradinho II; Jardim Botânico; Itapoã; SIA; Vicente Pires; Fercal; Sol Nascente/Pôr do Sol; e Arniqueira.



Figura 17 - Regiões Administrativas do DF. Fonte: <https://www.docsity.com/pt/regioes-administrativas-do-df/5752050/>

Cada uma das Regiões Administrativas possui perfil próprio de consumo de energia elétrica compatível com o nível de renda domiciliar. Os dados foram extraídos da Base de Dados do Instituto de Pesquisa e Estatística do Distrito Federal- IPEDF Codeplan.

O nível de renda domiciliar média e a população por RA possuem uma variação significativa. Temos RAs cuja renda domiciliar média é de R\$19.354,00 (Lago Sul) e de R\$2.218,25 (SCIA/Estrutural). Isso mostra o universo que o estudo abarcará no que tange

tanto ao consumo de energia elétrica quanto a acessibilidade para a instalação de projetos fotovoltaicos. O nível de renda domiciliar médio e os custos de instalação do sistema fotovoltaico influenciam na universalização da GD no DF.

Região Administrativa	Data de Reconhecimento	Área (Km <sup>2</sup> )	População (mil habitantes)	Renda Média por domicílio (R\$)
RA I - Plano Piloto	10/12/1964	410	224.848	R\$ 12.742,39
RA II - Gama	10/12/1964	276	137.331	R\$ 5.291,54
RA III - Taguatinga	10/12/1964	81	210.498	R\$ 6.025,64
RA IV - Brazlândia	10/12/1964	477	54.772	R\$ 3.878,79
RA V - Sobradinho	10/12/1964	201	73.438	R\$ 6.115,84
RA VI - Planaltina	10/12/1964	1538	186.498	R\$ 3.013,79
RA VII - Paranoá	10/12/1964	789	67.784	R\$ 2.936,33
RA VIII - Núcleo Bandeirante	25/10/1989	5	22.527	R\$ 5.644,32
RA IX - Ceilândia	25/10/1989	234	350.347	R\$ 4.869,02
RA X - Guará	25/10/1989	26	142.083	R\$ 7.669,01
RA XI - Cruzeiro	25/10/1989	3	29.930	R\$ 9.424,91
RA XII - Samambaia	25/10/1989	101	247.629	R\$ 4.426,97
RA XIII - Santa Maria	04/11/1992	215	130.970	R\$ 3.662,69
RA XIV - São Sebastião	25/06/1993	356	117.578	R\$ 2.908,77
RA XV - Recanto das Emas	28/07/1993	103	131.951	R\$ 3.204,80
RA XVI - Lago Sul	10/01/1994	183	29.857	R\$ 19.354,82
RA XVII - Riacho Fundo	15/12/1993	24	43.557	R\$ 4.960,77
RA XVIII - Lago Norte	10/01/1994	66	37.539	R\$ 13.461,59
RA XIX - Candangolândia	27/01/1994	7	15.881	R\$ 5.759,81
RA XX - Águas Claras	06/05/2003	23	120.107	R\$ 13.212,30
RA XXI - Riacho Fundo II	06/05/2003	32	72.279	R\$ 3.771,27
RA XXII - Sudoeste/Octogonal	06/05/2003	6	55.366	R\$ 13.627,85
RA XXIII - Varjão	06/05/2003	1	8.663	R\$ 2.980,78
RA XXIV - Park Way	29/12/2003	76	23.081	R\$ 13.389,31
RA XXV - SCIA/Estrutural	27/01/2004	7	36.433	R\$ 2.218,25
RA XXVI - Sobradinho II	27/01/2004	223	75.560	R\$ 3.631,10
RA XXVII - Jardim Botânico	31/08/2004	91	53.045	R\$ 12.572,31
RA XXVIII - Itapoã	03/01/2005	30	62.558	R\$ 2.490,36
RA XXIX - S I A	14/07/2005	27	1.262	R\$ 6.186,10
RA XXX - Vicente Pires	26/05/2009	26	78.561	R\$ 7.997,39
RA XXXI - Fercal	29/01/2012	119	9.180	R\$ 2.583,22
RA XXXII - Sol Nascente/Pôr do Sol	19/10/2019	5	90.574	R\$ 2.370,02
RA XXXIII - Arniqueira	30/09/2019	13	46.723	R\$ 7.037,28

Quadro 2 – Regiões Administrativas, Data de Reconhecimento, Área, População e Renda Média (Autor, com base em dados GDF.com e PDAD 2021)

Para a realização do estudo com o auxílio do banco de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que simula a radiação durante o ano, é possível obter uma média de radiação nas regiões administrativas durante o ano considerou-se o nível de irradiação de uma média anual de **5,252 kWh/m<sup>2</sup>.dia** para Brasília. Comparativamente a outros países, como Alemanha cujos níveis de irradiação é de **1,3 kWh/m<sup>2</sup>.dia**, Brasília é uma cidade ensolarada e por conseguinte a região do DF também.

Com a alteração da lei, ou seja, a partir de 2023 os ingressantes na geração distribuída passarão a pagar pelo uso do Fio B. Os consumidores de baixa tensão terão seus benefícios econômicos reduzidos com o compartilhamento do uso dessa estrutura com a distribuidora. De acordo com a Lei 14.300/22 haverá um escalonamento de pagamento pelo uso do Fio B ano a ano até que finalmente 100% do uso do Fio B seja

ressarcido à distribuidora - o que ocorrerá em 2029. Neste estudo, os cálculos economia e Payback foram realizados considerando o valor do Fio B apenas no período de transição (2023 à 2028), que varia entre 15% a 90% com o passar dos anos.

As Regiões Administrativas do DF apresentam uma amplitude de renda significativa como mostra o quadro 2. Nesse universo temos localidades cuja renda média domiciliar é de **R\$ 19.354,82 (Lago Sul)** e outras cujo rendimento é de **R\$ 2.218,25 (SCIA/Estrutural)**. Uma vez que a renda domiciliar média constitui em um parâmetro de uso e de consumo de energia elétrica uma vez que designa o comportamento desse domicílio e os equipamentos existentes será relevante para o entendimento do impacto da Lei 14.300/22. O consumo médio por Região Administrativa está no quadro 3 assim como a distribuição por fase (Monofásico, Bifásico e Trifásico). Os dados do quadro 3 foram obtidos a partir de uma tabela fornecida pela Neoenergia, concessionária da região do DF.

O quadro 2 categoriza o consumo médio por fase em cada uma das Regiões Administrativas.(Monofásico, Bifásico ou Trifásico).<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> O tipo de fornecimento de energia é definido de acordo com a necessidade da residência, comércio ou empresa. A rede monofásica é capaz de alimentar 8 kW de potência. A rede bifásica consegue atender entre 12 kW e 25 kW de potência, normalmente instalado em regiões rurais, pois não haverá muito consumo de energia como em áreas urbanas. A rede trifásica atende uma potência de até 75 kW.

Região	Renda média por domicílio	Consumo médio (kWh)		
		Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	R\$ 19.354,82	524	470	680
Lago Norte	R\$ 13.461,59	250	220	575
Águas Claras	R\$ 13.212,30	168	280	725
Plano Piloto	R\$ 12.742,39	335	216	545
Cruzeiro	R\$ 9.424,91	225	232	535
Guará	R\$ 7.669,01	243	235	410
SIA	R\$ 6.186,10	466	441	873
Sobradinho	R\$ 6.115,84	200	222	384
Taguatinga	R\$ 6.025,64	206	241	412
Candangolândia	R\$ 5.759,81	2910	242	450
Núcleo Bandeirante	R\$ 5.644,32	242	240	560
Gama	R\$ 5.291,54	192	220	410
Riacho Fundo	R\$ 4.960,77	179	230	368
Ceilândia	R\$ 4.869,02	180	210	418
Samambaia	R\$ 4.426,97	178	196	360
Brazlândia	R\$ 3.878,79	200	233	710
Riacho Fundo II	R\$ 3.771,27	162	260	296
Santa Maria	R\$ 3.662,69	177	189	390
Recanto das Emas	R\$ 3.204,80	172	264	450
Planaltina	R\$ 3.013,79	170	220	540
Paranoá	R\$ 2.936,33	170	195	560
São Sebastião	R\$ 2.908,77	186	230	478
SCIA/Estrutural	R\$ 2.218,25	150	270	647

**Quadro 3 – Consumo Médio por tipo de Ligação das Regiões Administrativas do DF (Autor, Tabela da Neoenergia e PDAD 2021)**

Essa distinção por ligação é importante uma vez que cada tipo de ligação tem uma faixa determinada de potência. Monofásico é capaz de alimentar até 8 kW de potência, a rede bifásica - mais encontrada em ambientes rurais - é capaz de alimentar entre 12 - 25 kW e a rede trifásica é capaz de alimentar até 75 kW. Considerando isso, não é possível instalar um sistema grande em uma residência/estabelecimento comercial monofásico. Sendo assim, talvez não seja possível a instalação de um sistema para suprir o consumo da região administrativa da Candangolândia com a ligação monofásica.

