CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS

Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

DISSERTAÇÃO

FABRÍCIO PINTO COELHO

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS NO BRASIL COM A ENTRADA DA LEI 14.300

Belo Horizonte

2024

Coelho, Fabrício Pinto
C672e Estudo de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil com a entrada da lei 14.300 / Fabrício Pinto Coelho. – 2024.
83 f. : il., gráfs, tabs, fotos.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.
Orientador: André Guimarães Ferreira.
Banca examinadora: André Guimarães Ferreira, Tiago de Freitas Paulino, Augusto César Teixeira Malaquias e Lucimar Venâncio Amaral.
Bibliografia: f. 76-82.
Dissertação (mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

1. Geração de energia fotovoltaica – Brasil – Teses. 2. Geração de energia fotovoltaica – Leis e legislação – Brasil – Teses. 3. Sistemas de energia fotovoltaica – Aspectos econômicos – Brasil – Teses. I. Ferreira, André Guimarães. II. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. III. Título.

CDD 621.47

Elaboração da ficha catalográfica pela bibliotecária Jane Marangon Duarte, CRB 6ª 1592 / Cefet/MG

Fabrício Pinto Coelho

Estudo de Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais no Brasil com a Entrada da Lei 14.300

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. André Guimarães Ferreira

Linha de Pesquisa: Eficiência Energética

Belo Horizonte

2024

Fabrício Pinto Coelho

Estudo de Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais no Brasil com a Entrada da Lei 14.300

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Linha de Pesquisa: Eficiência Energética

Belo Horizonte, _____/_____/_____

Resultado:

Banca Examinadora:

_____

Prof. Dr. André Guimarães Ferreira
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

_____

Prof. Dr. Tiago de Freitas Paulino
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais

_____

Prof. Dr. Augusto César Teixeira Malaquias
Universidade Federal de Minas Gerais

_____

Profa. Dra. Lucimar Venâncio Amaral
Universidade Federal de Minas Gerais

DEDICATÓRIA

Dedico à minha esposa Juliane Nahás e aos meus filhos Larissa Nahás e Bernardo Nahás pelo apoio e pela compreensão pela minha ausência durante o mestrado e aos meus pais Adilson Rodrigues Coelho e Vanda Mariza Pinto Coelho pelo apoio, incentivo e apoio incondicional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao orientador inicial do trabalho, professor Ralney Nogueira de Faria por sua orientação intelectual, paciência e apoio contínuo, por me desafiar e acreditar no meu trabalho. Foram longas horas da noite com conversas e direcionamento da dissertação.

Agradeço ao meu orientador, professor André Guimarães Ferreira, que aceitou embarcar junto na minha dissertação. Suas orientações foram fundamentais para que eu redirecionasse o meu trabalho. Sua paciência, compreensão, ajuda e as longas horas à noite que conversamos foram primordiais para a conclusão desfecho dessa dissertação.

EPÍGRAFE

“Jamais considere seus estudos como uma obrigação, mas como uma oportunidade invejável para aprender a conhecer a beleza libertadora do intelecto para seu próprio prazer pessoal e para proveito da comunidade à qual seu futuro trabalho pertencer.”

Albert Einstein

RESUMO

A Lei 14.300, também conhecida como Marco Legal da Micro e Minigeração de Energia, é um fruto do Projeto de Lei 5.829/2019. Essa legislação, que também é conhecida por "taxação do sol", trouxe alterações significativas para as regras da geração de energia solar no Brasil, quando o sistema fotovoltaico gerar energia excedente que será injetado na rede da concessionária, o consumidor pode usar esses créditos para compensar o consumo de energia elétrica das unidades consumidoras. Esses créditos, antes não cobrados, passaram a ser taxadas após o vigor da lei. Essa mudança passou a ser válida a partir de 7 de janeiro de 2023, ou seja, quem realizou a instalação de sistemas de energia solar até antes da data prevista, foi isento da cobrança de taxas até 2045. Apesar das vantagens do uso de instalações fotovoltaicas urbanas próximas à fonte consumidora como a eliminação de longas linhas de transmissão, perdas de energia e altos custos de manutenção, essa nova lei pode impactar o custo e o tempo de retorno do investimento destas novas instalações. Novas análises de viabilidade precisam ser realizadas, inserindo na composição de valores a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que cobra a energia injetada na rede da concessionária que, posteriormente, será consumida no decorrer do tempo. Neste contexto, este trabalho propõe um estudo comparativo de viabilidade econômica (TIR: Taxa Interna de Retorno, VPL: Valor Presente Líquido e *Payback*) da instalação de uma usina fotovoltaica residencial padrão em todo território nacional (26 capitais do estado brasileiro, além do Distrito Federal), considerando os valores das tarifas das respectivas concessionárias com a modelagem de geração de energia e os seus impactos financeiros, a partir da implementação da Lei 14.300. Como principais resultados, através da análise comparativa de condições anteriores e posteriores ao vigor da Lei 14.300, foi observado que, quanto maiores os custos da tarifa cobrados pela concessionária, maior é o VPL (de R$ 10.973,92 à um prejuízo de R$ -3.786,54) predominando inclusive sobre a influência da radiação solar incidente ou da geração de energia fotovoltaica das 27 localidades abordados pelo estudo, além de uma variação de 18, à 3,7% para a TIR e de 6,2 à 20,0 anos no *Payback*.

Palavras-chave: produção fotovoltaica residencial; Lei 14.300; viabilidade econômica.

ABSTRACT

Law 14,300, also known as the Legal Framework for Micro and Mini Energy Generation, is a result of Bill 5,829/2019. This legislation, which is also known as "solar taxation", brought significant changes to the rules for solar energy generation in Brazil, when the solar energy system generates surplus energy that will be injected into the concessionaire's network, the consumer can use these credits to compensate for the electricity consumption of consumer units. These credits, previously not charged, began to be taxed after the law. This change became valid from January 7, 2023, that is, anyone who installed solar energy systems before the scheduled date was exempt from charging fees until 2045. Despite the advantages of using urban photovoltaic installations close to the consumer source, such as the elimination of long transmission lines, energy losses and high maintenance costs, this new law may impact the cost and payback time of these new installations. A new feasibility analysis needs to be carried out, including in the composition of values the Tariff for the Use of the Distribution System (TUSD), that charges the energy injected into the concessionaire's network that will later be consumed over time. In this context, this work proposes a comparative economic feasibility study (IRR: Internal Rate of Return, NPV: Net Present Value and Payback) of the installation of a standard residential photovoltaic plant throughout the national territory (26 Brazilian state capitals in addition to the Federal District), considering the tariff values of the respective concessionaires with the modeling of energy generation and its financial impacts, based on the implementation of Law 14,300. The main results of the comparison before and after the implementation of Law 14,300, it was observed that the higher the tariff costs charged by the concessionaire, the higher the NPV (from R$ 10,973.92 to a loss of R$ -3,786.54) even predominating over the influence of incident solar radiation or photovoltaic energy generation of the 27 locations covered by the study, in addition to the no less important variation of 18, to 3.7% for the IRR, from 6.2 to 20.0 years at Payback.

Keywords: residential photovoltaic plant, Law 14,300, financial return.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica mundial 17
Figura 2 - Matriz elétrica brasileira 17
Figura 3 - Áreas aptas para a instalação de usinas fotovoltaicas 18
Figura 4 - Estrutura convencional de uma célula solar de silício 24
Figura 5 - Diagrama do sistema fotovoltaico residencial *on-grid* 26
Figura 6 – Média da quantidade de horas de Sol de Belo Horizonte dos anos 2020, 2021 e 2022 36
Figura 7 - Radiação por feixe (H_B) radiação difusa (H_D) e radiação refletida (H_R). 36
Figura 8 – Fluxograma descritivo sobre as etapas da metodologia do trabalho 42
Figura 9 - Localização das latitudes e longitudes das localidades mapeadas 44
Figura 10 - Divisão por quartil do valor de K_T 50
Figura 11 - Representação do sistema fotovoltaico residencial 51
Figura 12 - Módulo fotovoltaico Canadian Solar 52
Figura 13 - Inversor do sistema fotovoltaico 52
Figura 14 - String box 53
Figura 15 - Medidor bidirecional 53
Figura 16 - Perfil padrão de consumo diário em kWh 54
Figura 17 - Radiação solar mensal (média horária/diária) em função dos meses em cada capital 60
Figura 18 - Temperatura mensal (média diária) em função dos meses em cada capital 62
Figura 19- Geração na região Sul no primeiro ano de instalação 64
Figura 20 - Geração na região Sudeste no primeiro ano de instalação 64
Figura 21 - Geração na região Nordeste no primeiro ano de instalação 65
Figura 22 - Geração na região Norte no primeiro ano de instalação 65
Figura 23 - Geração na região Centro Oeste e Distrito Federal no primeiro ano de instalação 66
Figura 24 - Modelagem matemática da geração média anual 67
Figura 25 - Valores médio do LCOE por região e valor por localidade 69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh) 19
Tabela 2 - Percentual de pagamento da TUSD no decorrer do ano 20
Tabela 3 - Temperatura ambiente calculada no dia 17 de julho em Belo Horizonte 45
Tabela 4 - Ângulos de inclinação dos módulos fotovoltaicos 45
Tabela 5 - Novos ângulos de inclinação dos módulos fotovoltaicos 46
Tabela 6 - Ranking do custo das tarifas por localidade 48
Tabela 7 - Impacto da tarifa por localidade 48
Tabela 8 - Média mensal da Irradiação Global incidente em Plano Horizontal (Wh/m^2.dia) .. 49
Tabela 9 - K_T mensal calculado 50
Tabela 10 - Projeção do aumento do consumo 55
Tabela 11 - Projeção da SELIC e do IGPM nos próximos 20 anos 56
Tabela 12 - Projeção de custos de manutenção do sistema fotovoltaico 57
Tabela 13 - Custos de aquisição do sistema fotovoltaico 58
Tabela 14 - Especificações do módulo CS6W-520 utilizados na análise 58
Tabela 15 - Constantes adotadas para o cálculo de geração 59
Tabela 16 - Comparativo entre regiões sobre o período de maior e menor radiação média. 61
Tabela 17 - Comparativo entre regiões do período de maior e menor temperatura média ... 63
Tabela 18 - Ranking da geração anual a partir do ano inicial 66
Tabela 19 - Ranking do LCOE por localidade 69
Tabela 20 - TIR antes e depois da entrada da Lei 14.300 e as diferenças entre elas 70
Tabela 21 - VPL com as respectivas Taxa Mínima de Atratividade 71
Tabela 22 - Payback por localidade com diferentes percentuais de atratividade 72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CAPEX – Capital Expenditure (tradução: Despesa de Capital)

CC – Corrente Contínua

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CRF – Capital Recovery Factor (tradução: Fator de Recuperação de Capital)

DPS – Dispositivo de Proteção contra Surto

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FV – Fotovoltaica

IEA – International Energy Agency (tradução: Agência Internacional de Energia)

IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado

INPE – Instituto Nacional de Pesquisa Espacial

LCOE – Levelized Cost of Electricity (tradução: Custo Nivelado de Energia)

LCOS – Levelized Cost of Storage (tradução: Custo Nivelado de Armazenamento)

MPPT – Maximum Power Point Tracking

MT – Média Tensão

PBI – Performance Based Incentives (tradução: Incentivos Baseado no Desempenho)

PIS – Programa de Integração Social

PNAD – Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios

PNE – Plano Nacional de Energia

RMSE – Root Mean Square Error (tradução: Raiz do Erro Quadrático Médio)

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

STC – Standard Testing Conditions (tradução: Condições Normais de Ensaio)

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição

VPL – Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

a_p Coeficiente de temperatura da potência (%/°C)

C_{net} Custo da instalação (R$)

$C_{O\&M}$ Custo operacional e de manutenção por ciclo de vida

FC_t Fluxo de caixa líquido

$FC_{t,0}$ Custo do investimento inicial

d Taxa de degradação

d^{PV} Fator de redução do sistema fotovoltaico

E Produção de eletricidade do sistema fotovoltaico (kWh)

E_0 Fator de correção da excentricidade da órbita da Terra

f Inflação esperada (%)

G_1 Geração do sistema fotovoltaico no primeiro ano de operação (kWh/ano)

H_0 Radiação incidente no topo da atmosfera para uma superfície horizontal (W/m^2)

H_T Radiação solar no sistema fotovoltaico (W/m^2)

H_{STC} Radiação solar no STC (1 kW/m^2)

i Taxa de desconto real (%)

IC Custo do investimento ($)

I_0 Custo do investimento ($)

I_{sc} Constante solar (1.367 W/m^2)

J Energia injetada na rede (kWh)

K_T Índice de claridade mensal (adimensional)

n Dia de um ano a partir de primeiro de janeiro

N Duração máxima do dia (horas)

n_1 Vida útil mínima do sistema (anos)

P_{STC} Capacidade nominal do sistema sob condições de teste padrão (STC)

t Tempo (anos)

T Ciclo de vida do sistema fotovoltaico (anos)

T_a Temperatura ambiente (°C)

$T_{a,NOCT}$ Temperatura ambiente abaixo da temperatura operacional nominal do módulo fotovoltaico (°C)

T_c Temperatura da célula sob condições atuais (°C)

$T_{c,NOCT}$ Temperatura do módulo (°C)

$T_{c,STC}$ Temperatura da célula sob condições STC (°C)

T_1 Tarifa de energia elétrica (US$/kWh)

T_{USD} Custo do uso do sistema de distribuição (US$/kWh)

x função para capacidade de geração fotovoltaica

α Absortividade do módulo fotovoltaico (%)

α_1 Perda anual de eficiência (%)

β Ângulo de inclinação de um módulo em um plano horizontal (°)

δ Declinação solar (°)

φ Latitude do local (°)

γ Participação anual nos custos de operação/manutenção sobre investimento (%)

$\eta_{m,STC}$ Eficiência máxima do ponto de energia sob STC (%)

ρ Refletividade do solo (%)

τ Transmissividade à radiação solar (%)

ω_s Ângulo horário do pôr do sol para o plano horizontal (°)

ω_s' Ângulo horário do pôr do sol para o plano inclinado (°)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO ... 17

1.1 Justificativa e Relevância ... 20

1.2 Objetivos ... 21

2 REVISÃO DA LITERATURA ... 22

2.1 Lei 14.300 ... 22

2.2 Sistemas fotovoltaicos residenciais ... 22

2.2.1 Princípio de funcionamento ... *23*

2.3 Estudo sobre os módulos fotovoltaicos ... 26

2.4 Análises econômicas de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais ... 28

2.5 Estudo sobre Tarifas de Distribuição de Energia Fotovoltaica ... 32

3 MODELAGEM MATEMÁTICA ... 34

3.1 Modelagem da Radiação solar incidente em Plano Horizontal ... 34

3.2 Modelagem da Radiação solar incidente em Plano Inclinado ... 35

3.3 Modelagem da Geração Elétrica Fotovoltaica ... 37

3.4 Modelagem da Análise Econômica ... 38

4 METODOLOGIA ... 41

4.1 Variáveis de Entrada ... 42

4.1.1 Localidades das Análises ... *43*

4.1.2 Temperatura Ambiente Local ... *44*

4.1.3 Inclinação do Módulo Fotovoltaico ... *45*

4.1.4 Tarifas Regionais ... *47*

4.1.5 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ... *48*

4.1.6 Índice de Transmissividade Atmosférica (K_T) ... *48*

4.2 Sistema Fotovoltaico Residencial ... 51

4.3 Perfil de Consumo Energético e Evolução com o Tempo ... 54

4.3.1 Perfil do Consumo Instantâneo ... *55*

4.3.2 Aumento Anual do Consumo ... *55*

4.3.3 Evolução da TUSD ... *56*

4.4 Custos e Dados Financeiros ... 56

4.4.1 Custos de aquisição, manutenção e substituição de componentes ... *57*

4.4.2 Modelo de placas solares ... *58*

4.4.3 Eficiências, perdas, transmissividade e absortividade ... *59*

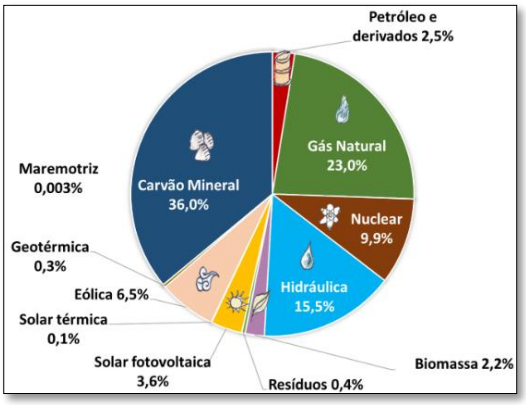
5 RESULTADO E DISCUSSÕES ... 60

5.1 Condições Ambientais 60
5.2 Produção Fotovoltaica 63
5.3 Análise Econômica 68
6 CONCLUSÕES 73
7 PERSPECTIVAS FUTURAS 75
REFERÊNCIAS 76
APÊNDICE A – Dimensionamento dos Módulos Fotovoltaicos 83

1 INTRODUÇÃO

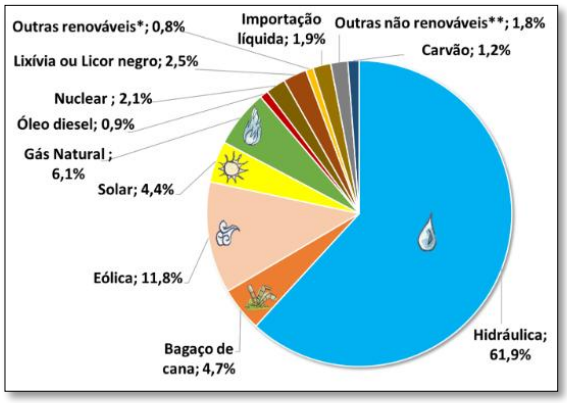
A matriz elétrica mundial é composta em 28,6% por fontes renováveis, sendo 3,6% de solar fotovoltaica, conforme demonstrado na Figura 1. Embora a participação mundial das fontes renováveis seja extremamente baixa, no Brasil 78,1% da matriz energética é composta por fontes renováveis, sendo 4,4% uma composição de fontes solares térmicas, de acordo com a Figura 2 (Brasil, 2023).