Analisar o consumo médio de cada região é necessário para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, permitindo identificar a quantidade necessária de dispositivos fotovoltaicos para a redução na fatura de energia elétrica.

#### 4.1 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A capacidade de geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico está intrinsecamente relacionada à tecnologia utilizada e a capacidade do mesmo dentro de um contexto de radiação solar de gerar energia. Como dito anteriormente, a realização do estudo considerou os kits - inversor e placa fotovoltaica.

O cálculo desse dimensionamento considerou a energia produzida pelo painel diariamente (Wh), os níveis de insolação diária (Wh/m<sup>2</sup> por dia) e a área da superfície do painel. ( VILLALVA & GAZOLI, 2012).

Considerou-se uma média de insolação para a cidade do DF, igual a 5,25 [kWh/m<sup>2</sup>.dia] e para utilizarmos na equação, será necessário multiplicar por 10<sup>3</sup>. O dado de superfície do módulo é encontrado nas especificações do módulo fornecido pelo fabricante conforme apresentado na tabela, que é igual a 2,279m x 1,134m ( 2,5843 m<sup>2</sup> ). Por fim, a eficiência do módulo, também pode ser obtida nas especificações do fabricante com o valor de 21,3%. Tendo todos os valores, obtemos que a energia produzida pelo módulo da JA SOLAR de 550 W é 2.823,93 [Wh].

Já no cálculo da energia diária produzida pelo módulo solar, é possível calcular o número de módulos. Considerando uma residência, por exemplo no Lago sul, trifásica cujo consumo médio é de 680 [kWh], conforme a tabela. Para a realização do cálculo, dividimos o consumo médio pela quantidade de dias de um mês, obtendo 22.666 [Wh/dia].

No quadro a seguir, observa-se a quantidade de energia média diária consumida por Região Administrativa por Wh.

Região	Energia Diária (Wh)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	17466,6667	15666,67	22666,667
Lago Norte	8333,33333	7333,333	19166,667
Águas Claras	5600	9333,333	24166,667
Plano Piloto	11166,6667	7200	18166,667
Cruzeiro	7500	7733,333	17833,333
Guará	8100	7833,333	13666,667
SIA	15533,3333	14700	29100
Sobradinho	6666,66667	7400	12800
Taguatinga	6866,66667	8033,333	13733,333
Candangolândia	97000	8066,667	15000
Núcleo Bandeirante	8066,66667	8000	18666,667
Gama	6400	7333,333	13666,667
Riacho Fundo	5966,66667	7666,667	12266,667
Ceilândia	6000	7000	13933,333
Samambaia	5933,33333	6533,333	12000
Brazlândia	6666,66667	7766,667	23666,667
Riacho Fundo II	5400	8666,667	9866,6667
Santa Maria	5900	6300	13000
Recanto das Emas	5733,33333	8800	15000
Planaltina	5666,66667	7333,333	18000
Paranoá	5666,66667	6500	18666,667
São Sebastião	6200	7666,667	15933,333
SCIA/Estrutural	5000	9000	21566,667

Quadro 4 – Cálculo da Energia Diária para cada Região Fonte: (Autor, 2023)

Por último, após o cálculo da energia média consumida e a energia produzida pelo módulo diariamente, é possível calcular a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para suprir a cada uma dessas regiões administrativas. Portanto, voltando ao exemplo do Lago Sul, dividindo 22.666 por 2.823,93, obtemos o número de módulos necessários:

$$N_M = \frac{22.666}{2.823,93} \cong 8 \text{ painéis}$$

No quadro a seguir, observamos a quantidade aproximada de módulos necessários para suprir cada consumo médio.

Região	Quantidade de Módulos Fotovoltaicos		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	6	6	8
Lago Norte	3	3	7
Águas Claras	2	3	9
Plano Piloto	4	3	6
Cruzeiro	3	3	6
Guará	3	3	5
SIA	6	5	10
Sobradinho	2	3	5
Taguatinga	2	3	6
Candangolândia	34	3	5
Núcleo Bandeirante	3	3	7
Gama	2	3	5
Riacho Fundo	2	3	4
Ceilândia	2	2	5
Samambaia	2	2	4
Brazlândia	2	3	8
Riacho Fundo II	2	3	3
Santa Maria	2	2	5
Recanto das Emas	2	3	5
Planaltina	2	3	6
Paranoá	2	2	7
São Sebastião	3	3	6
SCIA/Estrutural	2	3	8

Quadro 5 – Cálculo da Quantidade de Módulos Fotovoltaicos Teóricos. Fonte: (Autor, 2023)

Sabendo a quantidade de módulos necessários, podemos calcular a potência instalada de pico do sistema fotovoltaico. Para calcular a potência de pico do sistema, faremos:

$$Pt = N_M * P$$

$$Pt = 8 * 550 = 4400 W = 4,4 kWp$$

O dado de potência do módulo é um dado coletado através de testes em condições ideais, tornando esse valor um dado maximizado, portanto é chamado de potência de pico [Wp].

No quadro a seguir são apresentadas as potências dos sistemas necessários para cada região administrativa por tipo de ligação.

Região	Potência do Sistema (kWp)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	3,30	3,30	4,40
Lago Norte	1,65	1,65	3,85
Águas Claras	1,10	1,65	4,95
Plano Piloto	2,20	1,65	3,30
Cruzeiro	1,65	1,65	3,30
Guará	1,65	1,65	2,75
SIA	3,30	2,75	5,50
Sobradinho	1,10	1,65	2,75
Taguatinga	1,10	1,65	2,75
Candangolândia	18,70	1,65	2,75
Núcleo Bandeirante	1,65	1,65	3,85
Gama	1,10	1,65	2,75
Riacho Fundo	1,10	1,65	2,20
Ceilândia	1,10	1,10	2,75
Samambaia	1,10	1,10	2,20
Brazlândia	1,10	1,65	4,40
Riacho Fundo II	1,10	1,65	1,65
Santa Maria	1,10	1,10	2,75
Recanto das Emas	1,10	1,65	2,75
Planaltina	1,10	1,65	3,30
Paranoá	1,10	1,10	3,85
São Sebastião	1,10	1,65	3,30
SCIA/Estrutural	1,10	1,65	4,40

Quadro 6 – Cálculo da Potência do Sistema Teórico necessário para cada Região. Fonte: (Autor, 2023)

Apenas dimensionar a quantidade de módulos e a potência do sistema necessário para suprir o consumo médio de uma determinada região não é o suficiente. Precisamos levar em conta a área total dos módulos, uma vez que, se o cliente não tiver área suficiente de telhado não será possível a instalação de um sistema ideal. Então para calcularmos a área total dos módulos, multiplicaremos a área do módulo vezes o número de módulos, obtendo:

$$A_T = A_P * N_M$$

No exemplo do Lago Sul, temos:

$$A_T = 2,5843 * 8 = 20,74 \text{ m}^2$$

No quadro a seguir, é mostrado a área total dos sistemas para cada região.

Região	Área do Sistema (m <sup>2</sup> )		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	15,98	14,34	20,74
Lago Norte	7,63	6,71	17,54
Águas Claras	5,12	8,54	22,12
Plano Piloto	10,22	6,59	16,63
Cruzeiro	6,86	7,08	16,32
Guará	7,41	7,17	12,51
SIA	14,22	13,45	26,63
Sobradinho	6,10	6,77	11,71
Taguatinga	6,28	7,35	12,57
Candangolândia	88,77	7,38	13,73
Núcleo Bandeirante	7,38	7,32	17,08
Gama	5,86	6,71	12,51
Riacho Fundo	5,46	7,02	11,23
Ceilândia	5,49	6,41	12,75
Samambaia	5,43	5,98	10,98
Brazlândia	6,10	7,11	21,66
Riacho Fundo II	4,94	7,93	9,03
Santa Maria	5,40	5,77	11,90
Recanto das Emas	5,25	8,05	13,73
Planaltina	5,19	6,71	16,47
Paranoá	5,19	5,95	17,08
São Sebastião	5,67	7,02	14,58
SCIA/Estrutural	4,58	8,24	19,74

Quadro 7 – Área Total dos Módulos. Fonte: (Autor, 2023)

Como todos os cálculos foram realizados com o valor da potência de pico, dado obtido em condições ideais, sabemos que na realidade não conseguimos obter os mesmos valores, logo, o número de módulos necessários para suprir o consumo das regiões pode ser maior.

Modificando todos os cálculos, utilizaremos uma eficiência de 82% para os módulos, então, em vez de 21,3% utilizaremos 17,46%. Obtemos:

- Energia produzida pelo módulo diariamente:

$$E_p = 5,25 * 1000 * 2,5843 * 0,1746 = 2.369,8 [Wh]$$

- Quantidade de módulos:

$$N_M = \frac{22.666}{2.369,8} = 9,56, \text{ iremos considerar } 10 \text{ módulos.}$$

- Potência de pico do sistema:

$$P_t = N_M * P = 10 * 550 = 5500 W = 5,5 kWp$$

- Área total dos módulos:

$$A_T = 10 * 2,5843 = 25,843 m^2$$

A seguir os quadros, considerando uma situação real para os sistemas

Região	Quantidade de Painéis Fotovoltaicos		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	7	7	10
Lago Norte	4	3	8
Águas Claras	2	4	10
Plano Piloto	5	3	8
Cruzeiro	3	3	8
Guará	3	3	6
SIA	7	6	12
Sobradinho	3	3	5
Taguatinga	3	3	6
Candangolândia	41	3	6
Núcleo Bandeirante	3	3	8
Gama	3	3	6
Riacho Fundo	3	3	5
Ceilândia	3	3	6
Samambaia	3	3	5
Brazlândia	3	3	10
Riacho Fundo II	2	4	4
Santa Maria	2	3	5
Recanto das Emas	2	4	6
Planaltina	2	3	8
Paranoá	2	3	8
São Sebastião	3	3	7
SCIA/Estrutural	2	4	9

Quadro 8 – Cálculo da Quantidade de Módulos Fotovoltaicos. Fonte: (Autor, 2023)

Região	Potência do Sistema (kWp)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	3,85	3,85	5,50
Lago Norte	2,20	1,65	4,40
Águas Claras	1,10	2,20	5,50
Plano Piloto	2,75	1,65	4,40
Cruzeiro	1,65	1,65	4,40
Guará	1,65	1,65	3,30
SIA	3,85	3,30	6,60
Sobradinho	1,65	1,65	2,75
Taguatinga	1,65	1,65	3,30
Candangolândia	22,55	1,65	3,30
Núcleo Bandeirante	1,65	1,65	4,40
Gama	1,65	1,65	3,30
Riacho Fundo	1,65	1,65	2,75
Ceilândia	1,65	1,65	3,30
Samambaia	1,65	1,65	2,75
Brazlândia	1,65	1,65	5,50
Riacho Fundo II	1,10	2,20	2,20
Santa Maria	1,10	1,65	2,75
Recanto das Emas	1,10	2,20	3,30
Planaltina	1,10	1,65	4,40
Paranoá	1,10	1,65	4,40
São Sebastião	1,65	1,65	3,85
SCIA/Estrutural	1,10	2,20	4,95

Quadro 9 – Cálculo da Potência do Sistema Real Necessário para cada Região. Fonte: (Autor, 2023)

Região	Área do Sistema (m <sup>2</sup> )		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	18,09	18,09	25,84
Lago Norte	10,34	7,75	20,67
Águas Claras	5,17	10,34	25,84
Plano Piloto	12,92	7,75	20,67
Cruzeiro	7,75	7,75	20,67
Guará	7,75	7,75	15,51
SIA	18,09	15,51	31,01
Sobradinho	7,75	7,75	12,92
Taguatinga	7,75	7,75	15,51
Candangolândia	105,96	7,75	15,51
Núcleo Bandeirante	7,75	7,75	20,67
Gama	7,75	7,75	15,51
Riacho Fundo	7,75	7,75	12,92
Ceilândia	7,75	7,75	15,51
Samambaia	7,75	7,75	12,92
Brazlândia	7,75	7,75	25,84
Riacho Fundo II	5,17	10,34	10,34
Santa Maria	5,17	7,75	12,92
Recanto das Emas	5,17	10,34	15,51
Planaltina	5,17	7,75	20,67
Paranoá	5,17	7,75	20,67
São Sebastião	7,75	7,75	18,09
SCIA/Estrutural	5,17	10,34	23,26

Quadro 10 – Área Total dos Módulos. Fonte: (Autor, 2023)

Para melhor visualização da instalação dos módulos no telhado de uma residência, foi feito o modelo utilizando o software PVSOL – Software de modelagem de sistemas fotovoltaicos, conforme a figura a seguir:

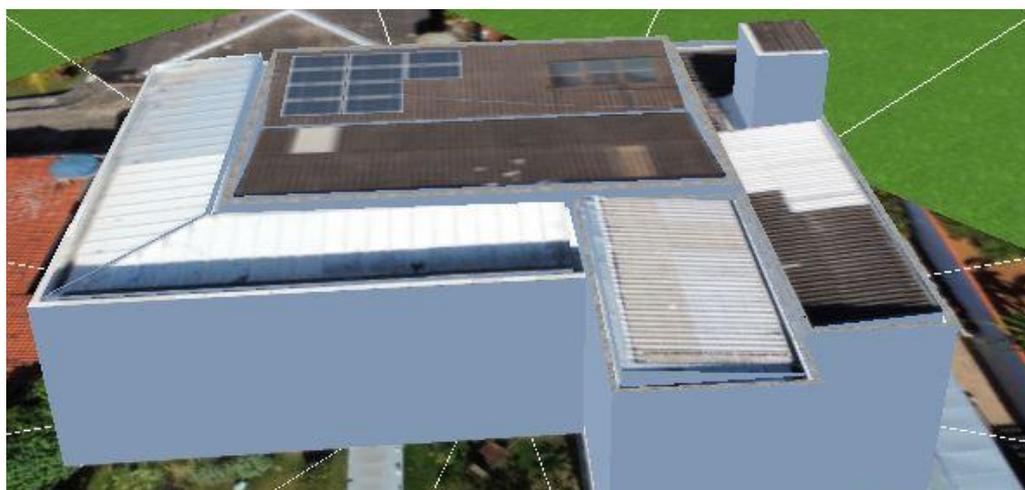


Figura 18 – Modelagem 3D no PVSOL. Fonte: (Autor, 2023)

## 5 PARTE IV – ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA CADA REGIÃO ADMINISTRATIVA

Para a realização da análise de viabilidade econômica considerou-se o custo dos sistemas fotovoltaicos. Sabe-se que o custo de cada sistema fotovoltaico inclui toda a instalação necessária, fiação, microinversores, módulos fotovoltaicos. E a depender do consumo é necessário instalar sistemas mais robustos para garantir a geração de energia à residência. O Quadro 10 mostra o custo total desses sistemas com base no número de módulos necessários e na geração solar.

Quantidade de Placas	Geração Mensal (kWh)	Geração Anual (kWh)	Custo Total do Sistema
2 placas	144	1728	R\$ 10.525,00
3 placas	216	2592	R\$ 11.525,00
4 placas	288	3456	R\$ 12.525,00
5 placas	360	4321	R\$ 14.800,00
6 placas	432	5185	R\$ 16.000,00
7 placas	504	6049	R\$ 17.200,00
8 placas	576	6913	R\$ 18.400,00
9 placas	648	7778	R\$ 21.600,00
10 placas	720	8642	R\$ 23.000,00
11 placas	792	9506	R\$ 22.563,20
12 placas	864	10370	R\$ 25.250,00
40 placas	2880	34569	R\$ 74.000,00
41 placas	2952	35433	R\$ 86.115,00

Quadro 11 – Orçamento dos Sistemas Fotovoltaicos. Fonte: (Autor, 2023)

O orçamento do sistema contempla: Aprovação do Projeto junto à Concessionária, Módulos Fotovoltaicos, Microinversores, Kit de Estrutura (perfis, parafusos, conectores, cabos), Sistema de Monitoramento, Instalação e Configuração do Monitoramento, Solicitação da Vistoria para Troca do Relógio para um Relógio bidirecional e Book de Instalação (contemplando todos os documentos do projeto e notas fiscais).

Para a realização do estudo de viabilidade econômica dos projetos fotovoltaicos para todas as Regiões Administrativas, foi adotada a metodologia de análise de Payback.

Para a análise de investimento temporal, utiliza-se a metodologia Payback que tem como finalidade avaliar o tempo no qual o cliente conseguirá que o lucro acumulado gerado se iguale e compense o investimento inicial. (Guimarães, 2020)

Dito de outra forma, o Payback, nos revela o período de tempo necessário para a recuperação do seu investimento. Ele é o principal método que mede o tempo necessário para que a somatória das parcelas anuais seja igual ao investimento inicial (Guimarães, 2020).

Nessa parte, foram realizados os cálculos de Payback para todas as Regiões Administrativas do DF e para todos os tipos de ligação, considerando antes e após a entrada em vigor da Lei 14.300.

Primeiramente, foram realizados cálculos para os sistemas instalados antes do dia 7 de janeiro de 2023, ou seja, antes da Lei 14.300/22 completar 12 meses. Nesse período não havia a taxação do Fio B.