Figura 1 - Matriz elétrica mundial



Fonte: Adaptado de IEA (2023)

Figura 2 - Matriz elétrica brasileira



Fonte: Adaptado IEA (2023)

A hidreletricidade é a principal fonte de geração da matriz elétrica brasileira, sendo uma fonte renovável, associada às outras fontes renováveis (eólica, solar fotovoltaica e biomassa) que tem papel de destaque no cenário internacional. Da matriz energética solar no Brasil, 78,9% da geração é fotovoltaica distribuída, ou seja, geração elétrica realizada por consumidores independentes para uso residencial (ANEEL, 2023).

Cerca de 85% da população brasileira vive em áreas urbanas, de acordo com dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD, 2015). Cada vez mais existe a necessidade de se aumentar a geração de energia elétrica para acompanhar o aumento do consumo. Observa-se o aumento de 2,7% na capacidade instalada da geração de eletricidade no Brasil entre 2019 e 2020, sendo que para a geração solar houve um aumento de 32,9% da potência instalada (Brasil, 2021).

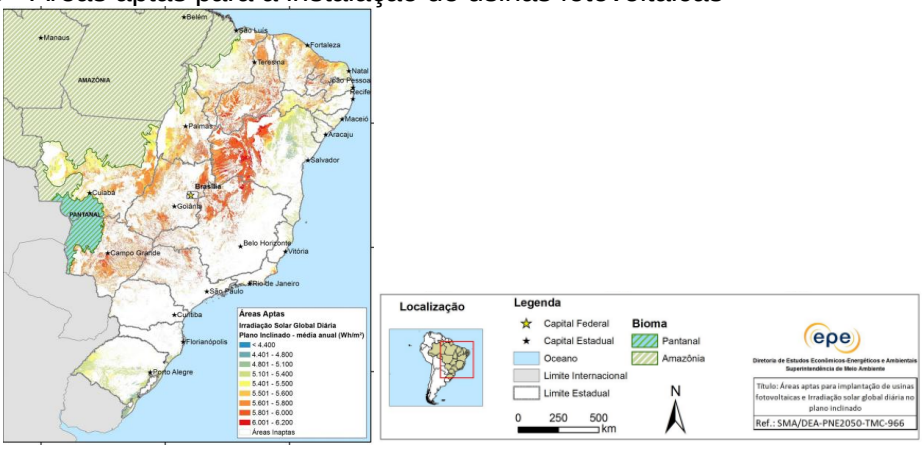
Conforme Olabi e Abdelkareem (2022), existe cada vez mais uma pressão ambiental para que ocorra a diminuição da geração de CO_2 emitido pela queima de combustíveis fósseis na produção de energia. Além disso, vários trabalhos foram publicados correlacionando a poluição do ar decorrente do CO_2 com a saúde da população (Kibaara, 2020; Shamim, 2022; Aziz, 2023). A grande preocupação da sociedade tem impulsionado, cada vez mais, iniciativas

em pesquisa e em investimentos para a obtenção de recursos renováveis para a geração de energia, como hidrelétricas, energia das marés, eólicas, geotérmica e solar. Segundo o Plano Nacional de Energia, divulgado pelo Ministério de Minas e Energia (Brasil, 2020), o Brasil pode atingir com apenas geração centralizada de fonte fotovoltaica aproximadamente entre 27 GW à 90 GW em termos de capacidade instalada, mostrando a importância na matriz elétrica (variando em torno de 5% a 16% da capacidade instalada).

A aplicação de sistemas fotovoltaicos no ambiente urbano é muito promissora, uma vez que pode usar estruturas já construídas, como nos telhados de residências. Além disso, não necessita de construção de redes elétricas, que já existem nas residências e prédios comerciais e industriais. A maior parte da matriz energética no Brasil é oriunda de usinas hidrelétricas, geralmente instaladas longe de grandes cargas de consumo urbanas. A instalação de sistemas fotovoltaicos em centros urbanos diminui a necessidade de construção de redes de transmissão e, como consequência, reduz as perdas na transmissão da energia no transporte.

Por causa da localização favorável, o Brasil possui um potencial relativamente homogêneo de irradiação solar global diária em seu território devido a localização próximo à Linha do Equador, uma região de alta incidência solar. O país conta com um cenário extremamente favorável para a geração energética a partir da energia solar. Foi realizado um estudo do potencial técnico de conversão fotovoltaica (Brasil, 2020), excluindo-se unidades de conservação, terras indígenas, comunidades quilombolas, áreas de Mata Atlântica com vegetação nativa, áreas urbanas, reserva legal e área de preservação permanente. Foram consideradas apenas áreas com declividade inferior a 3%, e área superior a 0,5 km², obtendo-se o mapa de potencial apresentado na Figura 3.

Figura 3 - Áreas aptas para a instalação de usinas fotovoltaicas



Fonte: EPE (2020).

Nos últimos anos ocorreu um aumento significativo na geração elétrica oriunda de energia solar (conforme apresentado na Tabela 1), com 831 GWh em 2017 (0,14% na matriz energética) e aumentado para 30.126 GWh em 2022, 4,4% de participação da geração elétrica (EPE, 2023).

Tabela 1 - Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh)

Fonte	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Δ% (2022/2021)	Part. % (2022)
Total	**587.962**	**601.396**	**626.324**	**621.219**	**656.109**	**677.173**	**3,1**	**100,0**
Hidráulica	370.906	388.971	397.877	396.381	362.818	427.114	15,1	63,1
Eólica	42.373	48.475	55.986	57.051	72.286	81.632	11,4	12,1
Biomassa	49.385	51.876	52.111	55.613	51.711	51.783	0,1	7,6
Gás Natural	65.591	54.295	60.188	53.515	86.861	42.035	-106,6	6,2
Solar	831	3.461	6.651	10.717	16.752	30.126	44,4	4,4
Nuclear	15.739	15.674	16.129	14.053	14.705	14.559	-1,0	2,1
Outras	13.968	14.147	14.210	13.387	15.147	14.121	-7,3	2,1
Carvão	16.257	14.204	15.327	11.946	17.585	7.988	-120,1	1,2
Derivados do petróleo	12.911	10.293	7.846	8.556	18.244	7.816	-133,4	1,2

Fonte: EPE (2023)

A geração fotovoltaica no Brasil cresceu significativamente nos últimos anos (EPE, 2023). Isso mostra o grande potencial do uso dessa energia renovável. Apesar de apresentar um aporte financeiro inicial significativo, é fundamental que as políticas públicas incentivem cada vez mais esses investimentos através de regulamentações definidas. Em janeiro de 2022 foi criada a Lei 14.300 que institui o marco legal da micro e minigeração de energia, estabelecendo que os consumidores, que produzam a sua própria energia a partir de fontes renováveis, sejam cobrados por custos de distribuição à concessionária de energia. Quem atualmente produz sua própria energia e não paga tarifa ao usar energia da rede, compensando esse uso com créditos de geração, passará a pagar pelo uso da infraestrutura das concessionárias nos períodos em que não há geração simultânea de energia.

De acordo com a Lei 14.300, são utilizadas as porcentagens do imposto. A cobrança das tarifas parte de 2023 com o percentual de 15% em relação a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), e sobem a cada ano até o teto da nova regra em 2029, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Percentual de pagamento da TUSD no decorrer do ano

Ano	% Pagamento da TUSD fio B
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
2029*	Nova regra

Fonte: Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022

Com a entrada da Lei 14.300 de janeiro de 2022, os sistemas fotovoltaicos instalados vão deixar de ter compensação total, isto é, tudo que era injetado na rede da distribuidora poderia ser consumido sem pagar taxas, com exceção dos tributos de PIS e COFINS, que não tem a ver com componentes tarifárias. Com a lei em vigor, haverá uma compensação parcial (quando o excedente de energia for direcionado para a concessionária, havendo assim a cobrança de tarifa quando consumir/resgatar o excedente injetado na rede). Com essa nova lei, é necessário refazer os estudos para verificar impactos financeiros nos projetos de sistemas fotovoltaicos. Nesse sentido, é muito importante desenvolver estudos de viabilidade econômica para novos projetos de instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais, com objetivo de se ter um maior retorno num menor espaço de tempo.

1.1 Justificativa e Relevância

Com um aumento crescente de consumo de energia elétrica, aliado à pressão da sociedade para o uso de energias renováveis, é importante diversificar a matriz energética brasileira com fontes renováveis (solar, eólica, hídrica, geotérmica, biomassa, entre outras). A energia solar fotovoltaica, apesar da dependência de condições climáticas, custo elevado (que tem reduzido gradativamente ao longo dos anos) e da baixa eficiência de conversão, se destaca por ser renovável e pela facilidade de instalação em regiões urbanas. Entretanto, possui ainda pouco destaque em comparação com outras fontes renováveis na matriz energética nacional, como o caso da energia hidrelétrica. Além disso, os sistemas fotovoltaicos residenciais podem ser instalados próximo às fontes consumidoras, o que elimina a necessidade de construção de linhas de transmissão.

Apesar das vantagens do uso de instalações fotovoltaicas urbanas, a Lei 14.300 pode impactar o custo e tempo de retorno do investimento destas instalações, pois nessa nova análise de viabilidade precisa ser inserida na composição os valores da TUSD que cobra a

energia injetada na rede da concessionária que, posteriormente, será consumida no decorrer do tempo. Neste contexto, este trabalho propõe um estudo comparativo de viabilidade econômica da instalação de uma usina fotovoltaica padrão em todo território nacional, considerando os valores das tarifas das respectivas concessionárias com a modelagem de geração de energia e os seus impactos financeiros, a partir da implementação da Lei 14.300.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é realizar um estudo comparativo de viabilidade econômica referente à instalação e utilização de sistemas fotovoltaicos nas capitais de todos os 26 estados do Brasil, bem como no Distrito Federal a partir da efetivação da Lei 14.300.

Além disso, os objetivos específicos deste trabalho são:

- Modelar e simular a radiação solar, em média mensal, incidente para as 27 localidades estudadas;
- Modelar e simular a geração fotovoltaica, em média mensal, para as 27 localidades estudadas;
- Modelar e simular o desempenho econômico das instalações padronizadas nas 27 localidades estudadas, realizando análise comparativa dos resultados.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Durante a elaboração do trabalho, foram analisados trabalhos ligados à geração fotovoltaica, tipos de módulos, tipos de sistemas fotovoltaicos, eficiência e otimização de sistemas fotovoltaicos e viabilidade econômica. Alguns desses trabalhos continham informações de tarifas relacionadas ao Brasil. Nas seções seguintes são abordadas os assuntos pesquisados.

2.1 Lei 14.300

A Lei 14.300, também conhecida como Marco Legal da Micro e Minigeração de Energia, é um fruto do Projeto de Lei 5.829/2019. Essa legislação, que pode até ser conhecida por "taxação do sol", trouxe mudanças significativas para as regras da geração de energia solar no Brasil.

A mudança passou a ser válida a partir de 7 de janeiro de 2023, ou seja, quem realizou a instalação de sistemas de energia solar até esta data. Para quem instalou sistema fotovoltaico antes dessa data, não será cobrado a taxação, ficando isento da cobrança de taxas até 2045. A partir dessa data, quem instalou esses sistemas de energia estará sujeito a taxação. A taxa é cobrada toda a vez que se consome a energia que foi injetada na rede da concessionária de energia. As porcentagens do imposto entraram em vigor em 2023 com o percentual de 15% da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), aumentando anualmente 15% o valor da tarifa até o teto de 90% em 2028 e em 2029 haverá uma nova regra.

2.2 Sistemas fotovoltaicos residenciais

O termo fotovoltaico consiste na transformação direta da radiação solar em energia elétrica (corrente contínua), recorrendo-se a células solares. Neste processo, são utilizados materiais semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio. Alguns materiais, principalmente o silício cristalino apropriadamente processado, quando expostos à luz, geram eletricidade (Blaszczak, 2017).

O cristal de silício puro não possui elétrons livres e, portanto, não é um bom condutor elétrico. Para alterar isto, acrescentam-se porcentagens de outros elementos. Este processo denomina-se dopagem. A partir da dopagem do silício com o fósforo, obtém-se um material com elétrons livres ou portador de carga negativa (silício tipo N). Acrescentando-se boro, ao

invés de fósforo, obtém-se um material com características inversas, ou seja, um material com cargas positivas livres, dominado silício tipo P (Blaszczak, 2017).

De acordo com Tanaka *et.al.* (2015), as células solares de silício cristalino são as mais utilizadas. Em geral, a espessura da camada fotovoltaica varia de 100 a 200µm. No entanto, o desempenho das células solares de a-Si (Silício amorfo) é limitado pela natureza inerente do material, como um curto comprimento de difusão do portador e degradação induzida pela luz. Em contraste o µc-Si (Silício microcristalino) é um material promissor sem tais limitações porque os grãos cristalinos de silício no material fornecem a principal contribuição para as características da fotocorrente.

O princípio de funcionamento é simples na sua essência. Células de silício cristalino dopado geram uma diferença de potencial elétrico quando expostas ao sol. Em uma placa, várias células solares sobrepostas em lâminas delgadas de silício cristalino são interconectadas apropriadamente para se obter a tensão e corrente desejada. Ao ser exposta à radiação, a placa produz eletricidade em corrente contínua que pode ser usada diretamente ou armazenada em baterias para uso posterior (Blaszczak, 2017).

As características da célula solar variam sob diferentes níveis de iluminação. A corrente gerada pela luz (que é proporcional ao fluxo de fótons com energia sobre-banda-gap). Aumentando a irradiação, aumenta-se, na mesma proporção, o fluxo de fótons que, por sua vez, gera uma corrente proporcionalmente maior. Consequentemente, a corrente de curto-circuito de uma célula solar é diretamente proporcional à radiação solar incidente (Blaszczak, 2017).

2.2.1 Princípio de funcionamento

A conversão de energia fotovoltaica utiliza dispositivos baseados em semicondutores eletrônicos, particularmente, mas não exclusivamente, silício cristalino (c-Si) ou materiais semicondutores. O princípio de funcionamento das células solares é baseado no efeito fotovoltaico. O efeito PV pode ser dividido em três procedimentos essenciais, segundo Al-Ezzi e Ansari (2022):

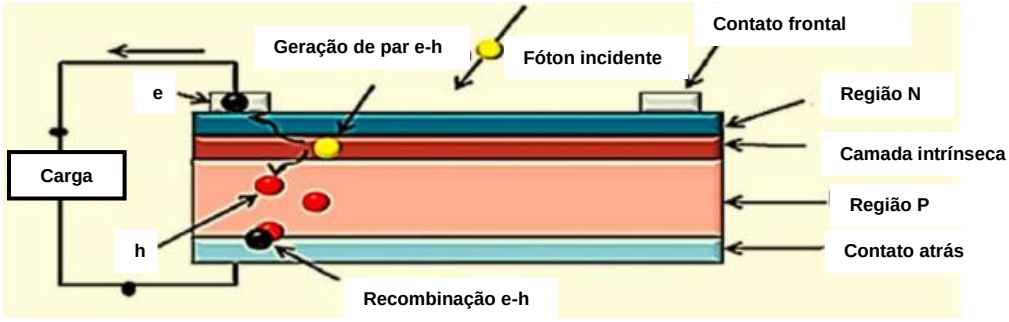
a) A absorção de fótons em um semicondutor eletrônico de junção p-n gera os portadores de carga (pares elétron buraco). A absorção de um fóton com energia superior à energia de *gap* do material semicondutor dopado significa que sua energia é usada para excitar um elétron da banda de valência para a banda de condução, deixando um vazio (buraco) no nível da saia. A energia cinética adicional

é fornecida ao elétron ou buraco pelo excesso de energia do fóton. O excesso de energia é dissipado como calor no semicondutor.

b) Ocorre então a separação dos portadores de carga gerados pela luz. Em um circuito solar externo, os buracos podem fluir para longe da junção através da região p, e os elétrons podem fluir através da região n e passar pelo circuito antes de se recombinarem com os buracos.
c) Finalmente, os elétrons separados podem ser usados para acionar um circuito elétrico. Depois que os elétrons passarem pelo circuito, eles se recombinarão com as lacunas.

O semicondutor tipo n deve ser projetado mais fino que o tipo p. Assim, os elétrons podem passar pelo circuito em pouco tempo e gerar corrente antes de se recombinarem com os buracos. Além disso, um revestimento antirreflexo é aplicado sobre a camada n para reduzir o reflexo da superfície e melhorar a transmissão da luz ao material semicondutor. Uma representação de uma célula solar convencional de silício pode ser observada na Figura 4.

Figura 4 - Estrutura convencional de uma célula solar de silício



Fonte: Adaptado de Al-Ezzi e Ansari (2022)

Conforme Aste e Del Pero (2010), os principais componentes tecnológicos de uma planta fotovoltaica são: módulo fotovoltaico, inversor e demais componentes.

Os principais parâmetros que caracterizam o desempenho energético de um módulo fotovoltaico são:

- a eficiência nominal de conversão, que indica a quantidade de eletricidade fornecida pelo módulo em função da radiação solar incidente, determinada em condições de teste padrão (STC) expressa em W/m^2.

- o coeficiente de temperatura, que indica o percentual de desvio da eficiência nominal dos módulos, em função da variação da temperatura em relação ao STC (Condições Normais de Ensaio)
- o coeficiente de degradação do desempenho, que indica a diminuição percentual anual em relação à potência nominal, durante o ciclo de operação do módulo.

As características técnicas dos inversores (conversores estáticos) estão associadas a vários parâmetros. Os inversores possuem uma faixa de tensão MPPT com a função de rastrear o ponto de maior potência do arranjo fotovoltaico (no qual está ligado) e, de forma constante, no lado de corrente contínua. Além disso, o inversor tem a capacidade de gerenciar, de forma independente, as diversas *strings* de módulos, apresentando uma média ponderada da eficiência de conversão CC/CA em diferentes níveis de entrada de carga.

Os outros componentes de uma planta fotovoltaica consistem principalmente em fiações elétricas, placas CC e CA, instrumentação de monitoramento e transformadores BT/MT, quando presentes.

Eltawil e Zhao (2009) estabelecem que o inversor é um item muito importante para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Eles devem regular as tensões no barramento CA de saída, fornecendo corrente conforme necessário para o sistema. O inversor pode fixar a tensão na qual o conjunto opera ou usar uma função de rastreamento do ponto de potência máxima para identificar a melhor tensão operacional (sendo esse o mais usado). Todos os inversores fotovoltaicos conectados à rede devem ter proteção de sobre ou subtensão.

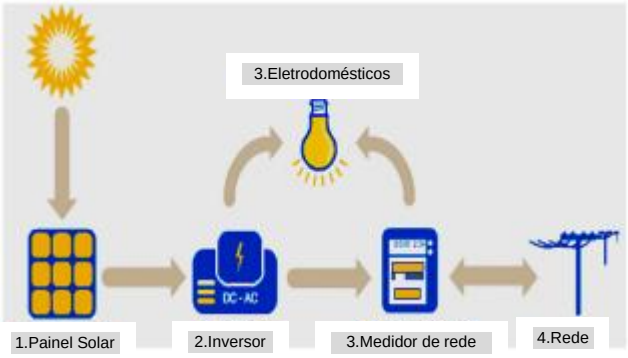
Existe uma tendência em se superdimensionar o sistema fotovoltaico em relação ao inversor. Esse tipo de procedimento pode afetar a vida útil do inversor. A potência fotovoltaica máxima numa rede de energia para a qual nunca ocorrem condições de equilíbrio é aproximadamente duas a três vezes a carga mínima da rede de energia.

A grande diferença de um sistema fotovoltaico *on-grid* para um sistema fotovoltaico *off-grid* é que a energia gerada em excesso no sistema *off-grid* armazena a energia em baterias e o sistema *on-grid* transfere o excedente de energia para a rede elétrica da concessionária gerando créditos de energia que poderão ser utilizados posteriormente.

O processo inicia com a captação da luz solar através dos painéis solares fotovoltaicas onde ocorre a geração de energia em corrente contínua (CC). A corrente contínua passa pelo inversor conectado à rede elétrica que é convertida em corrente alternada (CA) que é semelhante à da rede da concessionária. Quando a energia é produzida em excesso, ou seja, além do que é necessário para manter as atividades, ela é direcionada para a rede pública.

Com isso, geram-se créditos de energia, que podem ser utilizados para reduzir os custos das contas. O medidor bidirecional mensura a energia que flui nos dois sentidos, o de entrada e o de saída, que é o excesso gerado pelo sistema fotovoltaico. A medição detalha qual a energia foi gerada pelo sistema fotovoltaico e se houve direcionamento de eletricidade para a rede pública. Isso permite que a conta de energia aponte dois indicadores, a energia consumida da rede e a energia injetada, conforme Figura 5.

Figura 5 - Diagrama do sistema fotovoltaico residencial *on-grid*



Fonte: Adaptado de Soomar ***et. al*** (2022)

2.3 Estudo sobre os módulos fotovoltaicos

No trabalho de Mirzaei e Mohiabadi (2017), testes feitos em ambiente externo no sudeste do Irã (local esse caracterizado por condições climáticas semiáridas com umidade inferiores a 25%) demostraram uma eficiência (que é a capacidade de transformar em eletricidade a energia solar que recebem) de 13,95% para os módulos monocristalinos contra 12,23% para os policristalinos.

Almusaied *et al.* (2018) analisaram que o desempenho e a eficiência dos painéis fotovoltaicos dependem de muitos fatores, tais como as especificações de fabricação e material onde a máxima eficiência teórica é limitada, fatores ambientais, orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos. Os resultados obtidos através dos cálculos do Minitab mostram que as configurações ideais para maximizar a diferença de potência são alcançadas quando a inclinação do painel fotovoltaico é de 60° orientado para o oeste.

Hidayanti (2020) apresenta um estudo sobre as eficiências de células solares fotovoltaicas monocristalinas na Indonésia. Foram feitos testes comparando os dois tipos de painéis solares onde os mesmos foram expostos a radiação solar de 7 horas da manhã até

as 19 horas da noite. Como resultados principais encontraram eficiências de 9,22% para células monocristalinas e de 7,94% para células policristalinas.

Conforme Mangiante *et al.* (2020), o estudo realizado em residências na cidade de Brownsville (Texas, Estados Unidos), região que recebe mais radiação solar do que a maior parte do país, mostra que apesar do alto potencial técnico fotovoltaico, que pode gerar 11% da demanda anual de energia residencial, a lucratividade da fotovoltaica para os proprietários de residências em Brownsville permanece baixa devido à falta de incentivos financeiros locais e às baixas tarifas de energia, com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) média de apenas 2,87% com um período de retorno simples de 15 anos.

Em Bosnjakovic *et al.* (2021), o estudo realizado em um sistema fotovoltaico residencial na cidade de Dagrotin na Croácia apresenta o consumo anual de 4.211,70 kWh. Os painéis fotovoltaicos instalados foram posicionados voltados para o sul com inclinação de 35° e capacidade de 3,6 kW, sem armazenamento de energia em bateria. Foi feita a curva de carga diária de consumo considerando atividades sazonais. Tendo em conta as tarifas atuais de compra e venda de eletricidade, preços de investimento e manutenção de equipamentos, a análise mostra que tal sistema fotovoltaico pode compensar em 10,5 anos sem incentivos governamentais.

De acordo com Al-Shahri *et al.* (2021), a abordagem técnica de otimização da energia solar passa por: dados meteorológicos (fundamental ter dados precisos dos principais parâmetros do sistema solar como velocidade do vento, temperatura ambiente, poeira, umidade e luz solar), previsão de carga (perfil de uma demanda de carga total ao longo de um ano deve estar disponível para atingir o tamanho ideal do dispositivo fotovoltaico) e precisão dos modelos (ter um modelo preciso para otimização). Esse modelo deve levar em consideração todos os parâmetros que afetam a eficiência do sistema.

Kavuma *et al.* (2022) consideraram os efeitos da temperatura e da inclinação do módulo fotovoltaico na produção de energia, além da avaliação da viabilidade econômica levando em conta o custo do capital, período de análise, taxa de desconto, inflação, custo de operação e manutenção além do preço da tarifa de energia. No estudo foram consideradas quatro usinas solares em Uganda, localizadas no distrito de Soroti, Tororo, Kabulasoke e Mayuge. O sistema fotovoltaico assumiu uma diminuição média na eficiência de 0,4% para cada grau de aumento de temperatura. A perda do módulo devido à temperatura foi maior na estação seca, o que diminui a taxa de desempenho. Entre junho e julho, a produção mensal de energia foi baixa, devido à alta temperatura, que reduziu o desempenho do módulo solar estudado.

Gonul *et al.* (2022) modelaram a radiação solar em plano inclinado com 3 componentes (direta, difusa e refletida). A radiação difusa na superfície inclinada é derivada pelo índice de claridade, duração do brilho do sol ou duração máxima do dia usando os dados do índice de claridade e duração do sol. Já a radiação refletida representa a quantidade de radiação refletida fora dos efeitos atmosféricos. A potência de saída de um painel fotovoltaico depende principalmente da radiação solar e da temperatura da célula do módulo fotovoltaico. A produção de eletricidade aumentou com ajuste do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos de 3,23 a 3,71% com ajustes semestrais, aumento de 3,64 a 4,26% com ajustes sazonais (primavera, verão, outono e inverno) e aumento de 4,53% à 5,30% com ajustes mensais.

2.4 Análises econômicas de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais

Ren *et al.* (2009) afirmaram que a adoção de sistema fotovoltaico reduz emissões de CO_2 e que o custo de capital tem um impacto maior em comparação à variação da eficiência do sistema e preço da venda da eletricidade. O LCOE (custo nivelado da eletricidade é definido como o preço pelo qual a eletricidade gerada deve ser vendida para que o sistema atinja o ponto de equilíbrio no final de sua vida útil) tem uma relação linear aproximada com custo de capital, eficiência e taxa de juros e que o *Payback* é muito afetado pelo custo de capital, eficiência e preço de venda da eletricidade.

No trabalho desenvolvido por eles, foi avaliado um sistema fotovoltaico conectado à rede de edifício residencial de dois andares em Kitakyushu, Japão, tendo uma área de terreno de 81 m^2 e uma área total de 142 m^2. Existe um ponto ótimo para a capacidade cerca de 1 kW pois a taxa anual de poupança de custos atinge o valor máximo. Durante a análise, o custo de capital, a eficiência, a taxa de juros e o preço de venda de eletricidade foram considerados como variáveis independentes enquanto a capacidade fotovoltaica foi considerada como variável dependente.

O custo de capital teve o maior efeito na capacidade ótima de geração com um coeficiente de regressão parcial padrão superior a 0,6, seguido pelo preço de venda da eletricidade, taxa de juros e eficiência. Entretanto a taxa de juros e o custo de aquisição do sistema fotovoltaico servem como correlação negativa significando que o aumento destes dois fatores leva a uma redução da capacidade fotovoltaica ótima.

Segundo Branker *et al.* (2011), o LCOE é um dos principais indicadores para analisar a viabilidade econômica dos projetos fotovoltaicos. A aquisição do sistema fotovoltaico é o

principal custo, o que significa que o LCOE é muito dependente dos métodos de financiamento disponíveis para as reduções de custos de produção. As principais variáveis para o cálculo do LCOE são as taxas de desconto, preço médio do sistema, método de financiamento, vida útil média do sistema e degradação da geração de energia ao longo e a vida inteira. Como o estudo foi realizado no Canadá, foi utilizada uma taxa de desconto de 2,0 à 8,0%, uma vida de 20 à 25 anos e uma taxa de degradação de 0,5 à 1,0% ao ano. Para o cálculo do LCOE foi apresentada a Equação 1.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{T} \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{T} S_t \, (1-d)^t/(1+r)^t} \quad (1)$$

onde *T* representa a vida útil do projeto em anos, *t* é o tempo em anos, I_t é o investimento inicial/custos do sistema incluindo construção e instalação ($), O_t é o custo operacional para *t* ($), M_t é o custo de manutenção para *t* ($), F_t é a despesa com juros para *t* ($), *r* é a taxa de desconto para *t* (%), S_t é a produção anual de energia para *t* (kWh/ano) e *d* é a taxa de degradação (%).

Para uma instalação fotovoltaica residencial com um prazo de empréstimo de 10 anos e juros de 0%, o LCOE é inferior a US$ 0,60/kWh, enquanto com juros de 6%, o LCOE é de US$ 0,70/kWh. Para uma vida útil de 30 anos com um custo instalado de US$ 2,25/Wp à US$ 3,25/Wp com um empréstimo de juros zero obtém-se um LCOE de US$0,10/kWh– US$0,15/kWh, que é capaz de competir com os preços da rede de US$0,080/kWh – US$ 0,11/kWh (Branker *et al.*, 2011).

Bimenyimana *et al.* (2018) realizaram um estudo com visitas locais e auditoria de energia em instalações fotovoltaicas residenciais típicas, no distrito Ruamagana (situado a leste de Ruanda). Sistemas fotovoltaicos autônomos e vinculados à rede, capazes de fornecer 7,2 kWh/dia de carga, foram utilizados na análise econômica comparativa. Os resultados encontrados para a análise econômica demostraram que o sistema fotovoltaico autônomo, com 17 módulos, necessita de investimento inicial de US$ 15.932,00 e um período de retorno a partir de 18,1 anos. Entretanto, um sistema fotovoltaico vinculado à rede de Ruanda requer apenas 8 módulos, com investimento de US$ 4.449,00 e retorno de investimento a partir de 5,7 anos.

Para Haramaini *et al.* (2019), as avaliações econômicas para um sistema fotovoltaico passam por Payback, TIR e VPL (Valor Presente Líquido). Em seu trabalho, para determinar a localização ideal de um sistema fotovoltaico foram usados 7 tipos de distribuição radial na Indonésia. Foram levados em consideração, para os cálculos financeiros, a economia anual com a redução da perda do alimentador, a receita anual das vendas de energia, o custo inicial

do investimento o custo de operação e manutenção. Nesse trabalho foram modelados o VPL (Equação 2) e o *Payback* (Equação 3), em função da capacidade de geração fotovoltaica (x).

$$VPL = 0{,}6\mathrm{x} + 7\mathrm{e}^{+0,6} \quad (2)$$

$$Payback = 0{,}049\mathrm{x} + 11{,}8 \quad (3)$$

A conclusão do estudo foi que o indicador mais recomendável para tomar a decisão de investimento fotovoltaico é o VPL em comparação a TIR e ao *Payback.*

No trabalho de Sinaga *et al.* (2019), foi constatado que, para um tempo de 6 horas de irradiação solar (de 9 horas da manhã até às 15 horas) em um painel fotovoltaico em Kupang (cidade litorânea de Indonésia) o custo do LCOE variava de 0,19 – 0,21 US$/kWh enquanto sem sistema fotovoltaico o LCOE variava 0,29 – 0,31 US$/kWh demonstrando a grande vantagem econômica de se instalar um sistema fotovoltaico. A produção total de energia durante a vida útil por 20 anos com radiação solar média de 6 horas por dia com um fator de capacidade de 15% e redução anual de potência de 2,0% e fator de degradação de 5,0% é 19.395 kWh/Wp.

Kichou *et al.* (2019) estudaram uma instalação fotovoltaica residencial experimental perto de Praga (Latitude: 50°09'24,2"N e Longitude: 14°10'10,5"E) na República Tcheca. O tamanho do sistema fotovoltaico em cada parte da cobertura era de 1,92 kWp, compostos por 24 painéis fotovoltaicos conectados a dois micro-inversores. Os ângulos ótimos para maximizar a captação de energia solar foram de 35° de inclinação e de 10° de azimute. O VPL obtido para 25 anos foi de € 1.156,00. Esse obteve uma adequação de RMSE (*Root Mean Square Error*) inferior a 5%, comparando o modelo utilizado com em dados reais medidos.

Para Kibaara *et al.* (2020), em um estudo feito no Quênia, além de avaliarem o LCOE de US$ 0,0381/kWh da implantação do sistema fotovoltaico, também analisaram os impactos ambientais devido a instalação de 5.130 acres de terra ocupada com 4.008 módulos fotovoltaicos e 394 baterias. O estudo incorpora todos os custos incorridos durante a geração e operação, incluindo os custos de externalidade que tradicionalmente são omitidos por outros modelos. Para os impactos de externalidade são considerados o social, ambiental, saúde e econômico. Para o custo ambiental, considerou o custo de aquisição da terra. Para o impacto de saúde foi modelado o custo de acidentes de trabalho relacionado e não relacionado diretamente na instalação do sistema fotovoltaico baseado em estudos anteriores. Para os impactos econômicos foram utilizados uma taxa de desconto de 7,5%, taxa de inflação esperada de 7,0%, vida útil do projeto de 25 anos de trabalho e um valor residual para descomissionamento do projeto de 4,5% do CAPEX.

Duman e Güler (2020) selecionaram 9 províncias na Turquia, divididas em 3 na região norte, 3 na região central e 3 na região sul, para análise de um sistema fotovoltaico. Foi considerada a vida útil do sistema fotovoltaico estudado como 20 anos. Os resultados da análise econômica para o sistema fotovoltaico de 5 kW mostraram uma TIR dos sistemas instalados na parte sul entre 13,68% à 12,59%, para os sistemas instalados na região central entre 12,16% à 10,09% na parte central e de 9,21% à 6,87% para os sistemas instalados na região norte do país. Utilizaram para o cálculo da TIR o modelo apresentado na Equação 4.

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{C_t}{(1+TIR)^t} - C_0 = 0 \qquad (4)$$

onde *T* representa a vida do projeto (20 anos), C_t é o fluxo de caixa líquido no período de tempo *t* e C_0 é o custo do investimento inicial.

Segundo Poudyal *et al.* (2021), um sistema fotovoltaico de 3 kWp proposto com eficiência de 17% atinge o LCOE de US$ 0,06/kWh para uma TIR de 87% com o *Payback* de 8,6 anos com uma proposta de economizar 10,33 toneladas de emissões de CO_2 ao longo de sua vida útil de uma residência residencial típica em Katmandu no Nepal.

Liu *et al.* (2022) utilizaram análise financeira VPL (Valor Presente Líquido) e LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) em seu artigo, determinando que os retornos financeiros de instalações fotovoltaicas residenciais variavam de acordo com a radiação solar e a incentivos governamentais. No estudo foram analisadas cinco cidades (Honolulu no Havaí, Newark em Nova Jersey, Los Angeles na Califórnia, Mineápolis em Minnesota e Miami na Flórida) com um sistema fotovoltaico residencial de 6 kW. O estudo abordou quatro categorias que influenciam no desempenho do sistema fotovoltaico: custos de investimento, de operação e manutenção, preços de eletricidade, incentivos financeiros e irradiação solar. Verificou-se que, de acordo com o local da instalação (entre as cidades de Los Angeles e Mineápolis), uma variação da TIR de 13,92% a 6,11% em função de diferentes incidências de radiação solar. Com relação a incentivos financeiros Honolulu foi a melhor opção de se investir em um sistema fotovoltaico residencial com uma TIR de 27,7% e após a remoção dos incentivos financeiros a TIR cai para 10,1%. Para cidades com baixos preços de eletricidade os resultados da análise não foram favoráveis ao investimento em sistemas fotovoltaicos.

Shamim *et al.* (2022) propuseram um sistema fotovoltaico conectado à rede em Bangladesh (fica entre 20,30° a 26,38° de latitude norte e 88,04° a 92,44° de longitude leste, com radiação é de 4 a 6,5 kWh/m^2.dia). Como estratégia de medição líquida, utilizaram um modelo de otimização híbrida obteve como resultado uma combinação para um sistema fotovoltaico de 420 kW é a melhor configuração econômica e obtiveram um *Payback* em torno

de 6,4 anos com uma vida útil de 20 anos. O modelo de simulação inclui conversor de energia com eficiência de 98,6% e vida útil de 15 anos, eficiência dos módulos fotovoltaicos em 19,88% com uma vida útil de 25 anos, levando em consideração o efeito da temperatura. Foi aplicado uma taxa de desconto nominal de 8% e uma taxa de inflação de 6%. Na simulação foi considerada radiação média em superfícies horizontais de 4,65 kWh/m^2.dia e com o índice de clareza de 0,521 e uma temperatura média anual de 25,20 °C.