Tomando novamente como exemplo a residência trifásica da região do Lago Sul, temos:

**Quadro 12 – Cálculo do Payback**

Consumo médio mensal	<b>680 kWh</b>
Contribuição de Iluminação Pública	<b>R\$ 26,74</b>
Tarifa Convencional	<b>0,9</b>
Sistema	10 módulos JA SOLAR de 550 W e 3 microinversores Hoymiles 1,8kW
Custo Total do sistema	<b>R\$ 23.000,00</b>
Conta de Energia sem Sistema	$( 680 * 0,9 ) + 26,74 = \mathbf{R\$ 638,74}$
Conta de Energia com Sistema	$( 100 * 0,9 ) + 26,74 = \mathbf{R\$ 116,74}$
Economia Mensal	$638,74 - 116,74 = \mathbf{R\$ 522,00}$

Payback	$\frac{23000}{522} = 44 \text{ meses} \cong 4 \text{ anos}$
---------	---

Para esse sistema, caso instalado antes da promulgação da Lei 14.300/22 o dia 7 de janeiro de 2023, o Payback seria de aproximadamente 4 anos e o excedente da energia gerada seria acumulado, podendo ser usado em até 36 meses.

Lembrando que a Taxa Mínima para sistemas trifásicos é calculada como 100 kWh vezes a tarifa convencional. Para sistemas bifásicos consideramos 50 kWh e para sistemas monofásicos 30 kWh.

Agora iremos calcular o Payback para o sistema considerando a nova legislação. Lembrando que na nova legislação um fator muito importante para o cálculo do Payback é o Fator de Simultaneidade<sup>6</sup> - o fator de simultaneidade corresponde a energia que ao ser gerada será consumida no mesmo momento, sem ser registrada pelo medidor, e quanto maior o fator de simultaneidade menor a quantidade de energia injetada e menor o valor da Conta de Energia. Além disso, o valor do Fio B que será considerado é 0,25 que equivale a 28% (média nacional do valor do Fio B) da tarifa convencional.

Para o cálculo do Payback, seguiremos os seguintes passos:

**a. Dados:**

Consumo mensal	Contribuição Pública	Tarifa Convencional	Custo Total do Sistema	Conta de Energia sem Sistema	Energia gerada pelo sistema	Valor do Fio B
680 kWh	R\$ 26,74	0,9	R\$ 23.000,00	R\$ 638,74	720 kWh	0,25

<sup>6</sup> Fator de Simultaneidade corresponde à parcela da energia gerada que é autoconsumida no mesmo momento da geração, não sendo registrada pelo medidor e, portanto, não sendo utilizada no processo de compensação. No novo Sistema Tarifário quanto maior o Fator de Simultaneidade maior a economia na conta de energia e menor o Payback do sistema fotovoltaico. (Chaves, 2019)

**b. Cálculo da Simultaneidade**

<b>Fator de Simultaneidade</b>		
<b>25%</b>	<b>50%</b>	<b>75%</b>
$680 * 0,25 = 170 \text{ kWh}$	$680 * 0,5 = 340 \text{ kWh}$	$680 * 0,75 = 510 \text{ kWh}$
<b>Energia Injetada</b>		
$720 - 170 = 550 \text{ kWh}$	$720 - 340 = 380 \text{ kWh}$	$720 - 510 = 210 \text{ kWh}$

**c. Cálculo do valor do Fio B**

Agora efetuando os cálculos com a taxaço do Fio B e considerando os diferentes fatores de simultaneidade para o exemplo da residência trifásica do Lago Sul após a promulgação da Lei 14.300/2022 depois dos 12 meses, o usuário passará a pagar por esse fio.

Esse cálculo é realizado observando a energia injetada, valor do fio B (escalonamento conforme a Lei) e o fator de simultaneidade.

$$\text{Fio B} = \text{Energia Injetada} * \text{Valor do Fio B} * \text{porcentagem do ano}$$

<b>Gasto com Fio B</b>	<b>25%</b>	<b>50%</b>	<b>75%</b>
2023 ( 15% )	R\$ 20,63	R\$ 14,25	R\$ 7,88
2024 ( 30% )	R\$ 41,25	R\$ 28,50	R\$ 15,75
2025 ( 45% )	R\$ 61,88	R\$ 42,75	R\$ 23,63
2026 ( 60% )	R\$ 82,50	R\$ 57,00	R\$ 31,50
2027 ( 75% )	R\$ 103,13	R\$ 71,25	R\$ 39,38
2028 ( 90% )	R\$ 123,75	R\$ 85,50	R\$ 47,25

No último ano de escalonamento percebe-se que o uso do Fio B chega a valores de R\$123,75 a R\$47,25; diferentemente dos anos iniciais cujos valores variam entre R\$20,63 e R\$7,88. Isso significa afirmar que o custo de instalação de um sistema fotovoltaico no decorrer dos anos e a taxa do Fio B tornarão essa empreitada menos atraente.

**d. Cálculo da Conta de Energia (Valor do Fio B mais contribuição pública)**

<b>Conta de Energia</b>	<b>25%</b>	<b>50%</b>	<b>75%</b>
2023 ( 15% )	R\$ 47,37	R\$ 40,99	R\$ 34,62
2024 ( 30% )	R\$ 67,99	R\$ 55,24	R\$ 42,49
2025 ( 45% )	R\$ 88,62	R\$ 69,49	R\$ 50,37
2026 ( 60% )	R\$ 109,24	R\$ 83,74	R\$ 58,24
2027 ( 75% )	R\$ 129,87	R\$ 97,99	R\$ 66,12
2028 ( 90% )	R\$ 150,49	R\$ 112,24	R\$ 73,99

**e. Cálculo do Payback**

	<b>25%</b>	<b>50%</b>	<b>75%</b>
<b>Média</b>	R\$ 98,93	R\$ 76,62	R\$ 54,30
<b>Economia</b>	R\$ 638,74 – R\$ 98,93 <b>= R\$ 539,81</b>	R\$ 638,74 – R\$ 76,62 <b>= R\$ 562,13</b>	R\$ 638,74 – R\$ 54,30 <b>= R\$ 584,44</b>
<b>Payback</b>	$\frac{23000}{539,81} = 42,6 \text{ meses}$ $\cong 4 \text{ anos}$	40,91 meses $\cong 3 \text{ anos}$	39,35 meses $\cong 3 \text{ anos}$

Para uma residência trifásica na região do Lago Sul comum com consumo médio mensal de 680 kWh, com sistema instalado considerando o sistema tarifário antigo, obtemos um Payback de aproximadamente 4 anos, como visto anteriormente. Já considerando o sistema tarifário novo, podemos observar que o tempo de Payback é menor.

Seguindo os cálculos anteriormente executados, seguem os resultados alcançados considerando todas as Regiões Administrativas do DF no que tange a economia mensal e Payback e para cada tipo de ligação.

Começarei apresentando os valores considerando o sistema tarifário antigo, ou seja, o sistema em que não havia taxaço do Fio B.

Os quadros 13 e 14 apresentam dados importantes relativos à economia mensal ao se instalar um projeto fotovoltaico considerando o tipo de ligação. Observe que as maiores economias em termos monetários ocorrem nas Regiões Administrativas de maior poder aquisitivo e cujo consumo residencial é maior. A instalação dos sistemas fotovoltaicos apresentados no quadro 11 mostra claramente a vantagem em se instalar projetos fotovoltaicos mais robustos *versus* preço deste. Isso significa dizer que, em uma residência cujo consumo de energia é maior, o sistema fotovoltaico é proporcionalmente mais vantajoso economicamente, uma vez que os valores pagos de mão de obra, fiação e instalação são quase os mesmos, independente do tamanho do projeto fotovoltaico.

Região	Economia Mensal (R\$)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	R\$ 381,60	R\$ 333,00	R\$ 522,00
Lago Norte	R\$ 135,00	R\$ 108,00	R\$ 427,50
Águas Claras	R\$ 61,20	R\$ 162,00	R\$ 562,50
Plano Piloto	R\$ 211,50	R\$ 104,40	R\$ 400,50
Cruzeiro	R\$ 112,50	R\$ 118,80	R\$ 391,50
Guará	R\$ 128,70	R\$ 121,50	R\$ 279,00
SIA	R\$ 329,40	R\$ 306,90	R\$ 695,70
Sobradinho	R\$ 90,00	R\$ 109,80	R\$ 255,60
Taguatinga	R\$ 95,40	R\$ 126,90	R\$ 280,80
Candangolândia	R\$ 2.529,00	R\$ 127,80	R\$ 315,00
Núcleo Bandeirante	R\$ 127,80	R\$ 126,00	R\$ 414,00
Gama	R\$ 82,80	R\$ 108,00	R\$ 279,00
Riacho Fundo	R\$ 71,10	R\$ 117,00	R\$ 241,20
Ceilândia	R\$ 72,00	R\$ 99,00	R\$ 286,20
Samambaia	R\$ 70,20	R\$ 86,40	R\$ 234,00
Brazlândia	R\$ 90,00	R\$ 119,70	R\$ 549,00
Riacho Fundo II	R\$ 55,80	R\$ 144,00	R\$ 176,40
Santa Maria	R\$ 69,30	R\$ 80,10	R\$ 261,00
Recanto das Emas	R\$ 64,80	R\$ 147,60	R\$ 315,00
Planaltina	R\$ 63,00	R\$ 108,00	R\$ 396,00
Paranoá	R\$ 63,00	R\$ 85,50	R\$ 414,00
São Sebastião	R\$ 77,40	R\$ 117,00	R\$ 340,20
SCIA/Estrutural	R\$ 45,00	R\$ 153,00	R\$ 492,30