Em cinco locais do Paquistão (principais cidades do norte, centro e sul de Punjab) foram agrupados dados de 93 agricultores, em nove agrupamentos, com consumo elétrico semelhante, para um sistema fotovoltaico com capacidade de 14,5 kW (Aziz *et al*., 2023). Nas análises realizadas, obteve-se um VPL variando de US$ 9.237 (cidade de Chiniot) à US$ 22.348 (cidade de Attock). Além disso, encontraram um *Payback* variando de 5,5 anos a 7,1 anos e um LCOE variando de US$ 0,0605/kWh à US$ 0,0672/kWh.

2.5 Estudo sobre Tarifas de Distribuição de Energia Fotovoltaica

Em Lau *et al.* (2016) é relatado que a implementação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no setor residencial da Malásia é altamente viável com baixos custos de painéis fotovoltaicos e inversores, ou seja, US$ 1.000/kW e US$ 137,50/kW, respectivamente. Alternativamente, custos de arranjo fotovoltaico inferiores a US$ 1.120/kW são suficientes para que sistemas fotovoltaicos conectados à rede sejam implementados sobre o sistema somente à rede, independentemente dos custos do inversor (US$ 550/kW ou menos). Vale ressaltar que o armazenamento da bateria é não recomendado para uso em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, pois aumentará o VPL dos sistemas. Entretanto, o esquema de subsídio de tarifa é desejável para reduzir o VPL dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, especialmente se os custos dos conjuntos fotovoltaicos e dos inversores forem elevados.

Em Ferreira *et al.* (2018) são relatados os principais aspectos em termos da evolução de incentivos regulatórios para o aumento do uso da energia fotovoltaica no Brasil. Deve-se levar em consideração para instalação de um sistema fotovoltaico residencial uma série de circunstâncias, como tecnologia do equipamento de geração, local de instalação, tarifa a que está sujeito, condições de pagamento do projeto, existência de outras unidades consumidoras que possam aproveitar possíveis créditos excedentes de geração. É vital que se tenha linhas de crédito específicas para geração de eletricidade solar incentivar o aumento desta fonte na matriz elétrica brasileira. O setor financeiro ainda carece de um melhor conhecimento dessa tecnologia para uma correta mensuração das incertezas e dos riscos para esse tipo de financiamento.

Vieira e Carpio (2020) mencionam o impacto econômico com relação ao avanço na aplicação de tarifas horárias aos consumidores residenciais no Brasil pelos serviços prestados pela rede de distribuição que viria a ser a TUSD (Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição). No estudo, foi avaliado o impacto de cenários tarifários, delimitando a influência que a inserção de mini e micro-geradores fotovoltaicos pode ter no mercado residencial brasileiro. Em uma projeção, espera-se, em 2035, que a atual regulação tarifária terá impactos de aproximadamente 22 a 47% na tarifa de distribuição dos consumidores e que os custos dos projetos fotovoltaicos são competitivos no Brasil e os regulamentos não serão capazes de afetar significativamente a evolução das redes conectadas tecnologia solar fotovoltaica no Brasil.

Segundo Drumond *et al*. (2021), em um sistema fotovoltaico residencial de 4 kW, o incentivo fiscal e tarifários em 35 distribuidoras concedidos diferem no Brasil. Para um cenário com todos os componentes tarifários compensados (incluindo os impostos), o valor dos incentivos concedidos varia de 1,2 a 2,5 vezes o custo do sistema, com média de 1,78. Além disso, para 33 das 35 empresas apenas as isenções fiscais resultam num valor superior ao custo do sistema. Os incentivos sobre elementos tarifários (não incluídos impostos) concedidos pela regulamentação atual resultam em valor superior ao custo do sistema para 40% das distribuidoras. O atual quadro regulatório (tarifas e incentivos fiscais) resulta em incentivos superiores ao custo do sistema para todas as 35 empresas de distribuição. Por outro lado, a remoção de todos os incentivos impacta o retorno médio de 5,3 para 6,9 anos. Isso demonstra que no Brasil, os sistemas solares da geração distribuída ainda dependem de incentivos governamentais para o aumento das instalação de sistemas fotovoltaicos residencial.

Gomes *et al.* (2024) avaliaram o impacto energético e financeiro para um sistema fotovoltaico residencial com o sistema de armazenamento por bateria de íons de lítio. Com o sistema de armazenamento, ocorreu uma redução média de 29% nos custos de eletricidade em comparação com o sistema fotovoltaico sem uso de baterias. Porém, os custos de implementação desse sistema não são competitivos, somente com LCOS (Custo Nivelado de Armazenamento) inferiores a US $ 600/kWh e TMA inferior a 9%.

Todos esses artigos utilizados na revisão da literatura foram a base para a estruturação da dissertação e foram de fundamental importância na construção deste trabalho.

3 MODELAGEM MATEMÁTICA

Para avaliação da operação de um sistema fotovoltaico *on-grid*, foi necessário modelar a radiação disponível para o sistema fotovoltaico, a energia produzida pelo módulo e realização da análise econômica. Nas subseções seguintes são apresentados estes modelos.

3.1 Modelagem da Radiação solar incidente em Plano Horizontal

A radiação extraterrestre (G_{ET}) é definida como o fluxo de energia solar que atinge uma superfície (normal à direção de propagação desta radiação) localizada fora da atmosfera terrestre. Esta radiação independe da atenuação atmosférica, do horário e da localização, uma vez que a superfície é móvel, permanecendo sempre perpendicular à propagação da radiação. No entanto, a radiação extraterrestre apresenta uma variação com a órbita elíptica da terra em torno do sol. Considerando a constante Solar (G_{sc} de 1.367 W/m²) como o fluxo de energia emitido pelo Sol, captado por uma superfície perpendicular à propagação desta radiação, fora da atmosfera terrestre, para a distância média entre o Sol e a Terra, a radiação extraterrestre pode ser modelada pela Equação 5 (Duffie e Beckman, 2020).

$$G_{ET} = G_{SC}\left[1 + 0{,}033.cos\left(\frac{360°.n}{365}\right)\right] \quad (5)$$

onde *n* representa o dia do ano.

O eixo geográfico da Terra forma um ângulo de 23,45° com o seu eixo magnético. Como a Terra apresenta movimentos de translação em relação ao seu eixo magnético e de rotação em relação ao seu eixo geográfico, são criadas as estações do ano. A declinação solar (δ) pode ser modelada pela Equação 6 (Duffie e Beckman, 2020).

$$\delta = 23{,}45°.sen\left(360°\frac{284+n}{365}\right) \quad (6)$$

Já o ângulo horário é calculado pela equação 7.

$$\omega_s = arcos[-tan(\delta)tan(\emptyset)] \quad (7)$$

onde ϕ representa a latitude local e δ é a declinação solar.

Antes de atingir a superfície terrestre, a radiação sofre alterações devido a atenuações atmosféricas. De acordo com o Modelo de Angstrom – Prescott, a energia solar extraterrestre (sem atenuação) para uma superfície horizontal H_0 pode ser estimada pela Equação 8 (Duffie e Beckman, 2020).

$$(H_0) = \left(\frac{24}{\pi}\right) E_0 \, H_{sc} \left[1 + 0{,}033 \, cos\left(\frac{360\,n}{365}\right)\right] \left[\left(\frac{\pi}{180}\right)\omega_s \, (sen\delta \, sen\emptyset) + (cos\delta \, cos\emptyset \, sen\omega_s)\right] \quad (8)$$

onde E_0 é o fator de correção da excentricidade da órbita da Terra que é adimensional e esse fator varia de acordo com o dia do ano. H_{sc} é fluxo de fluxo de radiação solar, sem atenuação atmosférica e dependência do ângulo de incidência, definido como constante solar (1.367 W/m²).

O fator de excentricidade da órbita terrestre pode ser determinado pela equação 9.

$$E_0 = 1{,}000110 + 0{,}034221 \, cos\Gamma + 0{,}001280 \, sen\Gamma + 0{,}00719 \, cos2\Gamma + 0{,}000077 \, sen\, 2\Gamma \quad (9)$$

Para calcular o Γ, utilizamos a equação 10.

$$\Gamma = \frac{2\pi \, (n-1)}{365} \quad (10)$$

3.2 Modelagem da Radiação solar incidente em Plano Inclinado

Uma vez calculada a energia solar diária no plano horizontal, é necessário transformá-la para o plano inclinado ($H^d_{\beta 0}$) conforme Equação 11 (Iqbal, 1983).

$$\left(H^d_{\beta 0}\right) = \left(\frac{24\,.\,3600}{\pi}\right) I_{sc} \, E_0 \left[\left(\frac{\pi}{180}\right)\omega_s\left(sen\delta \, sen(\varphi - \beta)\right) + (cos\delta \, cos(\varphi - \beta) \, sen\omega'_s)\right] \quad (11)$$

Onde β é o ângulo de inclinação de um módulo em um plano horizontal e ω'_s representa o ângulo horário solar para um plano inclinado descrito pela equação 12.

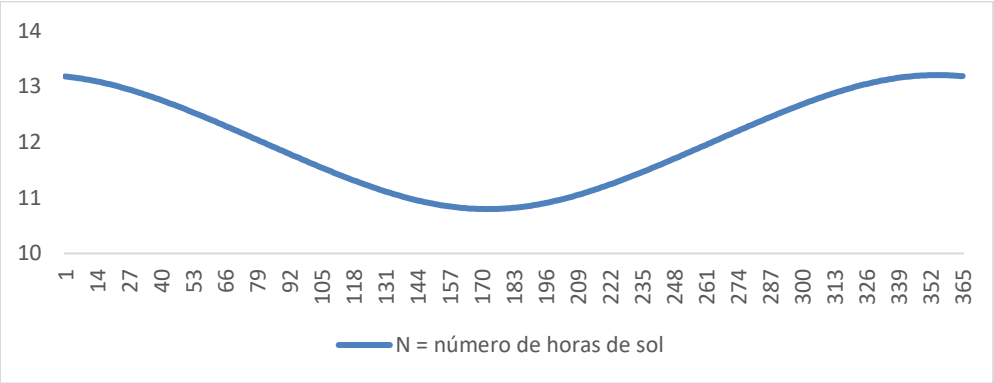
$$\omega'_s = min\{arcos\,[-tan\delta \, tan(\varphi - \beta)]\} \quad (12)$$

Já a duração máxima do dia (N) foi definida pela Equação 13.

$$N = 2\omega_s/15 \quad (13)$$

O comportamento do número de horas de sol no dia no decorrer do ano (01 de janeiro a 31 de dezembro) na cidade de Belo Horizonte, por exemplo, tem o menor número de horas de Sol acontecendo no dia 172 (21 de junho) com 10,8 horas e o maior número de horas de Sol acontecendo no dia 355 (21 de dezembro) com 13,2 horas conforme representado na Figura 6.

Figura 6 – Média da quantidade de horas de Sol de Belo Horizonte dos anos 2020, 2021 e 2022

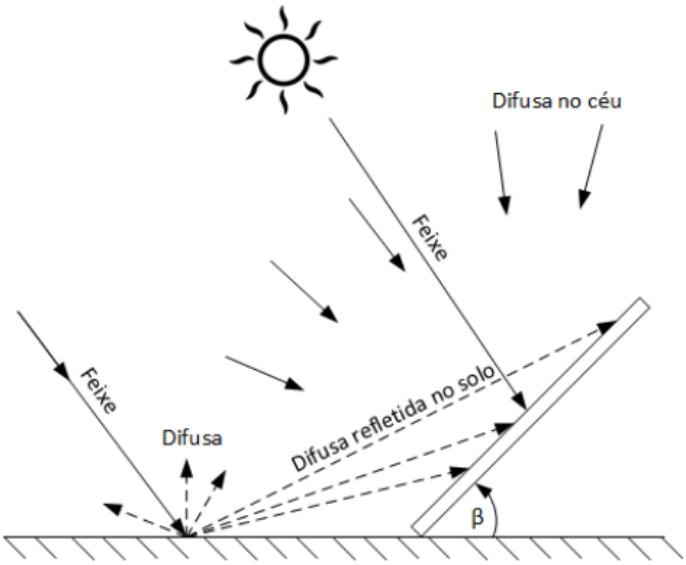


Fonte: Próprio autor

Porém a radiação extraterrestre (H_T) pode ser decomposta em parcelas direta (H_B), difusa (H_D) e refletida (H_R), representada na Equação 14 (Duffie e Beckman, 2020) e ilustrada na Figura 7.

$$H_T = H_B + H_D + H_R \quad (14)$$

Figura 7 - Radiação por feixe (H_B) radiação difusa (H_D) e radiação refletida (H_R).



Fonte: Adaptado de Iqbal (1983)

Para calcular a irradiação difusa média diária, foi utilizada a Equação 15 de Collares-Pereira e Rabl (1979).

$$H_D = 0{,}99\, H_T \;\; para\; K_T < 0{,}17$$
$$H_D = 1{,}118 - 2{,}272\, K_T + 9{,}473\, K_T^2 - 21{,}856\, K_T^3 + 14{,}648\, K_T^4 \;\; para\; 0{,}17 < K_T \leq 0{,}80 \quad (15)$$

Sendo, K_T a média mensal do índice de transmissividade atmosférica.

Porém como avalia-se a radiação no plano inclinado, a radiação difusa no plano inclinado ($H_{D,t}$) é dado pela Equação 16.

$$H_{D,t} = 0{,}5\, H_D\, (1 + cos\beta) \quad (16)$$

Da mesma forma que a radiação refletida no plano inclinado ($H_{R,t}$) é dado pela Equação 17.

$$H_{R,t} = 0{,}5\, \rho\, H_T\, (1 - cos\beta) \quad (17)$$

onde ρ é a refletividade do solo (o valor adotado como 0,2). Já a radiação direta ($H_{B,t}$) num plano inclinado é dada pela Equação 18.

$$H_{B,t} = (1 - {}_{H_{D,t}/H_T}) R_b\, H_T \quad (18)$$

na qual R_b é a razão entre a radiação do feixe na superfície inclinada e a do plano horizontal que é expressa pela Equação 19.

$$R_b = \frac{cos(\emptyset + \beta)\, cos\,(\delta)\, sen(\omega'_s) + \omega'_s \left({}^{\pi}/_{180}\right) sen(\emptyset + \beta)\, sen\,(\delta)}{cos(\emptyset)\, cos(\delta)\, sen\,(\omega_s) + \omega_s \left({}^{\pi}/_{180}\right) sen\,(\emptyset)\, sen\,(\delta)} \quad (19)$$

Finalmente, a radiação total no plano inclinado é dada pela Equação 20.

$$H_{T,t} = H_{B,t} + H_{D,t} + H_{R,t} \quad (20)$$

3.3 Modelagem da Geração Elétrica Fotovoltaica

A radiação solar e a temperatura da célula do módulo fotovoltaico são variáveis que interferem na potência de saída de um módulo fotovoltaico. Esta potência pode ser calculada pela Equação 21, conforme Duffie e Beckman (2020).

$$P_{PV,out} = P_{STC}\, d^{PV} \left(\frac{H_T}{H_{STC}}\right) \left[1 + a_p \left(T_c - T_{c,STC}\right)\right] \quad (21)$$

onde P_{STC} representa a capacidade nominal do sistema sob condições de teste padrão (STC). Já d^{PV} é o fator de redução causado principalmente por sombreamento, sujeira, degradação do sistema fotovoltaico. H_T é a radiação solar incidente no sistema fotovoltaico. H_{STC}

representa a radiação solar no STC (Condições Normais de Ensaio) que pela norma é um valor de 1.000 W/m^2. Já a_p é o coeficiente de temperatura da potência que impacta na eficiência do módulo fotovoltaico com o aumento da temperatura ambiente. Finalmente, T_c é a temperatura da célula sob condições atuais e $T_{c,STC}$ que é a temperatura da célula sob condições STC (Condições Normais de Ensaio).

Neste trabalho, o fator de redução d^{PV} foi assumido como 0,80 para a radiação solar (H_T). Para o plano inclinado ($H_{T,t}$) utiliza-se a Equação 22 (Gonul *et al.*, 2022).

$$P_{PV,out} = P_{STC}\, d^{PV} \left(\frac{H_{T,t}}{H_{STC}}\right) \left[1 + a_p\left(T_c - T_{c,STC}\right)\right] \tag{22}$$

Um dos fatores que determina a potência de saída do módulo fotovoltaico é a temperatura incidente na célula do módulo fotovoltaico. Portanto, a temperatura da célula modelada é fornecida pela Equação 23 (Gonul *et al.*, 2022).

$$T_c = \frac{T_a + \left(T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}\right)\left(\frac{H^d_{\beta 0}}{H_{STC}}\right)\left[1 - \frac{\eta_{m,STC}\left(1 - a_p\, T_{c,STC}\right)}{\tau\alpha}\right]}{1 + \left(T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}\right)\left(\frac{H^d_{\beta 0}}{H_{STC}}\right)\left(\frac{a_p\, \eta_{m,STC}}{\tau\alpha}\right)} \tag{23}$$

onde T_a é a temperatura ambiente onde os módulos fotovoltaicos estão instalados. Já $T_{c,NOCT}$ representa a temperatura da célula abaixo da temperatura operacional nominal do módulo, enquanto $T_{a,NOCT}$ é a temperatura ambiente abaixo da temperatura operacional nominal do módulo. $\eta_{m,STC}$ é a eficiência máxima do ponto de energia sob *STC*. A transmissividade solar (τ), é a fração que atravessa a espessura de um determinado material, sem ser absorvida. O α é a absortividade da fração solar absorvida pelo material do módulo. Finalmente $T_{c,STC}$ que é a temperatura da célula sob condições de teste padrão. Neste trabalho, o produto $\tau.\alpha$ foi assumido como 0,90.

3.4 Modelagem da Análise Econômica

Foi realizado o estudo comparativo da análise econômica dos melhores custos do sistema fotovoltaico residencial com base nos parâmetros técnicos da localização da instalação em algumas cidades do território brasileiro com seus respectivos custos da eletricidade da concessionária. Foram utilizados os indicadores econômicos como o Custo Nivelado de Energia (LCOE), o Valor Presente Líquido (VPL), o *Payback* descontado e a TIR (Taxa Interna de Retorno). Para todos os indicadores foram utilizados com uma vida útil estimada do sistema fotovoltaico em 20 anos. Para os custos que envolvam as manutenções,

serviços e aquisições de equipamentos, foi utilizada a taxa do IGP-M (Índice Geral de Preços – Mercado).

O LCOE (Levelized Cost Of Energy) que é o custo nivelado de energia, isto é, a relação entre todos os custos associados à geração de energia pelo seu sistema fotovoltaico e a quantidade de energia que se estima que ele vai gerar ao longo de sua vida útil. Em sua essência, o LCOE foi criado e idealizado para comparar o custo relativo da energia produzida por diferentes fontes de geração de energia. O intuito de sua criação era entender qual fonte energética seria mais competitiva em um determinado projeto de geração: hídrica, térmica, eólica ou solar, por exemplo. Em Liu *et. al* (2022), o LCOE é calculado pela Equação 24.

$$LCOE = \frac{C_{net} + \sum_t^T \frac{C_{O\&M} - PBI}{(1+i)^t}}{\sum_t^T \frac{E\,(1-d)^t}{(1+i)^t}} \quad (24)$$

onde C_{net} é o custo da instalação do sistema fotovoltaico ($). $C_{O\&M}$ é custo operacional e de manutenção por ciclo de vida. O *PBI* que é o incentivo baseado em desempenho. A taxa de degradação é identificada pela letra *d* cuja unidade é %. A taxa de juros onde a unidade é o % é identificado pela letra *i*. O *T* é o ciclo de vida do sistema fotovoltaico contabilizado em anos. O *t* são a quantidade de anos e finalmente o *E* é a produção de eletricidade do sistema fotovoltaico em kWh.

Neste trabalho foi escolhido a definição dada por Ramadhan e Naseeb (2011) que utiliza um Fator de Recuperação de Capital (FRC) da sigla em inglês CRF (*Capital Recovery Factor*), multiplicado pelo custo inicial da instalação. A Equação 25 representa o LCOE.

$$LCOE = \frac{(CI\ x\ FRC) + \sum_n CM}{\sum_n PT} \quad (25)$$

onde, *CI* é custo da instalação do sistema fotovoltaico ($). Já *FRC* é o fator de recuperação de capital que é a prestação corresponde de uma dívida à taxa de juros a ser paga em determinados tempo. *CM* é custo de manutenção por ciclo de vida enquanto *PT* é a produção total (kWh) do sistema fotovoltaico e finamente *n* é o número de períodos (em anos).

O fator de recuperação de capital (*FRC*) é dado pela Equação 26.

$$FRC = \frac{i\,(1+i)^n}{(1+i)^{\,n} - 1} \quad (26)$$

onde, a taxa de juros é *i* e *n* é o número de períodos em anos.

Outro indicador utilizado para medir a viabilidade econômica de um projeto é o Valor Presente Líquido (VPL). Quando o VPL é positivo, o projeto gera valor, quando é negativo,

ele se torna inviável devido à baixa rentabilidade. É importante salientar que o VPL não dá uma ideia de lucratividade e sim de viabilidade. O VPL é calculado pela Equação 27.

$$VPL = \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_{t,0} \tag{27}$$

onde FC_t é o fluxo de caixa líquido ou descontado no período *t*, *i* representa a taxa de juros real ou taxa de custo do capital com o tempo em anos representado pela letra *t e* $FC_{t,0}$ é o custo de investimento inicial fluxo de caixa líquido e finalmente o *n* sendo o número de períodos a serem considerados em anos.

Já a taxa de juros real é calculada pela Equação 28

$$i = \frac{i - f}{i + f} \tag{28}$$

na qual *f* é a taxa de inflação esperada.

Outro indicador financeiro utilizado para medir a viabilidade econômica de um projeto é o Payback. Existem dois tipos Payback, o simples e o descontado. Enquanto o Payback simples é calculado sem considerar o valor do dinheiro no tempo, o Payback descontado, inclui os valores descontados para o presente por meio de uma taxa de juros. Para esse trabalho, usa-se o Payback descontado, onde é calculado dividindo o investimento inicial pelas somatórias da entrada do fluxo de caixa (Gitman, 2010).

$$0 = \sum_{t=1}^{T} \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_{t,0} \tag{29}$$

onde FC_t é o fluxo de caixa líquido ou descontado no período *t* (tempo) e *i* a taxa de juros real ou taxa de custo do capital e *T* é a vida útil em anos do projeto. Finalmente o $FC_{t,0}$ é o custo de investimento inicial fluxo de caixa líquido.

A taxa interna de retorno ou taxa interna de rentabilidade, de sigla TIR, é uma taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente. A TIR é utilizada como uma técnica para análise financeira (Gitman, 2010).

$$0 = \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - FC_{t,0} \tag{30}$$

4 METODOLOGIA

Neste trabalho está sendo simulado um sistema fotovoltaico residencial *on-grid*, instalado em um telhado, a aproximadamente a 4 metros de altura do solo, com 5 módulos fotovoltaicos, ocupando uma área de aproximadamente 13 m^2. Essa mesma configuração será adotada em simulações numéricas para as 26 capitais do Brasil além do Distrito Federal, com o objetivo de comparar a viabilidade econômica desse sistema e verificar o impacto da implantação da Lei 14.300. Para simular esse modelo, foram adotadas algumas premissas descritas nos parágrafos seguintes.

Para a temperatura ambiente de cada localidade, foi adotada uma temperatura para cada dia do ano, ou seja, 365 valores de temperaturas diferentes para cada localidade simulada. O valor adotado para cada dia foi a média da temperatura diária de três anos (2020, 2021 e 2022) no período entre 7 e 18 horas. O procedimento foi repetido 365 vezes para cada localidade.

Além disso, para o índice de transmissividade atmosférica (K_T) foi adotado o valor médio mensal para cada uma das 27 localidades onde foi simulada a instalação do sistema fotovoltaico residencial. Para essa determinação de K_T, foi utilizada a razão entre a média mensal da irradiação global total incidente em plano horizontal, extraída do Atlas Solarimétrico (INPE, 2017) e a média mensal H_T calculada pelo modelo sem atenuação atmosférica (Equação 14), para cada localidade simulada. Portanto, para cada localidade foi determinado um valor mensal do índice mensal de transmissividade atmosférica K_T.

Na simulação, foi obtida uma geração diária de cada sistema fotovoltaico residencial e, com isso, foi possível comparar a viabilidade econômica de cada uma das 27 instalações.

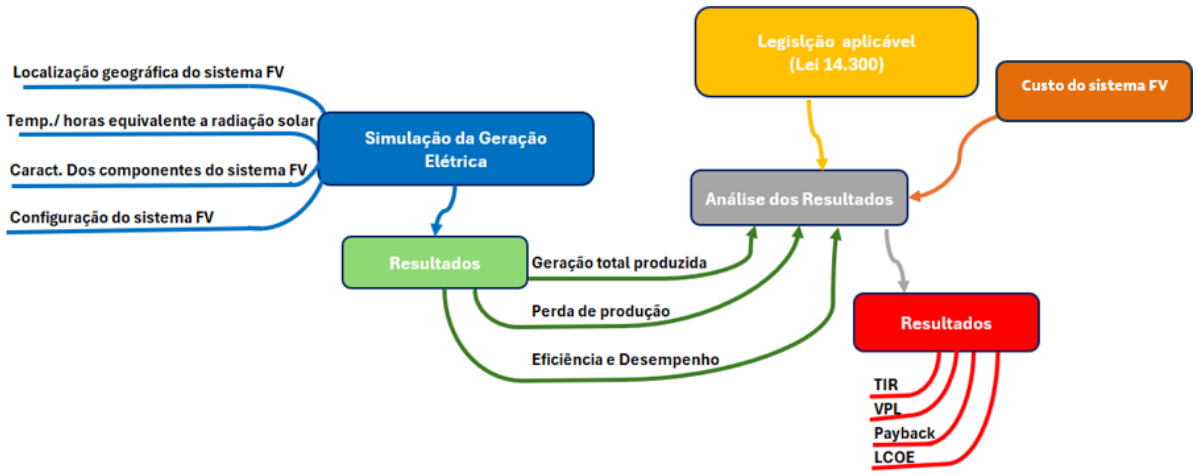
Para avaliar o desempenho de cada instalação mapeada, foram definidas a localização de cada um dos 27 sistemas fotovoltaicos residenciais. Foi feita a configuração e caracterização dos componentes do sistema FV (Fotovoltaico). Após padronizar a configuração, foram avaliadas a temperatura ambiente e a radiação global que cada sistema recebe. Essas entradas permitiram simular a geração de energia elétrica de cada sistema fotovoltaico residencial.

Nesse trabalho será feito a correlação entre as variáveis através da equação 31, que pode variar de -1 e 1

$$Correl\ (X,Y) = \frac{\sum(x-\bar{x})\ (y-\overline{\bar{y}})}{\sqrt{\sum(x-\bar{x})^2\ \sum(y-\bar{y})^2}} \qquad (31)$$

Com o passar dos anos, existe uma queda de eficiência de sistemas FV residenciais. Essas perdas também foram consideradas para avaliar todo o período de 20 anos de vida do projeto. Um fluxograma da metodologia adotada é indicado na Figura 8.

Figura 8 – Fluxograma descritivo sobre as etapas da metodologia do trabalho



Fonte: Próprio autor

Como entrada para a análise dos resultados, foram incorporados o impacto da entrada da Lei 14.200 e os custos de aquisição e de manutenção do sistema fotovoltaico residencial. Com todas essas combinações de fatores, foi possível fazer uma análise comparativa da viabilidade econômica de todos as 27 localidades onde foram instalados os sistemas fotovoltaicos residenciais.

4.1 Variáveis de Entrada

Para realizar a simulação da geração de energia elétrica fotovoltaica das 27 localidades do território brasileiro, foram adotadas seis variáveis. Todas essas variáveis têm influência na geração de energia e nos indicadores econômicos e consequentemente apresentam impacto na viabilidade econômica do sistema fotovoltaico residencial. As seis variáveis são:

a) O local onde o sistema fotovoltaico residencial está instalado. Isto impacta diretamente na geração de energia em virtude da distância em relação à linha do Equador.
b) A temperatura ambiente é outra variável que impacta na geração fotovoltaica. A geração fotovoltaica é impactada pelas altas temperaturas ambientes em função da perda de eficiência dos módulos fotovoltaicos.

c) A inclinação do módulo fotovoltaico ideal deve permitir uma maior incidência de fluxo de radiação solar sobre o módulo. Portanto, dependendo do local onde o sistema fotovoltaico for instalado, o módulo deverá ser inclinado com um determinado valor para permitir uma maior geração de energia, uma vez que o módulo fotovoltaico adotado nesse trabalho é fixo, não permitindo a movimentação do módulo durante a operação do mesmo.
d) A tarifa de energia da concessionária local também tem influência na viabilidade econômica do projeto, uma vez que o sistema fotovoltaico residencial é *on-grid*, o que significa que ele injeta e consome energia elétrica da concessionária. Em princípio, quanto maior o valor da tarifa da concessionária, maior a viabilidade econômica da instalação.
e) A TUSD é cobrada pelo fato do sistema fotovoltaico residencial utilizar a rede elétrica de distribuição da concessionária para injetar e consumir energia. Cada localidade onde o sistema fotovoltaico residencial está instalado apresenta um valor onde poderá impactar mais ou menos dependendo da localidade onde o sistema fotovoltaico estiver instalado.
f) O índice de claridade atmosférica influencia a geração fotovoltaica, pois menores atenuações atmosféricas (céu limpo) propiciam uma maior geração de energia fotovoltaica do que o tempo fechado e com várias nuvens obstruindo incidência da radiação solar nos módulos fotovoltaicos.

4.1.1 Localidades das Análises

A localidade de cada sistema foi definida de acordo com a Figura 9. Para a localização são usados como referência a latitude e longitude. Com a latitude, calcula-se o ângulo horário do pôr do sol para o plano horizontal (ω_s), o período de brilho solar (N) e com a longitude corrigimos a duração máxima do dia.

A primeira variável é a localização da instalação do sistema fotovoltaico residencial. O Brasil possui uma área de 8.510.000 km^2, foram selecionadas as 27 capitais dentro do território brasileiro, distribuídos em: 1 no Distrito Federal, 3 na Região Sul, 4 na Região Sudeste, 3 na Região Centro-Oeste, 7 na Região Norte e 9 na Região Nordeste. As localidades de cada sistema foram definidas de acordo com a Figura 9.

Figura 9 - Localização das latitudes e longitudes das localidades mapeadas



Nº	Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)
1	Porto Alegre	-30,05	-51,17
2	Florianópolis	-27,60	-48,62
3	Curitiba	-25,45	-49,23
4	São Paulo	-23,72	-46,68
5	Belo Horizonte	-19,88	-43,97
6	Rio de Janeiro	-23,05	-43,60
7	Vitória	-20,27	-40,31
8	Salvador	-13,01	-38,51
9	Aracajú	-10,95	-37,05
10	Maceió	-9,55	-35,77
11	Recife	-8,06	-34,96
12	João Pessoa	-7,17	-34,82
13	Natal	-5,84	-35,21
14	Fortaleza	-3,82	-38,54
15	Teresina	-5,03	-42,80
16	São Luís	-2,53	-44,21
17	Palmas	-10,15	-48,31
18	Goiânia	-16,64	-49,22
19	Cuiabá	-15,56	-56,06
20	Campo Grande	-20,45	-54,72
21	Brasília	-15,79	-47,93
22	Belém	-1,41	-48,44
23	Boa Vista	-2,49	-60,40
24	Manaus	-3,10	-60,02
25	Porto Velho	-8,79	-63,85
26	Rio Branco	-9,68	-68,17
27	Macapá	0,03	-51,07

Fonte: Próprio autor

4.1.2 Temperatura Ambiente Local

A temperatura ambiente influencia diretamente no rendimento dos módulos fotovoltaicos, uma vez que o aumento da temperatura é inversamente proporcional ao rendimento do módulo fotovoltaico e consequentemente impacta de forma negativa na geração de energia. Por isso, é de suma importância definir sobre qual temperatura ambiente o módulo fotovoltaico irá trabalhar.

A segunda variável é a média diária da temperatura ambiente de três anos (2020, 2021 e 2022) onde a temperatura tem influência no desempenho da geração elétrica do módulo solar. No caso do ano de 2020, não foi considerado o dia 29 de fevereiro. Esses dados estão disponíveis em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acesso em: 10 dez. 2023. Foram analisadas 13.140 temperaturas para cada dia em cada localidade. A média é o valor resultante de 12 temperaturas por hora por 365 dias durante 3 anos da análise. O valor adotado da temperatura é a média aritmética das temperaturas das 7:00h às 18:00h (período em que o módulo fotovoltaico recebe radiação solar). Como exemplo para a cidade de Belo Horizonte no dia 17 de julho a temperatura adotada foi de 21,1ºC (que é a média dos 3 anos) conforme demonstrado na Tabela 3.

Tabela 3 - Temperatura ambiente calculada no dia 17 de julho em Belo Horizonte

Hora em 2020	07h	08h	09h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	Temperatura utilizada 2020
Temperatura (°C)	15,6	15,5	15,5	15,5	16,7	18,9	20,7	23,2	24,2	25,6	26,2	26,7	20,4
Hora em 2021	07h	08h	09h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	Temperatura utilizada 2021
Temperatura (°C)	17,6	17,0	16,5	16,7	17,4	20,3	24,3	25,7	27,5	27,5	27,9	28,8	22,3
Hora em 2022	07h	08h	09h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	Temperatura utilizada 2022
Temperatura (°C)	15,1	14,5	13,5	13,6	16,4	20,8	22,8	23,8	25,2	27,8	27,7	27,9	20,8

Ano da temperatura	Temperatura (°C)
Temperatura utilizada 2020	20,4
Temperatura utilizada 2021	22,3
Temperatura utilizada 2022	20,8
Temperatura utilizada (média dos 3 anos)	21,1

Fonte: Próprio autor

4.1.3 Inclinação do Módulo Fotovoltaico

A terceira variável é o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos (*β*). Para a inclinação do módulo, em cada capital, foi utilizada a Tabela 4, onde para cada localidade foi estabelecida uma inclinação. O ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos altera o ângulo de incidência da radiação solar direta e, consequentemente, o fluxo de radiação incidente sobre o módulo fotovoltaico, permitindo maximização da geração elétrica. A inclinação correta de um módulo solar maximiza a radiação solar incidente e pode ser um fator importante para o sucesso do projeto, pois quando mais adequada for a inclinação, maior será a capacidade do sistema fotovoltaico de gerar energia.

Para o ângulo de inclinação de um módulo em um plano horizontal (*β*) utilizam-se os valores descritos na Tabela 4 conforme metodologia sugerida por Villalva (2017), para tentar maximizar a geração pelos módulos.