Quadro 13 – Economia Mensal considerando o Sistema Tarifário Antigo. Fonte: (Autor, 2023)

Região	Payback (Meses)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	45	52	44
Lago Norte	93	107	43
Águas Claras	172	77	41
Plano Piloto	70	110	46
Cruzeiro	102	97	47
Guará	90	95	57
SIA	52	52	36
Sobradinho	128	105	58
Taguatinga	121	91	57
Candangolândia	34	90	51
Núcleo Bandeirante	90	91	44
Gama	139	107	57
Riacho Fundo	162	99	61
Ceilândia	160	116	56
Samambaia	164	133	63
Brazlândia	128	96	42
Riacho Fundo II	189	87	71
Santa Maria	152	144	57
Recanto das Emas	162	85	51
Planaltina	167	107	46
Paranoá	167	135	44
São Sebastião	149	99	51
SCIA/Estrutural	234	82	44

**Quadro 14 – Payback considerando o Sistema Tarifário Antigo. Fonte: (Autor, 2023)**

Quando se calcula o Payback, percebe-se que para alguns sistemas e Regiões Administrativas, o tempo de retorno é bastante elevado, o que leva ao questionamento do quão vantajoso seria a instalação de um sistema fotovoltaico nesses casos, visto que a economia não é tão expressiva e o retorno do investimento demanda tempo prolongado.

Já considerando o novo sistema tarifário, em que temos o escalonamento pelo uso do Fio B e por tipo de ligação, o quadro 14 mostra detalhadamente a economia mensal por Região Administrativa.

Região	Economia Mensal (R\$)								
	Monofásico			Bifásico			Trifásico		
	25%	50%	75%	25%	50%	75%	25%	50%	75%
Lago Sul	R\$ 404,64	R\$ 421,84	R\$ 439,03	R\$ 372,27	R\$ 387,69	R\$ 403,12	R\$ 539,81	R\$ 562,13	R\$ 584,44
Lago Norte	R\$ 195,40	R\$ 203,61	R\$ 211,81	R\$ 173,27	R\$ 180,49	R\$ 187,71	R\$ 460,77	R\$ 479,63	R\$ 498,50
Águas Claras	R\$ 116,21	R\$ 121,73	R\$ 127,24	R\$ 223,39	R\$ 232,58	R\$ 241,76	R\$ 577,29	R\$ 601,08	R\$ 624,87
Plano Piloto	R\$ 265,24	R\$ 276,23	R\$ 287,23	R\$ 173,14	R\$ 180,23	R\$ 187,31	R\$ 432,78	R\$ 450,67	R\$ 468,55
Cruzeiro	R\$ 173,43	R\$ 180,82	R\$ 188,20	R\$ 173,66	R\$ 181,28	R\$ 188,89	R\$ 423,45	R\$ 441,01	R\$ 458,56
Guará	R\$ 174,02	R\$ 182,00	R\$ 189,97	R\$ 173,76	R\$ 181,47	R\$ 189,18	R\$ 325,75	R\$ 339,21	R\$ 352,66
SIA	R\$ 368,54	R\$ 383,83	R\$ 399,12	R\$ 346,57	R\$ 361,04	R\$ 375,51	R\$ 692,85	R\$ 721,49	R\$ 750,14
Sobradinho	R\$ 158,21	R\$ 164,78	R\$ 171,34	R\$ 173,33	R\$ 180,62	R\$ 187,90	R\$ 289,35	R\$ 301,95	R\$ 255,60
Taguatinga	R\$ 163,81	R\$ 170,57	R\$ 177,33	R\$ 173,96	R\$ 181,87	R\$ 189,77	R\$ 327,62	R\$ 341,14	R\$ 354,66
Candangolândia	R\$ 2.327,03	R\$ 2.422,52	R\$ 2.518,00	R\$ 173,99	R\$ 181,93	R\$ 189,97	R\$ 346,87	R\$ 361,63	R\$ 376,40
Núcleo Bandeirante	R\$ 173,99	R\$ 181,93	R\$ 189,87	R\$ 173,93	R\$ 181,80	R\$ 189,68	R\$ 446,78	R\$ 465,15	R\$ 483,53
Gama	R\$ 150,75	R\$ 157,05	R\$ 163,35	R\$ 173,27	R\$ 180,49	R\$ 187,71	R\$ 325,75	R\$ 339,21	R\$ 352,66
Riacho Fundo	R\$ 138,62	R\$ 144,50	R\$ 150,37	R\$ 173,60	R\$ 181,14	R\$ 188,69	R\$ 288,83	R\$ 300,90	R\$ 241,20
Ceilândia	R\$ 139,56	R\$ 145,46	R\$ 151,37	R\$ 167,54	R\$ 174,43	R\$ 181,32	R\$ 333,22	R\$ 346,93	R\$ 360,65
Samambaia	R\$ 137,69	R\$ 143,53	R\$ 149,37	R\$ 154,48	R\$ 160,91	R\$ 167,34	R\$ 288,56	R\$ 300,38	R\$ 234,00
Brazlândia	R\$ 158,21	R\$ 164,78	R\$ 171,34	R\$ 173,70	R\$ 181,34	R\$ 188,99	R\$ 567,80	R\$ 591,09	R\$ 614,39
Riacho Fundo II	R\$ 116,02	R\$ 121,33	R\$ 126,65	R\$ 204,73	R\$ 213,26	R\$ 221,79	R\$ 231,11	R\$ 240,83	R\$ 176,40
Santa Maria	R\$ 136,76	R\$ 142,57	R\$ 148,37	R\$ 147,95	R\$ 154,15	R\$ 160,35	R\$ 289,55	R\$ 302,34	R\$ 261,00
Recanto das Emas	R\$ 132,09	R\$ 137,74	R\$ 143,38	R\$ 208,46	R\$ 217,13	R\$ 225,79	R\$ 346,87	R\$ 361,63	R\$ 376,40
Planaltina	R\$ 130,23	R\$ 135,81	R\$ 141,38	R\$ 173,27	R\$ 180,49	R\$ 187,71	R\$ 428,12	R\$ 445,84	R\$ 463,56
Paranoá	R\$ 130,23	R\$ 135,81	R\$ 141,38	R\$ 153,55	R\$ 159,95	R\$ 166,35	R\$ 446,78	R\$ 465,15	R\$ 483,53
São Sebastião	R\$ 145,15	R\$ 151,26	R\$ 157,36	R\$ 173,60	R\$ 181,14	R\$ 188,69	R\$ 379,73	R\$ 395,42	R\$ 411,10
SCIA/Estrutural	R\$ 115,62	R\$ 120,54	R\$ 125,47	R\$ 214,06	R\$ 222,92	R\$ 231,78	R\$ 518,48	R\$ 539,10	R\$ 560,94

Quadro 15 – Economia Mensal considerando o Sistema Tarifário Novo. Fonte: (Autor, 2023)

Região	Payback (meses)								
	Monofásico			Bifásico			Trifásico		
	25%	50%	75%	25%	50%	75%	25%	50%	75%
Lago Sul	43	41	39	46	44	43	43	41	39
Lago Norte	64	62	59	67	64	61	40	38	37
Águas Claras	91	86	83	56	54	52	40	38	37
Plano Piloto	56	54	52	67	64	62	43	41	39
Cruzeiro	66	64	61	66	64	61	43	42	40
Guará	66	63	61	66	64	61	49	47	45
SIA	47	45	43	46	44	43	36	35	34
Sobradinho	73	70	67	66	64	61	51	49	58
Taguatinga	70	68	65	66	63	61	49	47	45
Candangolândia	37	36	34	66	63	61	46	44	43
Núcleo Bandeirante	66	63	61	66	63	60	41	40	38
Gama	76	73	71	67	64	61	49	47	45
Riacho Fundo	83	80	77	66	63	61	51	49	61
Ceilândia	83	79	76	69	66	64	48	46	44
Samambaia	84	80	77	75	72	69	51	49	63
Brazlândia	73	70	67	66	64	61	41	39	37
Riacho Fundo II	91	87	83	61	59	56	54	52	71
Santa Maria	84	81	78	78	75	72	51	49	57
Recanto das Emas	87	84	80	60	58	55	46	44	43
Planaltina	88	85	82	67	64	61	43	41	40
Paranoá	88	85	82	75	72	69	41	40	38
São Sebastião	79	76	73	66	64	61	45	43	42
SCIA/Estrutural	91	87	84	59	56	54	42	40	39

Quadro 16 – Payback considerando o Sistema Tarifário Novo. Fonte: (Autor, 2023)

Podemos observar que, assim como no sistema tarifário antigo, aquelas regiões que possuem baixo consumo, tendem a ter uma economia mais modesta na conta e um tempo de retorno de investimento mais longo.