Tabela 4 - Ângulos de inclinação dos módulos fotovoltaicos

Latitude	Ângulo de inclinação (β)
0º a 10º	β = 10º
11º a 20º	β = latitude
21º a 30º	β = latitude + 5º
31º a 40º	β = latitude + 10º
41º ou mais	β = latitude + 15º

Fonte: Villalva (2017)

Com essa metodologia adotada, foi definido o ângulo de inclinação (*β*) para cada localidade, de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 - Novos ângulos de inclinação dos módulos fotovoltaicos

Região	Estado	Cidade	Latitude (°)	Ângulo de inclinação do módulo (β)
Sul	Rio Grande do Sul	**Porto Alegre**	-30,05	Latitude + 5°
	Santa Catarina	**Florianópolis**	-27,60	Latitude + 5°
	Paraná	**Curitiba**	-25,45	Latitude + 5°
Sudeste	São Paulo	**São Paulo**	-23,72	Latitude + 5°
	Minas Gerais	**Belo Horizonte**	-19,88	Latitude
	Rio de Janeiro	**Rio de Janeiro**	-23,05	Latitude + 5°
	Espírito Santo	**Vitória**	-20,27	Latitude + 5°
Nordeste	Bahia	**Salvador**	-13,01	Latitude
	Sergipe	**Aracajú**	-10,95	Latitude
	Alagoas	**Maceió**	-9,55	10,0°
	Pernambuco	**Recife**	-8,06	10,0°
	Paraíba	**João Pessoa**	-7,17	10,0°
	Rio Grande do Norte	**Natal**	-5,84	10,0°
	Ceará	**Fortaleza**	-3,82	10,0°
	Piauí	**Teresina**	-5,03	10,0°
	Maranhão	**São Luís**	-2,53	10,0°
	Goiás	**Goiânia**	-16,64	Latitude
	Mato Grosso	**Cuiabá**	-15,56	Latitude
	Mato Grosso do Sul	**Campo Grande**	-20,45	Latitude
Distrito Federal	Distrito Federal	**Brasília**	-15,79	Latitude
Norte	Tocantins	**Palmas**	-10,15	Latitude
	Pará	**Belém**	-1,41	10,0°
	Roraima	**Boa Vista**	-2,49	10,0°
	Amazonas	**Manaus**	-3,10	10,0°
	Rondônia	**Porto Velho**	-8,79	10,0°
	Acre	**Rio Branco**	-9,68	10,0°
	Amapá	**Macapá**	0,03	10,0°

Fonte: Próprio autor

Para a latitude local variando entre 0° à 10°, foi adotado o ângulo de inclinação de 10º para os módulos. Dentro dessas condições se enquadram 7 capitais da região Nordeste (Maceió, Recife, João Pessoa, Natal, Fortaleza, Teresina e São Luiz) e outras 6 capitais da região Norte (Belém, Boa Vista, Manaus, Porto Velho, Rio Branco e Macapá). Já para a latitude local variando entre 11° e 20°, foi adotado como ângulo de inclinação, a própria latitude do local. Os módulos estão instalados nessas condições para uma cidade da região Sudeste (Belo Horizonte), duas cidades da região Nordeste (Salvador e Aracajú), três cidades da região Centro-Oeste (Goiânia, Cuiabá e Campo Grande), uma cidade da região Norte (Palmas) e o Distrito Federal (Brasília). Para localidades com a latitude variando entre 21° e 30° foi adotado o ângulo de inclinação da própria latitude adicionada a 5°. Nessas condições

enquadram três cidades da região Sudeste (São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo), três cidades da região Sul (Curitiba, Florianópolis e Porto Alegre). Com a inclinação, torna-se possível determinar através da modelagem da radiação solar apresentada na seção anterior, a irradiação incidente no plano inclinado cada placa fotovoltaica e, por sua vez, determinar a geração de eletricidade dos módulos fotovoltaicos.

4.1.4 Tarifas Regionais

Segundo o Ministério de Minas e Energia, Brasil (2022), o preço da tarifa de energia elétrica é a composição de valores calculados de cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia produtiva e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. A tarifa representa a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica. São acrescidos ainda os encargos de custeio da aplicação de políticas públicas. Os impostos e encargos estão relacionados na conta de energia elétrica.

A quarta variável é o preço da tarifa de cada concessionária de energia. Essa tarifa foi aplicada respectivamente em cada local onde a concessionária atende ao sistema fotovoltaico residencial indo do menor valor (do estado de Santa Catarina com R$ 0,595 por kWh) e o maior valor (no estado do Pará com R$ 0,962 por kWh). Para todos esses valores apresentados não estão inseridos nenhum tipo de imposto. Esses valores são apresentados na Tabela 6 e está disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>. Acesso em: 11 set. de 2023.

Para esse trabalho foi considerada a bandeira verde de menor custo, diferente das bandeiras amarela e vermelha que apresentam acréscimo na tarifa para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Tabela 6 - Ranking do custo das tarifas por localidade

Ranking	R$/kWh	Localidade	Ranking	R$/kWh	Localidade
1º	0,593	Florianópolis	**15º**	0,741	Belo Horizonte
2º	0,602	João Pessoa	**16º**	0,744	Fortaleza
3º	0,603	Aracajú	**17º**	0,756	Palmas
4º	0,617	Curitiba	**18º**	0,764	Recife
5º	0,657	Porto Alegre	**19º**	0,766	Brasília
6º	0,681	Vitória	**20º**	0,808	Salvador
7º	0,684	São Paulo	**21º**	0,835	Manaus
8º	0,689	Natal	**22º**	0,849	Rio de Janeiro
9º	0,705	Goiânia	**23º**	0,854	Teresina
10º	0,712	Porto Velho	**24º**	0,866	Maceió
11º	0,719	São Luís	**25º**	0,880	Campo Grande
12º	0,722	Macapá	**26º**	0,883	Cuiabá
13º	0,733	Rio Branco	**27º**	0,962	Belém
14º	0,735	Boa Vista	-	-	-

Fonte: ANEEL (2023)

4.1.5 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A quinta variável é o preço da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). O custo da TUSD leva em conta o transporte, as perdas e os encargos que a concessionária de energia tem para levar a energia elétrica das usinas de geração hidrelétrica até o consumidor final. Cada concessionária de energia tem um preço levando em consideração esses custos, conforme Tabela 7.

Tabela 7 - Impacto da tarifa por localidade

Ranking	R$/kWh	Localidade	% da Tarifa	Ranking	R$/kWh	Localidade	% da Tarifa
1º	0,165	Curitiba	26,73%	**15º**	0,287	Fortaleza	38,58%
2º	0,181	Vitória	26,63%	**16º**	0,293	Campo Grande	33,28%
3º	0,185	Porto Alegre	28,11%	**17º**	0,296	Palmas	39,20%
4º	0,186	São Paulo	27,22%	**18º**	0,324	Cuiabá	36,65%
5º	0,190	Florianópolis	32,11%	**19º**	0,338	Salvador	41,88%
6º	0,212	João Pessoa	35,28%	**20º**	0,339	Teresina	39,68%
7º	0,215	Belo Horizonte	29,01%	**21º**	0,341	Rio Branco	46,55%
8º	0,252	Rio de Janeiro	29,64%	**22º**	0,353	Brasília	46,11%
9º	0,259	Natal	37,54%	**23º**	0,362	Boa Vista	49,28%
10º	0,259	Goiânia	36,73%	**24º**	0,362	Porto Velho	50,87%
11º	0,267	São Luís	37,13%	**25º**	0,362	Manaus	43,38%
12º	0,268	Maceió	30,91%	**26º**	0,362	Macapá	50,17%
13º	0,278	Aracajú	46,00%	**27º**	0,383	Belém	39,86%
14º	0,281	Recife	36,77%	-	-	-	-

Fonte: ANEEL (2023)

4.1.6 Índice de Transmissividade Atmosférica (K_T)

O índice de transmissividade atmosférica, também conhecido como índice de claridade (K_t) indica a fração da radiação solar incidente, não atenuada por nuvens, poeira, aerossóis,

vapor d'água e absorção de gases, que intervêm na transmissão da radiação solar global através da atmosfera, em relação à radiação solar que incidiria sem essa atenuação. Esse indicador permite identificar a condição com que a radiação solar, após a passagem pela atmosfera, está alcançando a superfície.

A sexta variável é o índice de transmissividade atmosférica (K_T). Utilizaram-se, na análise realizada neste trabalho, valores médios mensais para este índice. Segundo Duffie e Beckman (2020), K_T pode ser modelado pela Equação 32.

$$\overline{K_T} = \frac{H_T}{H_0} \tag{32}$$

onde o H_0 representa a média mensal da radiação total diária numa superfície horizontal extraterrestre que atinge o exterior da atmosfera terrestre vinda do Sol e é calculado através da Equação 8. Além disso, H_T representa a média mensal da radiação total diária numa superfície horizontal terrestre. Na Tabela 8, os valores de H_T para cada localidade foram modelados, para o período de três anos analisado (2020, 2021 e 2022) e podem ser encontrados no Atlas Solarimétrico INPE disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#mod>. Acesso em 10 dez. de 2023.

Tabela 8 - Média mensal da Irradiação Global incidente em Plano Horizontal (Wh/m^2.dia)

	MÊS											
LOCAL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Porto Alegre	6449	5863	4848	3819	2777	2309	2524	3194	3596	4822	6248	6716
Florianópolis	5868	5453	4714	3773	3051	2573	2699	3407	3559	4364	5537	6011
Curitiba	5318	5158	4538	3782	3047	2758	2892	3864	3830	4359	5230	5557
São Paulo	5222	5479	4704	4142	3422	3172	3244	4196	4237	4762	5135	5691
Belo Horizonte	5799	5982	5154	4775	4170	4063	4282	5145	5535	5659	5349	5639
Rio de Janeiro	6041	6221	5062	4358	3590	3350	3341	4203	4435	5106	5143	5928
Vitória	6199	6543	5401	4606	3931	3626	3723	4445	4902	5030	5117	5959
Salvador	6443	6292	6038	4839	4107	3862	4063	4760	5523	5870	6098	6482
Aracajú	6277	6384	6079	5090	4429	4068	4192	4826	5592	6073	6356	6584
Maceió	6173	6161	6101	5255	4446	4140	4301	5012	5735	6036	6406	6510
Recife	5886	6014	5930	5251	4538	4246	4397	5169	5659	6044	6199	6204
João Pessoa	5862	6002	6009	5365	4823	4360	4475	5261	5758	6054	6240	6151
Natal	6017	6032	6082	5561	5075	4658	4773	5571	5971	6112	6269	5968
Fortaleza	5871	5807	5652	4910	5291	5300	5525	5933	6089	6344	6434	6155
Teresina	5108	5217	5151	5035	5053	5171	5465	6030	6460	6353	6163	5652
São Luís	4958	4989	4787	4648	4687	4844	5078	5659	5999	5741	5635	5480
Goiânia	5452	5518	5120	5024	4753	4560	4780	5678	5567	5611	5391	5505
Cuiabá	5456	5333	5170	4907	4414	4364	4522	5398	5134	5313	5555	5709
Campo Grande	5652	5674	5344	4818	4027	3765	3920	4811	4917	5423	5918	6102
Brasília	5332	5644	5000	4965	4798	4719	5019	5903	5712	5545	5017	5362
Palmas	5143	5133	4857	4954	4967	5035	5244	5942	5715	5401	5137	5089
Belém	4441	4403	4414	4549	4714	4968	5078	5299	5382	5251	5118	4754
Boa Vista	4597	4712	4946	4790	4426	4599	4690	5147	5527	5431	5114	4662
Manaus	3947	4017	4040	3831	3879	4385	4431	4934	4887	4778	4629	4118
Porto Velho	4213	4439	4321	4345	3970	4277	4468	4842	4856	4953	4648	4426
Rio Branco	4470	4608	4216	4414	3946	4088	4263	4866	5104	5105	5035	4606
Macapá	4714	4317	4232	4286	4710	4973	5090	5477	5618	5483	5456	4980

Fonte: INPE (2023)

Na Tabela 9 são apresentados valores de K_T calculados para cada mês, em cada localidade.

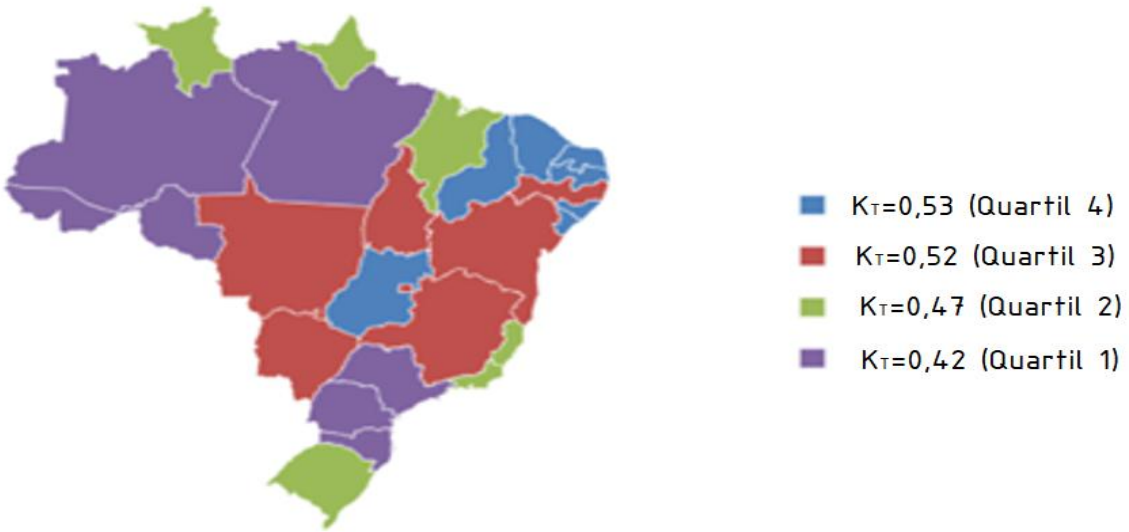
Tabela 9 - K_T mensal calculado

LOCAL	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Porto Alegre	0,52	0,51	0,50	0,49	0,45	0,43	0,44	0,45	0,40	0,45	0,52	0,53	0,47
Florianópolis	0,48	0,48	0,47	0,46	0,47	0,45	0,44	0,46	0,39	0,40	0,46	0,48	0,45
Curitiba	0,43	0,45	0,45	0,45	0,44	0,45	0,45	0,50	0,41	0,40	0,44	0,45	0,44
São Paulo	0,43	0,48	0,46	0,48	0,48	0,50	0,48	0,53	0,44	0,43	0,43	0,46	0,47
Belo Horizonte	0,48	0,52	0,49	0,53	0,55	0,58	0,59	0,61	0,56	0,51	0,45	0,47	0,53
Rio de Janeiro	0,50	0,54	0,49	0,50	0,50	0,52	0,49	0,52	0,46	0,46	0,43	0,48	0,49
Vitória	0,52	0,57	0,52	0,51	0,52	0,53	0,52	0,53	0,50	0,45	0,43	0,49	0,51
Salvador	0,56	0,55	0,56	0,50	0,48	0,48	0,49	0,52	0,54	0,53	0,53	0,56	0,53
Aracajú	0,55	0,56	0,56	0,52	0,50	0,49	0,49	0,52	0,54	0,55	0,56	0,58	0,54
Maceió	0,54	0,55	0,56	0,53	0,50	0,49	0,50	0,53	0,55	0,55	0,57	0,58	0,54
Recife	0,53	0,54	0,55	0,52	0,50	0,49	0,50	0,54	0,54	0,55	0,56	0,56	0,53
João Pessoa	0,53	0,54	0,55	0,53	0,52	0,50	0,50	0,54	0,55	0,55	0,56	0,56	0,54
Natal	0,55	0,54	0,56	0,54	0,54	0,52	0,52	0,57	0,56	0,56	0,57	0,55	0,55
Fortaleza	0,54	0,53	0,52	0,47	0,55	0,58	0,59	0,59	0,57	0,58	0,60	0,58	0,56
Teresina	0,47	0,47	0,47	0,49	0,53	0,57	0,59	0,61	0,61	0,58	0,56	0,52	0,54
São Luís	0,46	0,46	0,44	0,45	0,48	0,52	0,54	0,56	0,56	0,53	0,53	0,52	0,50
Goiânia	0,46	0,48	0,48	0,54	0,59	0,61	0,62	0,65	0,55	0,50	0,46	0,46	0,53
Cuiabá	0,46	0,47	0,48	0,52	0,54	0,57	0,58	0,61	0,51	0,48	0,48	0,48	0,52
Campo Grande	0,47	0,49	0,51	0,54	0,53	0,55	0,55	0,58	0,50	0,49	0,50	0,50	0,52
Brasília	0,45	0,49	0,47	0,53	0,58	0,62	0,64	0,67	0,56	0,50	0,43	0,45	0,53
Palmas	0,45	0,45	0,45	0,50	0,56	0,60	0,61	0,63	0,55	0,49	0,45	0,45	0,52
Belém	0,42	0,41	0,41	0,43	0,48	0,52	0,53	0,52	0,50	0,49	0,48	0,46	0,47
Boa Vista	0,46	0,45	0,46	0,45	0,43	0,46	0,47	0,49	0,52	0,51	0,50	0,47	0,47
Manaus	0,37	0,37	0,37	0,37	0,40	0,47	0,47	0,49	0,46	0,44	0,43	0,39	0,42
Porto Velho	0,37	0,39	0,40	0,43	0,44	0,50	0,51	0,51	0,46	0,45	0,42	0,40	0,44
Rio Branco	0,39	0,41	0,39	0,44	0,44	0,49	0,50	0,51	0,49	0,46	0,45	0,41	0,45
Macapá	0,45	0,40	0,39	0,41	0,47	0,52	0,52	0,53	0,53	0,51	0,52	0,49	0,48

Fonte: Próprio Autor

Desta maneira é possível identificar a divisão por quartil das 27 localidades, representadas pelos estados brasileiros e o Distrito Federal, utilizando a Figura 10.