Vale observar que para algumas regiões os cálculos de economia mensal (R\$) e Payback foram realizados de maneira diferente. Para determinadas regiões foi mais vantajoso pagar o Fio B mais o excesso de consumo do que instalar um sistema maior e pagar apenas o Fio B.

As regiões nas quais foi esse o caso são: Lago Sul (Monofásico), Lago Norte (Bifásico), Águas Claras (Monofásico e Trifásico), Cruzeiro (Monofásico e Bifásico), Guará (Monofásico e Bifásico), SIA (Bifásico e Trifásico), Sobradinho (Bifásico e Trifásico), Taguatinga (Bifásico), Candangolândia (Bifásico e Trifásico), Núcleo Bandeirante (Monofásico e Bifásico), Gama (Bifásico), Riacho Fundo (Bifásico e Trifásico), Brazlândia (Bifásico), Riacho Fundo II (Monofásico e Trifásico), Santa Maria (Trifásico), Recanto das Emas (Trifásico), Planaltina (Bifásico), São Sebastião (Bifásico) e SCIA/Estrutural (Monofásico).

Além disso, como já foi mencionado, com o vigor da Lei 14.300, é possível que o consumidor pague apenas a taxa mínima, quando se tem um baixo consumo de energia. Para se enquadrar no pagamento da taxa mínima, os consumidores com ligação monofásica, devem consumir menos que 30 kWh/mês; ligação bifásica, devem consumir menos que 50 kWh/mês; ligação trifásica, devem consumir menos que 100 kWh/mês.

Considerando a ligação trifásica e o fator de simultaneidade de 75%, os consumidores de algumas regiões administrativas do DF são candidatos a pagar a taxa mínima, e não o Fio B - são essas as regiões: Sobradinho, Riacho Fundo, Samambaia, Riacho Fundo II e Santa Maria.

## **5.1 RESULTADOS DA DISCUSSÃO**

Como se pode observar, a instalação de um sistema fotovoltaico pode ter custo elevado - os equipamentos são caros e a mão de obra é proporcional ao tamanho do sistema. Pensando nisso, para analisarmos a viabilidade de instalar um sistema fotovoltaico, precisamos verificar tanto a economia mensal que o sistema gerará quanto o tempo de retorno do investimento do sistema.

Sendo assim, um sistema fotovoltaico, para ser viável, necessita proporcionar uma boa economia mensal com o menor tempo de Payback possível. Após analisar os dados obtidos com o estudo, acredita-se que um sistema fotovoltaico que gere uma economia

mensal em torno de R\$200,00 e um Payback de, no máximo, 60 meses, seja uma boa opção.

Levando em consideração esses pontos, foi analisada a implantação de sistema fotovoltaico em todas as regiões considerando tanto o sistema tarifário antigo quanto o sistema tarifário novo.

Neste primeiro momento, analisando o sistema tarifário antigo. Visualizando os quadros abaixo, é possível observar as regiões nas quais seria viável a implantação do sistema fotovoltaico. As lacunas em branco representam locais/ligações em que não foi considerada rentável a instalação (economia menor que R\$200,00 e Payback maior que 60 meses). Vale ressaltar que, as regiões do Plano Piloto (Monofásico), Riacho Fundo (Trifásico) e Samambaia (Trifásico) por mais que consigam obter uma economia mensal de mais de R\$ 200,00, possuem um Payback maior que 60 meses, não sendo viável a implantação do sistema.

Região	Economia Mensal (R\$)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	R\$ 381,60	R\$333,00	R\$ 522,00
Lago Norte			R\$ 427,50
Águas Claras			R\$ 562,50
Plano Piloto	<b>R\$ 211,50</b>		R\$ 400,50
Cruzeiro			R\$ 391,50
Guará			R\$ 279,00
SIA	R\$ 329,40	R\$306,90	R\$ 695,70
Sobradinho			R\$ 255,60
Taguatinga			R\$ 280,80
Candangolândia	R\$2.529,00		R\$ 315,00
Núcleo Bandeirante			R\$ 414,00
Gama			R\$ 279,00
Riacho Fundo			<b>R\$ 241,20</b>
Ceilândia			R\$ 286,20
Samambaia			<b>R\$ 234,00</b>
Brazlândia			R\$ 549,00
Riacho Fundo II			
Santa Maria			R\$ 261,00
Recanto das Emas			R\$ 315,00
Planaltina			R\$ 396,00
Paranoá			R\$ 414,00
São Sebastião			R\$ 340,20
SCIA/Estrutural			R\$ 492,30

Quadro 17 – Análise de Economia Mensal considerando o Sistema Tarifário Antigo. Fonte: (Autor, 2023)

Região	Payback (Meses)		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico
Lago Sul	45	52	44
Lago Norte			43
Águas Claras			41
Plano Piloto			46
Cruzeiro			47
Guará			57
SIA	52	52	36
Sobradinho			58
Taguatinga			57
Candangolândia	34		51
Núcleo Bandeirante			44
Gama			57
Riacho Fundo			
Ceilândia			56
Samambaia			
Brazlândia			42
Riacho Fundo II			
Santa Maria			57
Recanto das Emas			51
Planaltina			46
Paranoá			44
São Sebastião			51
SCIA/Estrutural			44

Quadro 18 – Payback considerando o Sistema Tarifário Antigo. Fonte: (Autor, 2023)

Agora iremos analisar considerando o sistema tarifário novo; lacunas em branco mantêm seu significado.

Região	Economia Mensal (R\$)								
	Monofásico			Bifásico			Trifásico		
	25%	50%	75%	25%	50%	75%	25%	50%	75%
Lago Sul	R\$ 404,64	R\$ 421,84	R\$ 439,03	R\$ 372,27	R\$ 387,69	R\$ 403,12	R\$ 539,81	R\$ 562,13	R\$ 584,44
Lago Norte		R\$ 203,61	R\$ 211,81				R\$ 460,77	R\$ 479,63	R\$ 498,50
Águas Claras				R\$ 223,39	R\$ 232,58	R\$ 241,76	R\$ 577,29	R\$ 601,08	R\$ 624,87
Plano Piloto	R\$ 265,24	R\$ 276,23	R\$ 287,23				R\$ 432,78	R\$ 450,67	R\$ 468,55
Cruzeiro							R\$ 423,45	R\$ 441,01	R\$ 458,56
Guará							R\$ 325,75	R\$ 339,21	R\$ 352,66
SIA	R\$ 368,54	R\$ 383,83	R\$ 399,12	R\$ 346,57	R\$ 361,04	R\$ 375,51	R\$ 692,85	R\$ 721,49	R\$ 750,14
Sobradinho							R\$ 289,35	R\$ 301,95	<b>R\$ 255,60</b>
Taguatinga							R\$ 327,62	R\$ 341,14	R\$ 354,66
Candangolândia	R\$ 2.327,03	R\$ 2.422,52	R\$ 2.518,00				R\$ 346,87	R\$ 361,63	R\$ 376,40
Núcleo Bandeirante							R\$ 446,78	R\$ 465,15	R\$ 483,53
Gama							R\$ 325,75	R\$ 339,21	R\$ 352,66
Riacho Fundo							R\$ 288,83	R\$ 300,90	<b>R\$ 241,20</b>
Ceilândia							R\$ 333,22	R\$ 346,93	R\$ 360,65
Samambaia							R\$ 288,56	R\$ 300,38	<b>R\$ 234,00</b>
Brazlândia							R\$ 567,80	R\$ 591,09	R\$ 614,39
Riacho Fundo II				R\$ 204,73	R\$ 213,26	R\$ 221,79	R\$ 231,11	R\$ 240,83	
Santa Maria							R\$ 289,55	R\$ 302,34	<b>R\$ 261,00</b>
Recanto das Emas				R\$ 208,46	R\$ 217,13	R\$ 225,79	R\$ 346,87	R\$ 361,63	R\$ 376,40
Planaltina							R\$ 428,12	R\$ 445,84	R\$ 463,56
Paranoá							R\$ 446,78	R\$ 465,15	R\$ 483,53
São Sebastião							R\$ 379,73	R\$ 395,42	R\$ 411,10
SCIA/Estrutural				R\$ 214,06	R\$ 222,92	R\$ 231,78	R\$ 518,48	R\$ 539,10	R\$ 560,94

Quadro 19 – Análise de Economia Mensal considerando o Sistema Tarifário Novo. Fonte: (Autor, 2023)