Figura 10 - Divisão por quartil do valor de K_T



Fonte: Próprio Autor

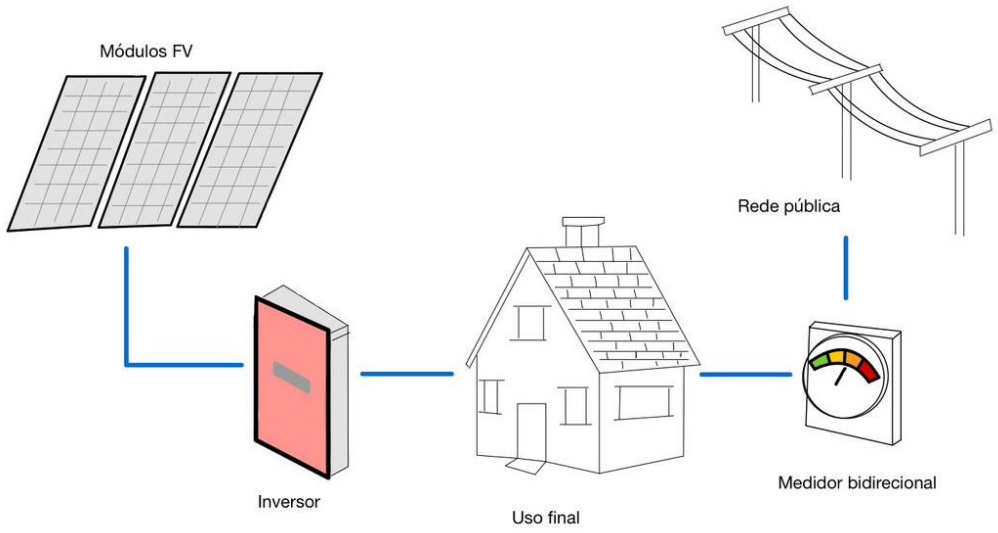
4.2 Sistema Fotovoltaico Residencial

O sistema fotovoltaico funciona por meio de um fenômeno físico, em que, a partir da exposição à luz de um material semicondutor (presentes nos módulos fotovoltaicos), é gerada uma tensão elétrica, pela conversão a radiação solar em energia elétrica.

Existem dois tipos de sistemas fotovoltaicos. O sistema *on-grid* é conectado à rede elétrica da concessionária local e o sistema *off-grid* trata-se de uma geração autônoma de energia, muitas vezes com um conjunto de baterias para armazenamento e não está conectado à rede elétrica da concessionária. Neste estudo, foi considerado o sistema *on-grid*.

O sistema solar fotovoltaico residencial que foi considerado para a simulação e comparação nas 27 localidades do território brasileiro apresenta o seguinte funcionamento com seus respectivos componentes na Figura 11.

Figura 11 - Representação do sistema fotovoltaico residencial



Fonte: Adaptado de Antoniolli (2015)

Os módulos fotovoltaicos são instalados no telhado das residências e para simulação realizada neste trabalho, foram adotados 5 módulos fotovoltaicos. A dimensão de cada módulo adotado foi 2.266 mm x 1.134 mm x 35 mm e a composição dos 5 módulos ocupam uma área de aproximadamente 13 m^2. O modelo utilizado foi o do módulo CS6W-520 da empresa Solar (Figura 12).

Figura 12 - Módulo fotovoltaico Canadian Solar



Fonte: CANADIAN SOLAR (2021)

O inversor (Figura 13) tem a função de transformar a corrente elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), com a finalidade de utilizar nos aparelhos elétricos residenciais e pode injetar a energia excedente na concessionária local.

Figura 13 - Inversor do sistema fotovoltaico



Fonte: Growatt (2019)

A *string box* (Figura 14) é o mecanismo de segurança com objetivo de evitar curto-circuito no sistema de corrente contínua (oriunda dos módulos fotovoltaicos). A *string box* conecta os cabos desses equipamentos ao inversor.

Figura 14 - *String box*



Fonte: Clamper (2024)

O cabeamento elétrico é dimensionado para resistência ao calor e deverá suportar a tensão e corrente do sistema. Além disso, o medidor bidirecional é utilizado em conexão com a rede de distribuição de energia elétrica, pois é capaz de aferir não apenas a eletricidade da distribuidora que é utilizada, mas quanto o sistema fotovoltaico a alimenta também. O medidor direcional tem como objetivo fazer o cálculo de créditos solares, que podem ser utilizados para abater valores da conta de luz ou para abastecer outros imóveis por meio de alguma modalidade de energia solar compartilhada, conforme Figura 15.

Figura 15 - Medidor bidirecional



Fonte: NANSEN (2024)

O sistema de monitoramento tem por objetivo de acompanhar em tempo real o desempenho de todos os diferentes equipamentos, aferindo a energia produzida e até mesmo a identificação de problemas. A grande maioria do sistema de monitoramento já está incluído no inversor.

4.3 Perfil de Consumo Energético e Evolução com o Tempo

Para caracterizar o perfil de consumo residencial, foi adotada uma curva de consumo padrão para todos os dias, considerados idênticos para todo o ano. Esse modelo de perfil de consumo adotado levou em consideração que no final da noite e durante a madrugada, o consumo foi bem menor, com início de aumento a partir das 7 horas da manhã. Além disso, o consumo apresenta um aumento significativo entre 19h e 21h, tendo seu pico de consumo ocorrendo às 20h. Após as 22h foi prevista uma queda significativa neste consumo. Essa curva foi definida segundo o padrão residencial faixa 1 – tipo 2 da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) e comparado o consumo horário com a geração horária. Para a condição da geração ser maior que o consumo, não houve o custo financeiro, pois ocorreu o consumo instantâneo e o excedente da geração foi injetado no sistema da concessionária de energia. Caso ocorra consumo de energia elétrica quando não há geração do sistema fotovoltaico (à noite, por exemplo), será cobrado a taxa do TUSD, conforme Tabela 2.

Foi utilizado um perfil padrão de carga de consumo residencial demonstrando o consumo de energia de hora em hora (Figura 16). O consumo mensal é de 180,0 kWh/mês. Esse modelo de consumo foi utilizado para todos os 27 pontos dentro do território brasileiro.

Figura 16 - Perfil padrão de consumo diário em kWh



Fonte: Próprio autor

Com relação a essa curva padrão, o consumo diário é de 6.000 W, sendo que no mês o consumo é 180kW (44,7% do consumo diário ocorre das 7h às 18h).

4.3.1 Perfil do Consumo Instantâneo

Foi considerado que 30% da geração é consumida instanteamente, o que significa que não se paga sobre esse consumo o TUSD. Portanto 70% da geração fotovoltaica é injetada na rede de distribuição e ficou sujeita a taxação da TUSD. Esse valor de 30% é utilizado como referência, mas pode variar de acordo com os hábitos dos moradores.

Foi adotado que, para a energia excedente gerada pelo sistema fotovoltaico residencial, ou seja, créditos, tem validade de 60 meses conforme Lei n° 14.300 no artigo 13.

4.3.2 Aumento Anual do Consumo

Foi estimado um aumento de consumo de energia elétrica por consumidor de 1% anual. Começando com 180,0 kWh/mês no ano inicial e chegando a 219,6 kWh/mês no ano final (20 anos depois) após a instalação do sistema fotovoltaico conforme Tabela 10.

Tabela 10 - Projeção do aumento do consumo

Ano	kWh/mês
0	180,0
1	181,8
2	183,6
3	185,5
4	187,3
5	189,2
6	191,1
7	193,0
8	194,9
9	196,9
10	198,8
11	200,8
12	202,8
13	204,9
14	206,9
15	209,0
16	211,1
17	213,2
18	215,3
19	217,5
20	219,6

Fonte: Próprio autor

4.3.3 Evolução da TUSD

Foi considerado o aumento percentual do TUSD conforme Tabela 2 no decorrer dos próximos anos, iniciando em 2023 com 15% e aumentando 15% a cada ano, atingindo 90% em 2028. Foi assumido que, a partir de 2029, o valor será 100%.

4.4 Custos e Dados Financeiros

No que diz respeito ao conjunto de dados financeiros como os custos de aquisição, instalação e manutenção (R$) e taxas para os cálculos dos dados econômicos foi utilizada o IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado) e a taxa de capital escolhida foi a média da projeção da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – que é a taxa básica de juros usada pelo Banco Central) como o TMA (Taxa Mínima de Atratividade) como juros para os anos seguintes. Esses dados foram obtidos através do boletim FOCUS do Banco Central (Tabela 11).

Tabela 11 - Projeção da SELIC e do IGPM nos próximos 20 anos

Tempo	ANO	SELIC	IGP-M
Ano 0	2023	11,75	4,49
Ano 1	2024	9,25	3,93
Ano 2	2025	8,50	3,50
Ano 3	2026	8,50*	3,50*
Ano 4	2027	8,50*	3,50*
Ano 5	2028	8,50*	3,50*
Ano 6	2029	8,50*	3,50*
Ano 7	2030	8,50*	3,50*
Ano 8	2031	8,50*	3,50*
Ano 9	2032	8,50*	3,50*
Ano 10	2033	8,50*	3,50*
Ano 11	2034	8,50*	3,50*
Ano 12	2035	8,50*	3,50*
Ano 13	2036	8,50*	3,50*
Ano 14	2037	8,50*	3,50*
Ano 15	2038	8,50*	3,50*
Ano 16	2039	8,50*	3,50*
Ano 17	2040	8,50*	3,50*
Ano 18	2041	8,50*	3,50*
Ano 19	2042	8,50*	3,50*
Ano 20	2043	8,50*	3,50*

Fonte: Focus Relatório de Mercado, acessado 15/12/2023

*Como não se tem a projeção futura, foi utilizada os mesmos indicadores do ano de 2025.

4.4.1 Custos de aquisição, manutenção e substituição de componentes

Para garantir uma perfeita geração do sistema fotovoltaico é de suma importância realizar as limpezas periódicas nos módulos. Isso se deve as condições climáticas e atmosféricas de cada local que causam acúmulo de sujeira nos módulos prejudicando assim a geração de energia elétrica. Utilizou-se a frequência anual para essa atividade.

Outro fator considerado nesse trabalho foi a troca a cada 5 anos do Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS). Esses dispositivos são utilizados para proteção os equipamentos de uma descarga atmosférica ou mesmo de um pico de tensão.

Conforme Vieira e Carpio (2020), o inversor é o responsável por converter a corrente contínua em corrente alternada onde pode jogar para a rede da concessionária local e no estudo realizado foi estimado a troca do mesmo a cada 15 anos por obsolescência ou por queima. Adotaremos o prazo de 12 anos para a troca do inversor.

No ano inicial (ano 0), foi inserido o valor atual e esses valores não impactaram no cálculo financeiro. Somente está na tabela 12 a título de informação. Para os anos seguintes foram utilizados o valor do IGP-M para contemplar o aumento de custos no decorrer do tempo conforme Tabela 12.

Tabela 12 - Projeção de custos de manutenção do sistema fotovoltaico

Descrição	Limpeza dos módulos fotovoltaicos	Substituição dos DPS	Substituição do inversor
ano 0	-R$ 240,55*	-R$ 350,00*	-R$ 2.800,00*
ano 1	-R$ 250,00	-	-
ano 2	-R$ 258,75	-	-
ano 3	-R$ 267,81	-	-
ano 4	-R$ 277,18	-	-
ano 5	-R$ 286,88	-R$ 425,83	-
ano 6	-R$ 296,92	-	-
ano 7	-R$ 307,31	-	-
ano 8	-R$ 318,07	-	-
ano 9	-R$ 329,20	-	-
ano 10	-R$ 340,72	-R$ 518,09	-
ano 11	-R$ 352,65	-	-
ano 12	-R$ 364,99	-	-R$ 4.482,89
ano 13	-R$ 377,77	-	-
ano 14	-R$ 390,99	-	-
ano 15	-R$ 404,67	-R$ 661,22	-
ano 16	-R$ 418,84	-	-
ano 17	-R$ 433,50	-	-
ano 18	-R$ 448,67	-	-
ano 19	-R$ 464,37	-	-
ano 20	-R$ 480,63	-R$ 843,91	-

Fonte: Próprio Autor

Todos esses custos que estão representados na Tabela 12 e na Tabela 13 foram obtidos através do site de uma grande empresa de Belo Horizonte responsável por fornecimento de materiais elétricos e a parte de serviço de uma empresa prestadora de serviço no ramo de energia fotovoltaica da cidade de Belo Horizonte e os valores foram replicados para as outras 26 localidades. Os aumentos de valor foram corrigidos conforme Tabela 12.

Tabela 13 - Custos de aquisição do sistema fotovoltaico

Descrição	Valor
Módulo e inversor	R$ 7.500,00
Cabo elétrico e proteção	R$ 900,00
Montagem	R$ 1.800,00
Outros custos	R$ 1.800,00
Total	R$ 12.000,00

Fonte: Próprio Autor

4.4.2 Modelo de placas solares

Os módulos fotovoltaicos contêm placas solares monocristalinas pelo fato de serem mais eficientes e duráveis em comparação com as policristalinas segundo Hidayanti (2020). Todas as análises foram realizadas com base no módulo fotovoltaico da Canadian Solar CS6W-520 cujas especificações técnicas foram retiradas do manual do fabricante apresentado na tabela 14:

Tabela 14 - Especificações do módulo CS6W-520 utilizados na análise

Especificação	Valor
Potência máxima nominal (P_{STC})	550 W
Eficiência do módulo ($\eta_{m,STC}$)	21,40%
Coeficiente de temperatura de potência (a_p)	- 0,34 % / °C
Temperatura operacional nominal da célula ($T_{c,NOCT}$)	41 ± 3 °C
Temperatura ambiente sob NOCT ($T_{a,NOCT}$)	20 °C
Temperatura sob STC ($T_{c,STC}$)	25 °C
Irradiância sob condições de teste padrão (H_{STC})	1.000 W/m^2

Fonte: CANADIAN SOLAR (2021)

A potência definida do sistema fotovoltaico residencial foi de 2,5 kW (pico), por ser a de maior abrangência para a população brasileira (o que significa que todas as localidades contêm a mesma quantidade de módulos fotovoltaicos instalados). Neste trabalho caso foram adotados 5 módulos, conforme cálculos apresentados no Apêndice A.

4.4.3 Eficiências, perdas, transmissividade e absortividade

Todas as constantes dos equipamentos como eficiência (η), degradação (d), transmissividade (τ) e absortividade (α) do sistema fotovoltaico foram considerados constantes. Nesse caso, todos esses valores foram iguais para todos os locais, independentemente da cidade de instalação. Estes valores adotados para o módulo, para todas as 27 localidades simuladas nesse trabalho, são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Constantes adotadas para o cálculo de geração

Variável	Símbolo	Valor adotado
Perda de eficiência dos módulos por ano	η	1%
Degradação	d	1%
Transmissividade à radiação solar	τ	1,0
Absortividade à radiação solar	α	0,9
Fator de redução do sistema fotovoltaico	d^{PV}	0,8
Coeficiente de temperatura de potência	a_p	- 0,34 % / °C
Eficiência do módulo	$\eta_{m,STC}$	21,40%

Fonte: Próprio autor

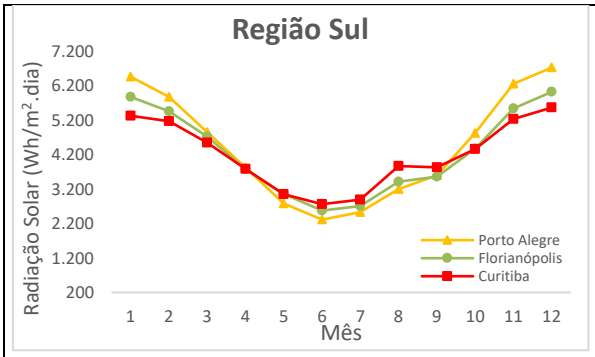
5 RESULTADO E DISCUSSÕES

Os resultados das simulações e das análises são apresentados nas seções seguintes. Para facilitar a visualização dos resultados, optou-se por dividir a representação dos gráficos por região do Brasil. Deve ser ressaltado que todas as simulações foram realizadas baseadas em médias mensais diárias.

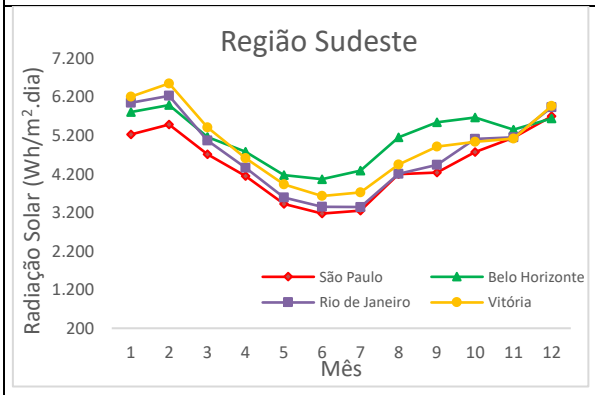
5.1 Condições Ambientais

Na Figura 17 são apresentados os valores de radiação solar horária/diária (média mensal) das 7h às 18h para cada capital, em função de cada um dos meses do ano, para cada região do Brasil.