Região	Payback (meses)								
	Monofásico			Bifásico			Trifásico		
	25%	50%	75%	25%	50%	75%	25%	50%	75%
Lago Sul	43	41	39	46	44	43	43	41	39
Lago Norte			59				40	38	37
Águas Claras				56	54	52	40	38	37
Plano Piloto	56	54	52				43	41	39
Cruzeiro							43	42	40
Guará							49	47	45
SIA	47	45	43	46	44	43	36	35	34
Sobradinho							51	49	<b>58</b>
Taguatinga							49	47	45
Candangolândia	37	36	34				46	44	43
Núcleo Bandeirante							41	40	38
Gama							49	47	45
Riacho Fundo							51	49	
Ceilândia							48	46	44
Samambaia							51	49	
Brazlândia							41	39	37
Riacho Fundo II					59	56	54	52	
Santa Maria							51	49	<b>57</b>
Recanto das Emas				60	58	55	46	44	43
Planaltina							43	41	40
Paranoá							41	40	38
São Sebastião							45	43	42
SCIA/Estrutural				59	56	54	42	40	39

**Quadro 20 – Payback considerando o Sistema Tarifário Novo. Fonte: (Autor, 2023)**

Analisando os quadros acima, é possível observar as regiões que seriam viáveis à implantação do sistema fotovoltaico. Vale ressaltar que, as regiões do Lago Norte (Monofásico, 50%) e Riacho Fundo II (Bifásico, 25%) por mais que consigam obter uma economia mensal de mais de R\$ 200,00, possuem um Payback maior que 60 meses, não sendo viável a implantação do sistema. Conforme comentado anteriormente as regiões de Sobradinho, Riacho Fundo, Riacho Fundo II, Santa Maria e Samambaia considerando a ligação trifásica e o fator de simultaneidade de 75%, os consumidores dessas regiões são candidatos a pagar a taxa mínima, e não o Fio B, por isso os consumidores da região do Riacho Fundo II que instalassem o sistema fotovoltaico nessas condições, teriam uma economia mensal menor que R\$ 200,00 e Payback maior que 60 meses; assim como os consumidores do Riacho Fundo e de Samambaia que instalassem o sistema fotovoltaico nessas condições apesar da economia maior que R\$ 200,00 teriam um Payback maior que 60 meses.

Comparando os dois sistemas tarifários, o antigo e o novo, é possível observar que a implantação do sistema fotovoltaico em algumas regiões foi considerado inviável considerando o sistema tarifário antigo, no entanto, no sistema tarifário novo tornou-se viável a implantação do sistema nessas regiões.

Tais regiões são:

<b>Região</b>	<b>Tipo de Ligação</b>	<b>Fator de Simultaneidade</b>
Lago Norte	Monofásico	75%
Águas Claras	Bifásico	25%, 50% e 75%
Plano Piloto	Monofásico	25%, 50% e 75%
Riacho Fundo	Trifásico	25% e 50%
Samambaia	Trifásico	25% e 50%
Riacho Fundo II	Bifásico	50% e 75%
Riacho Fundo II	Trifásico	25% e 50%
Recanto das Emas	Bifásico	25%, 50% e 75%
SCIA/Estrutural	Bifásico	25%, 50% e 75%

A vigência da Lei 14.300/2022 viabilizou a implantação do sistema fotovoltaico nesse novo sistema tarifário nas regiões acima, mas também possibilitou uma redução no tempo de retorno do investimento nas outras regiões analisadas.

Sendo assim, o novo sistema tarifário não torna inviável a implantação do sistema fotovoltaico, mas faz com que a economia mensal seja maior e o tempo de retorno do investimento seja menor.

## 6 METODOLOGIA

Para este trabalho foi realizada revisão bibliográfica a partir de artigos, monografias e dissertações que tratam sobre a energia solar e sua respectiva legislação, buscando em sites com o ANEEL, NEOENERGIA, anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar, anais do Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, PDAD 2021/CODEPLAN, sendo utilizadas as seguintes palavras chave: energia solar, sistemas fotovoltaicos, matriz energética, irradiação solar, tarifas de energia, Lei 14.300/2022, de maneira a contemplar as possíveis alterações que a nova lei está trazendo aos sistemas fotovoltaicos instalados a partir do dia 7 de janeiro de 2023.

Também está sendo adotada metodologia descritiva e exploratória utilizando dados reais de consumo de residências nas 33 regiões administrativas do DF obtidos em tabela fornecida pela NEOENERGIA. A partir da definição e das alterações fomentadas pela lei, foram dimensionados sistemas fotovoltaicos para suprir a média do consumo de energia elétrica de cada região administrativa. Para o dimensionamento de cada sistema foi necessário a utilização da tabela já obtida. No entanto, não foi possível a obtenção de dados de consumo de todas as regiões, sendo assim, o estudo foi realizado para 23 Regiões Administrativas do DF.

Foi realizado um estudo de viabilidade econômica, visando analisar o impacto da Lei 14.300/2022, comparando os dados obtidos de Payback e da economia mensal em dois cenários: o primeiro cenário considerando o sistema tarifário antigo (até dia 07/01/2023), antes de entrar em vigor a lei, e o segundo cenário considerando o sistema tarifário novo (após o dia 07/01/2023).

Para tal análise, foram necessários alguns dados quantitativos, tais como:

- Dados de incidência solar nas regiões do DF;
- Dimensionamento do consumo médio nas regiões; e
- Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos.

Após a análise técnica do sistema fotovoltaico, foi realizado o estudo de viabilidade econômica; tal estudo é necessário para exemplificar as mudanças da referida lei. Adotando tal metodologia, acredita-se que foi possível alcançar os objetivos determinados.

Quem tiver acesso a esta pesquisa aprofundará o conhecimento, vislumbrando a

realidade sobre o tema, a qual demonstra as mudanças sobre as tarifas pagas por consumidores que produzem a própria energia a partir de fontes renováveis.

A escolha por este tema deve-se à identificação com o assunto proposto, especialmente quanto às alterações no mercado de energia solar, analisando como esse mercado está se comportando após tais alterações.

## 7 CONCLUSÃO

O Brasil, devido a sua localização próxima a linha do Equador, garante a oferta de certas fontes renováveis de energia, como solar, eólica e biomassa, ao longo de todo o ano, tendo, assim, um grande potencial energético.

A matriz elétrica brasileira é majoritariamente renovável, se destacando pela porcentagem referente à energia hidráulica (56,7%), mas com a participação de outras fontes renováveis em sua matriz. Isso contrasta seriamente com a matriz elétrica mundial, uma vez que diversos outros países fazem maior uso de fontes de energia não renováveis.

A exploração de fontes renováveis de energia vem crescendo em importância, levando em conta o significado de sustentabilidade, sendo foco da política energética brasileira.

O estudo de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos nas regiões administrativas economicamente distintas do Distrito Federal, nos mostra como as mudanças tarifárias da Lei nº 14.300/2022 irão atingir diferentes sistemas em diferentes regiões.

É possível observar pelo estudo realizado aplicado as Regiões Administrativas do DF, a Lei nº 14.300/2022 de certo modo torna em parte inviável a implantação de novos sistemas fotovoltaicos. Tendo em vista a elevada disparidade de renda entre as Regiões Administrativas do DF e mesmo sendo considerado um sistema lucrativo a longo prazo, a instalação fotovoltaica tem um elevado custo inicial, o que impede que seja usufruído pela parcela da população com menor renda.

Após a promulgação da Lei e passados 12 meses, observa-se redução desta viabilidade. Uma das saídas seria o uso de subsídios que possibilitassem a aquisição desses projetos fotovoltaicos a um preço mais acessível as Regiões Administrativas onde o nível de renda fosse menor.

O consumo de energia em maior volume possibilita a instalação de projetos fotovoltaicos mais dispendiosos, mas por sua vez restringe-se àquelas Regiões Administrativas cujo nível de renda familiar é maior – Lago Norte, Lago Sul, Plano Piloto, Águas Claras. Esses domicílios têm recursos para custear tais projetos fotovoltaicos mais robustos – ex-ante e ex-post uso do Fio B.

Com relação às demais regiões, podemos perceber uma redução da oportunidade de realização desse investimento devido ao elevado preço dos projetos fotovoltaicos. Com o pagamento do uso do Fio B essa “economia” financeira se reduz. E por se tratar de uma Lei que visa digamos assim a expansão e o uso da fonte solar em lares brasileiros essa conta de “taxação pelo uso do fio” é importante ser feita considerando o poder aquisitivo dessa população.

Conclui-se desse modo que a Lei nº 14.300/2022 foi benéfica considerando o aumento na economia mensal a médio prazo e a diminuição do tempo de Payback do investimento realizado para a instalação de sistemas fotovoltaicos na maioria das regiões administrativas do DF. Porém, ainda assim, há a parcela da população que não tem condições de arcar com o elevado custo inicial do sistema, além de que muitas pessoas ainda estão receosas em relação aos sistemas fotovoltaicos por não terem informações claras sobre as alterações na lei e seus impactos. Isso pode prejudicar as empresas que trabalham exclusivamente com energia solar, dificultando a obtenção de novos clientes e até mesmo, em alguns casos, provocando a falência de empresas que estejam despreparadas para lidar com as mudanças. Sendo assim, esse trabalho teve como objetivo esclarecer o impacto da Lei 14.300 de forma a facilitar o entendimento quanto à viabilidade econômica dos sistemas, que foi, na verdade, maior do que o esperado.

Recentemente a MP 1162/2023 que tramita no congresso defende o uso da fonte solar em programas habitacionais como Minha Casa Minha Vida, mas não como sendo obrigatório, uma vez que a expansão exacerbada do uso de tal fonte pode gerar custo extra de até R\$ 1 bilhão por ano aos demais consumidores segundo dados a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Apesar da expansão da fonte solar na matriz elétrica brasileira é crucial que haja entendimento entre os agentes impactados com tais medidas que promovam a universalização e o uso do sol como fonte de energia. Muitos consumidores brasileiros não têm e nem terão condições de arcar com os investimentos para a colocação de projetos fotovoltaicos e o repasse aos demais consumidores pode ser inevitável. Esse é o xis da questão que foi apresentado no referido estudo adaptando-o as Regiões Administrativas do DF. Fica essa reflexão para os trabalhos futuros que discutem a fonte solar no Brasil, além disso, recomenda-se a criação de uma política pública consolidada

para garantir que todos tenham acesso, incentivar ainda mais o uso dessa energia renovável e evitar que ocorra o repasse para as pessoas que não possuem esse sistema.

## 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRACEEL, A democratização da energia como vetor da transição energética no Brasil, Artigo publicado online em 28 de fevereiro de 2023; Publicado originalmente no livro Transição Energética e Mobilidade Sustentável. ([https://abraceel.com.br/biblioteca/artigos/2023/02/a-democratizacao-da-energia-como-vetor-da-transicao-energetica-no-brasil/#\\_ftn9](https://abraceel.com.br/biblioteca/artigos/2023/02/a-democratizacao-da-energia-como-vetor-da-transicao-energetica-no-brasil/#_ftn9), acesso em 10.04.2023)
- AFONSO, G. S. Análise dos instrumentos normativos de suporte à geração solar fotovoltaica distribuída conectada à rede de distribuição. 2012.
- AGUIAR, A. B. Os facilitadores e os dificultadores tecnológicos que impactam na utilização de energia solar como alternativa inovadora de energia elétrica em Minas Gerais. 2013.
- ALVES, G.H. Estudo sobre a utilização de energia solar no Brasil para uso residencial. Universidade estadual Paulista (UNESP), 2014.
- ANEEL. Resolução normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2002.
- ANEEL. Resolução normativa nº 481, de 17 de abril de 2012. Diário Oficial da União [DOU] de 20 de abril de 2012, Agência Nacional de Energia Elétrica., 2012.
- ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Diário Oficial da União [DOU] de 20 de abril de 2012., Agência Nacional de Energia Elétrica., 2012.
- ANEEL. Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017. Diário Oficial da União [DOU] de 27 de outubro de 2017., Agência Nacional de Energia Elétrica., 2017.
- ATLAS brasileiro de energia solar / Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rütther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de Souza 2ª ed. São José dos Campos: INPE, 2017.
- BARROS, L. V. Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro. 2014.
- BORBA, M. C. V.; GASPAR, N. F. Um futuro com energia sustentável: iluminando o caminho. Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo, 2007.
- BRITO, M. C.; SERRA, J. M. Células solares para a produção de energia elétrica. Physical Review, v. 74, p. 230, 1948.
- CHAVES, D. M. S. Viabilidade Econômica da Geração Fotovoltaica para o Setor Comercial do Estado do Rio Grande do Sul. 2019. Universidade Federal de Santa Maria. Departamento de Produção e Sistemas. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/21365/TCC%20-%20Daniel%20Chaves.pdf?sequence=1>
- CODEPLAN - <https://www.codeplan.df.gov.br/pdad-2021-3/> - acessado em 05.01.2023
- CRESESB. (2006). Energia Solar - Princípios e Aplicações. Eletrobrás.
- CRUZ D. T. Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: propostas para o desenvolvimento do setor, 2015.

- EPE. Balanço energético nacional 2020: Ano base 2019. Empresa de Pesquisa Energética, 2020.
- EPE. Balanço energético nacional 2023: Ano base 2022. Empresa de Pesquisa Energética, 2023
- FERRAÇO, A. L. Transição energética no Brasil: entraves e possibilidades no âmbito. 2016.
- FERREIRA, M. J. G. Inserção da energia solar fotovoltaica no Brasil, 1993.
- FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. D. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. 2013.
- GUIMARÃES, P. F. R. A. Análise de Viabilidade Financeira energia solar para uma pequena empresa em MG [manuscrito/monografia]. 2020 Universidade Federal de Minas Gerais. Curso de Especialização em Gestão Estratégica. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/42537/1/An%C3%A1lise%20de%20viabilidade%20financeira%20energia%20solar%20para%20uma%20pequena%20empresa%20em%20MG.pdf>
- KAWALL, C. L. F. Privatização do setor elétrico no Brasil. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000.
- KEMERICH, P. D. da C. ET AL. Paradigmas da energia solar no Brasil e no mundo. Revista Eletrônica Em Gestão, Educação E Tecnologia Ambiental, v. 20, n. 1, p. 241-247, 2016.
- LOSSIO, B. R. M. Diagnóstico de um dado sistema fotovoltaico aplicado à região do lago sul- DF considerando os aspectos técnicos, econômicos e de políticas públicas. 2015.
- MARKUS, Otávio (2001) Circuitos Elétricos - Corrente Contínua e Corrente Alternada - Teoria e Exercícios. Editora Erica LTDA.
- MAXWELL, P. R. (2015). Sistema Elétrico Brasileiro.
- MEDEIROS, C. A. G.; MARTINS. A. M. Geometria Sol - Terra: Revisão Didática com Ênfase no Hemisfério Sul e Direcionada pela ABNT NBR 10899:2013 – VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, junho/2020.
- MIAN H. M. Análise regulatória da participação da energia solar fotovoltaica e estudo do melhor mecanismo de suporte para inseri-la na matriz elétrica brasileira. 2015.
- MME. Portaria nº 538, de 15 de dezembro de 2015 Diário Oficial da União [DOU] de 15 de dezembro de 2015, Ministério de Minas e Energia – Brasil, 2015.
- MME. Relatório Final. Ministério de Minas e Energia – Brasil – Relatório Técnico Final Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD., 2019.
- NASCIMENTO, R. S. & ALVES, G. M., Fontes Alternativas e Renováveis de Energia no Brasil: Métodos e Benefícios Ambientais (2016) XX Encontro Latino Americano de Iniciação Científica, XVI Encontro Latino Americano de Pós-Graduação e VI Encontro de Iniciação a Docência - Universidade do Vale do Paraíba
- NEOENERGIA - <https://www.neoenergiabrasilia.com.br/> - acesso em 05.01.2023
- OLIVERIA, T. P. M. d. ET AL. Potencial inclusivo da energia solar: análise dos aspectos jurídicos. Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2018.

PEREIRA, E. B. ET AL Atlas brasileiro de energia solar (2ª edição). São José dos Campos: Inpe, 2017.

PINHO, João T.; GALDINO, Marco A. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. CRESESB. 2014.

Portal de Informações Estatísticas do Distrito Federal - [Info DF – Portal de Informações Estatísticas do Distrito Federal \(ipe.df.gov.br\)](http://Info DF – Portal de Informações Estatísticas do Distrito Federal (ipe.df.gov.br)) - acesso em 05.01.2023

Portal ENETEC CONSULTORIA JÚNIOR. Você sabe a diferença entre on grid e off grid?. ENETEC - Consultoria em Engenharia Elétrica. Universidade de Brasília - Laboratório de Engenharia Elétrica Disponível em: <https://enetec.unb.br/blog/voce-sabe-a-diferenca-entre-on-grid-e-off-grid/>. Acesso em 12/07/2023

RIOS, H. S. Análise da variação de atratividade em empreendimentos de geração fotovoltaica frente as mudanças de regulamentação. 2019.

SECRETARIA GERAL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Diário Oficial da União [DOU] de 7 de janeiro de 2022., Secretaria Geral, 2022.

VALLERA, A. M.; BRITO, M. C. Meio século de história fotovoltaica. Gazeta de Física, v. 1, n. 2, p. 17, 2006.

VIANELLO, R. L., & ALVES, A. R. (1991). Meteorologia básica e aplicações. Viçosa: Imprensa Universitária.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações. 1ª ed. Editora Érica, São Paulo, 2012

WIN SOLAR – Disponível em: <https://www.win.com.br/>. Acesso em 13/07/2023