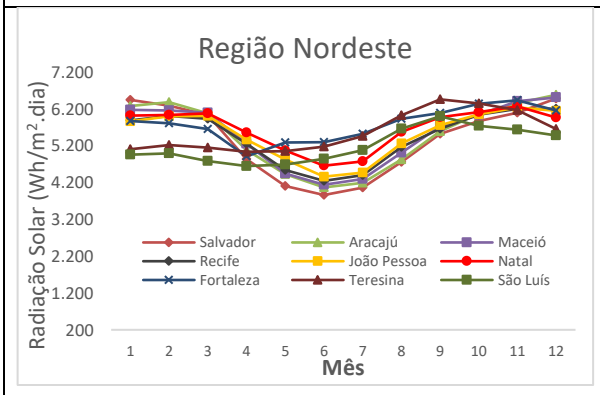
Figura 17 - Radiação solar mensal (média horária/diária) em função dos meses em cada capital



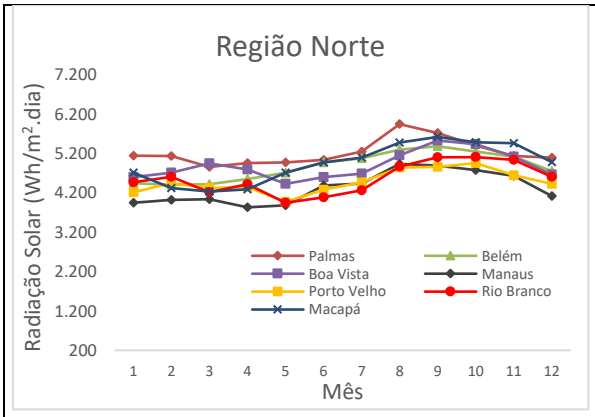
Mês	Porto Alegre	Florianópolis	Curitiba	Média
1	6449	5868	5318	5878
2	5863	5453	5158	5491
3	4848	4714	4538	4700
4	3819	3773	3782	3791
5	2777	3051	3047	2958
6	2309	2573	2758	2547
7	2524	2699	2892	2705
8	3194	3407	3864	3488
9	3596	3559	3830	3662
10	4822	4364	4359	4515
11	6248	5537	5230	5672
12	6716	6011	5557	6095



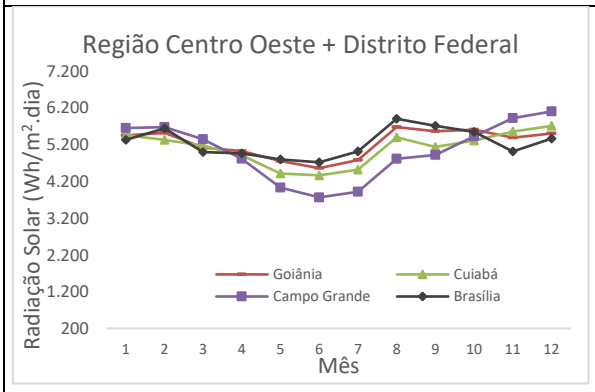
Mês	São Paulo	Belo Horizonte	Rio de Janeiro	Vitória	Média
1	5222	5799	6041	6199	5815
2	5479	5982	6221	6543	6056
3	4704	5154	5062	5401	5080
4	4142	4775	4358	4606	4470
5	3422	4170	3590	3931	3778
6	3172	4063	3350	3626	3553
7	3244	4282	3341	3723	3648
8	4196	5145	4203	4445	4497
9	4237	5535	4435	4902	4777
10	4762	5659	5106	5030	5139
11	5135	5349	5143	5117	5186
12	5691	5639	5928	5959	5804



Mês	Salvador	Aracajú	Maceió	Recife	João Pessoa	Natal	Fortaleza	Teresina	São Luís	Média
1	6443	6277	6173	5886	5862	6017	5871	5108	4958	5844
2	6292	6384	6161	6014	6002	6032	5807	5217	4989	5878
3	6038	6079	6101	5930	6009	6082	5652	5151	4787	5759
4	4839	5090	5255	5251	5365	5561	4910	5035	4648	5106
5	4107	4429	4446	4538	4823	5075	5291	5053	4687	4717
6	3862	4068	4140	4246	4360	4658	5300	5171	4844	4517
7	4063	4192	4301	4397	4475	4773	5525	5465	5078	4697
8	4760	4826	5012	5169	5261	5571	5933	6030	5659	5358
9	5523	5592	5735	5659	5758	5971	6089	6460	5999	5865
10	5870	6073	6036	6044	6054	6112	6344	6353	5741	6070
11	6098	6356	6406	6199	6240	6269	6434	6163	5635	6200
12	6482	6584	6510	6204	6151	5968	6155	5652	5480	6132



Mês	Palmas	Belém	Boa Vista	Manaus	Porto Velho	Rio Branco	Macapá	Média
1	5143	4441	4597	3947	4213	4470	4714	4504
2	5133	4403	4712	4017	4439	4608	4317	4518
3	4857	4414	4946	4040	4321	4216	4232	4432
4	4954	4549	4790	3831	4345	4414	4286	4453
5	4967	4714	4426	3879	3970	3946	4710	4373
6	5035	4968	4599	4385	4277	4088	4973	4618
7	5244	5078	4690	4431	4468	4263	5090	4752
8	5942	5299	5147	4934	4842	4866	5477	5215
9	5715	5382	5527	4887	4856	5104	5618	5298
10	5401	5251	5431	4778	4953	5105	5483	5200
11	5137	5118	5114	4629	4648	5035	5456	5020
12	5089	4754	4662	4118	4426	4606	4980	4662



Mês	Goiânia	Cuiabá	Campo Grande	Brasília	Média
1	5452	5456	5652	5332	5473
2	5518	5333	5674	5644	5542
3	5120	5170	5344	5000	5159
4	5024	4907	4818	4965	4929
5	4753	4414	4027	4798	4498
6	4560	4364	3765	4719	4352
7	4780	4522	3920	5019	4560
8	5678	5398	4811	5903	5448
9	5567	5134	4917	5712	5333
10	5611	5313	5423	5545	5473
11	5391	5555	5918	5017	5470
12	5505	5709	6102	5362	5670

Fonte: Próprio autor

Observa-se que, para todas as regiões do Brasil, o período de maior radiação coincide com o verão (21 dezembro até 20 de março). Por outro lado, o período de menor radiação no território brasileiro acontece no período de inverno, que vai de 20 de junho até 22 de setembro. A única região que não corresponde a esse critério é a região Norte, conforme demonstrado na Tabela 16. Comparando as regiões Sul e Norte, temos que na região Sul a média do mês com maior radiação ocorre no mês dezembro com 6.095 Wh/m^2.dia e a menor radiação ocorre no mês de junho com 2.547 Wh/m^2.dia, dando uma diferença de 139% entre esses 2 meses, já para a região Norte essa diferença é de 22% e ocorre entre os meses de setembro e maio.

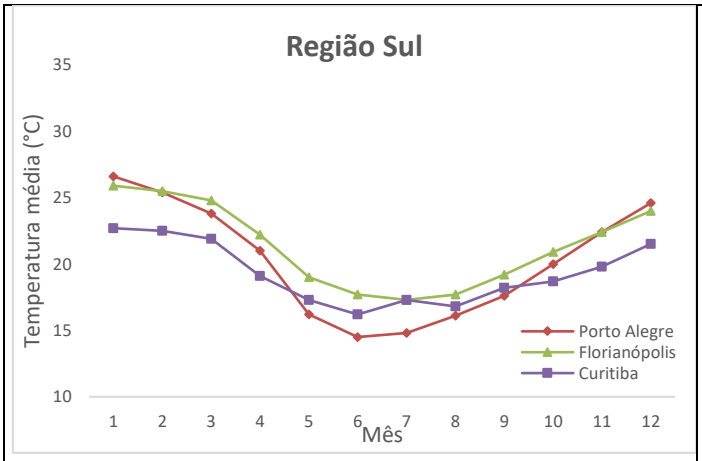
Tabela 16 - Comparativo entre regiões sobre o período de maior e menor radiação média

Região	Mês de maior radiação	Mês de menor radiação	Diferença entre a maior e menor radiação
Sul	dezembro	junho	139%
Sudeste	fevereiro	junho	70%
Nordeste	novembro	Junho	37%
Norte	setembro	maio	22%
Centro-Oeste	dezembro	junho	24%

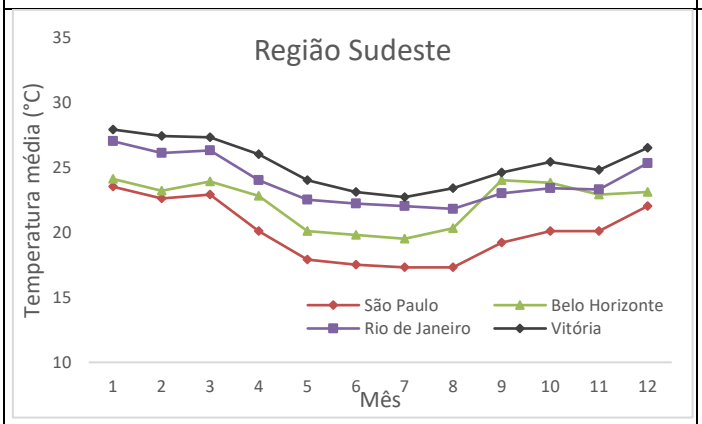
Fonte: Próprio autor

Na Figura 18 são apresentados os valores de temperatura (média mensal), das 7h às 18h, para localidades onde o sistema fotovoltaico foi instalado.

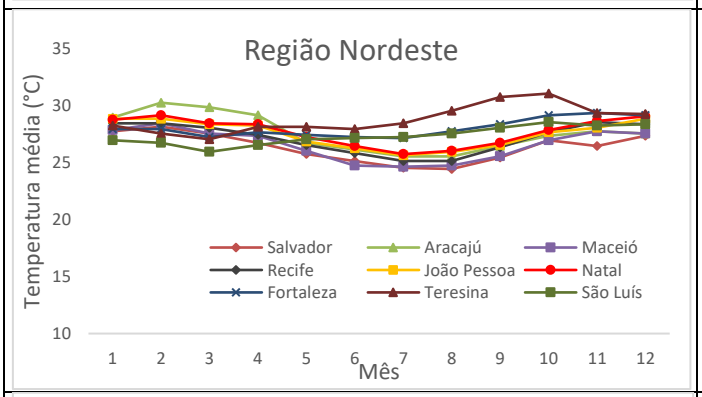
Figura 18 - Temperatura mensal (média diária) em função dos meses em cada capital



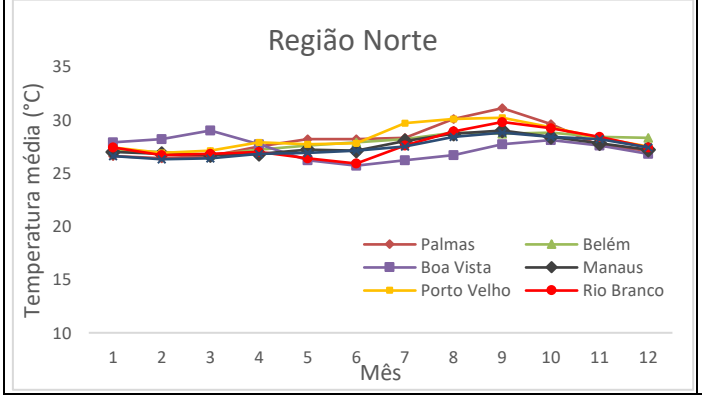
Mês	Porto Alegre	Florianópolis	Curitiba	Média
1	26,6	25,9	22,7	25,1
2	25,4	25,5	22,5	24,5
3	23,8	24,8	21,9	23,5
4	21,0	22,2	19,1	20,8
5	16,2	19	17,3	17,5
6	14,5	17,7	16,2	16,1
7	14,8	17,3	17,3	16,5
8	16,1	17,7	16,8	16,9
9	17,6	19,2	18,2	18,3
10	20	20,9	18,7	19,9
11	22,4	22,4	19,8	21,5
12	24,6	24	21,5	23,4



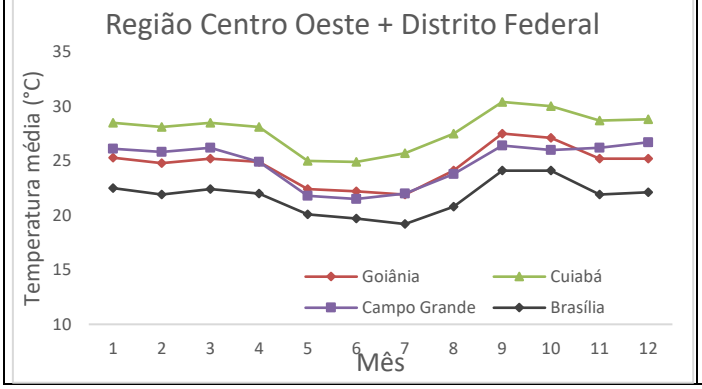
Mês	São Paulo	Belo Horizonte	Rio de Janeiro	Vitória	Média
1	23,5	24,1	27,0	27,9	25,6
2	22,6	23,2	26,1	27,4	24,8
3	22,9	23,9	26,3	27,3	25,1
4	20,1	22,8	24,0	26,0	23,2
5	17,9	20,1	22,5	24,0	21,1
6	17,5	19,8	22,2	23,1	20,7
7	17,3	19,5	22,0	22,7	20,4
8	17,3	20,3	21,8	23,4	20,7
9	19,2	24,0	23,0	24,6	22,7
10	20,1	23,8	23,4	25,4	23,2
11	20,1	22,9	23,3	24,8	22,8
12	22,0	23,1	25,3	26,5	24,2



Mês	Salvador	Aracajú	Maceió	Recife	João Pessoa	Natal	Fortaleza	Teresina	São Luís	Média
1	27,7	28,9	27,8	28,4	28,8	28,7	27,9	28,2	26,9	28,1
2	28,1	30,2	28,4	28,4	28,8	29,1	27,9	27,5	26,7	28,3
3	27,5	29,8	27,5	28,0	28,3	28,4	27,2	27,0	25,9	27,7
4	26,7	29,1	27,3	27,4	28,2	28,3	27,6	28,1	26,5	27,7
5	25,7	26,7	26,0	26,5	26,8	27,2	27,4	28,1	27,0	26,8
6	25,1	26,1	24,7	25,8	26,2	26,4	27,2	27,9	27,1	26,3
7	24,5	25,5	24,6	25,1	25,6	25,7	27,1	28,4	27,2	26,0
8	24,4	25,5	24,7	25,1	25,9	26,0	27,7	29,5	27,5	26,3
9	25,4	26,4	25,5	26,3	26,5	26,7	28,3	30,7	28,0	27,1
10	26,9	27,3	26,9	27,6	27,6	27,8	29,1	31,0	28,5	28,1
11	26,4	27,7	27,7	28,5	28,0	28,6	29,3	29,3	28,2	28,2
12	27,3	27,5	27,5	28,3	28,8	29,0	29,1	29,2	28,3	28,3



Mês	Palmas	Belém	Boa Vista	Manaus	Porto Velho	Rio Branco	Macapá	Média
1	26,6	27,1	27,9	27,0	27,4	27,4	26,6	27,1
2	26,4	27,0	28,2	26,8	26,9	26,7	26,3	26,9
3	26,6	26,7	29,0	26,7	27,1	26,8	26,4	27,0
4	27,5	27,2	27,7	26,8	27,9	27,0	26,8	27,3
5	28,2	27,6	26,2	27,2	27,7	26,4	26,9	27,2
6	28,2	27,9	25,7	27,1	27,8	25,9	27,1	27,1
7	28,3	28,2	26,2	28,0	29,7	27,6	27,5	27,9
8	30,1	28,8	26,7	28,7	30,1	28,9	28,4	28,8
9	31,1	28,7	27,7	29,0	30,2	29,8	28,8	29,3
10	29,6	28,8	28,1	28,4	29,3	29,2	28,4	28,8
11	27,6	28,4	27,6	27,8	28,3	28,4	28,2	28,0
12	27,1	28,3	26,8	27,2	27,5	27,4	27,4	27,4



Mês	Goiânia	Cuiabá	Campo Grande	Brasília	Média
1	25,3	28,5	26,1	22,5	25,6
2	24,8	28,1	25,8	21,9	25,2
3	25,2	28,5	26,2	22,4	25,6
4	24,9	28,1	24,9	22,0	25,0
5	22,4	25,0	21,8	20,1	22,3
6	22,2	24,9	21,5	19,7	22,1
7	21,9	25,7	22,0	19,2	22,2
8	24,1	27,5	23,8	20,8	24,1
9	27,5	30,4	26,4	24,1	27,1
10	27,1	30,0	26,0	24,1	26,8
11	25,2	28,7	26,2	21,9	25,5
12	25,2	28,8	26,7	22,1	25,7

Fonte: Próprio autor

Observa-se que, para todas as regiões do Brasil, a menor temperatura média ocorre no mês de inverno (junho e julho), porém o mês de maior temperatura média ocorre na época do verão para as regiões Sul, Sudeste e Nordeste e para as regiões Norte e Centro Oeste ocorre no mês de setembro (transição entre inverno e primavera), conforme observado na Tabela 17.

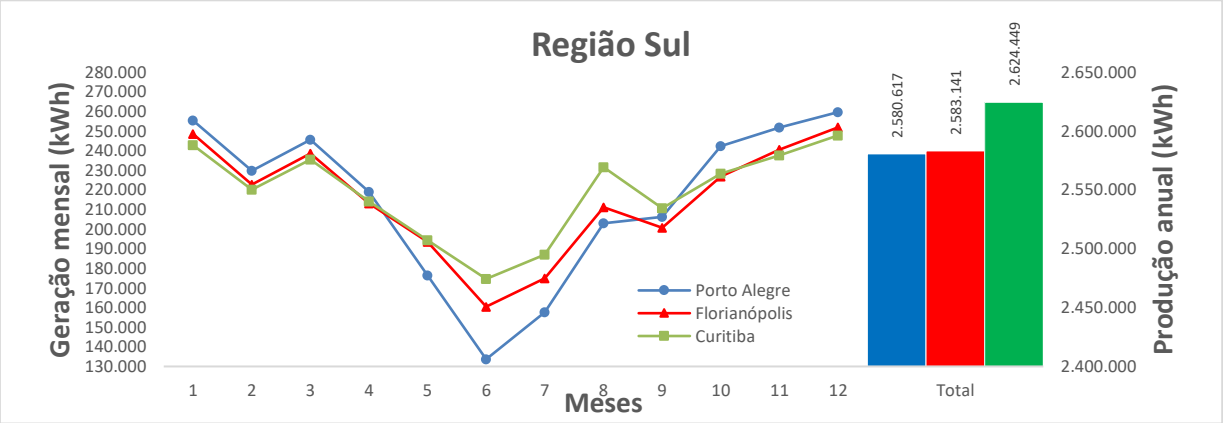
Tabela 17 - Comparativo entre regiões do período de maior e menor temperatura média

Região	Mês de maior temperatura	Mês de menor temperatura	Diferença entre a maior e menor temperatura
Sul	janeiro	junho	55%
Sudeste	janeiro	julho	26%
Nordeste	fevereiro	julho	9%
Norte	setembro	junho	8%
Centro-Oeste	setembro	junho	20%

5.2 Produção Fotovoltaica

Na Figura 19 a geração fotovoltaica mensal é apresentada ao longo do ano para as localidades simuladas da região Sul. Na região Sul, as cidades de Porto Alegre e de Florianópolis apresentam menor produção anual. Porém, a cidade de Curitiba destaca-se na região Sul e sua geração anual no primeiro ano de simulação supera em 2% a geração da cidade de Florianópolis (segunda colocada), conforme observado na Figura 19.

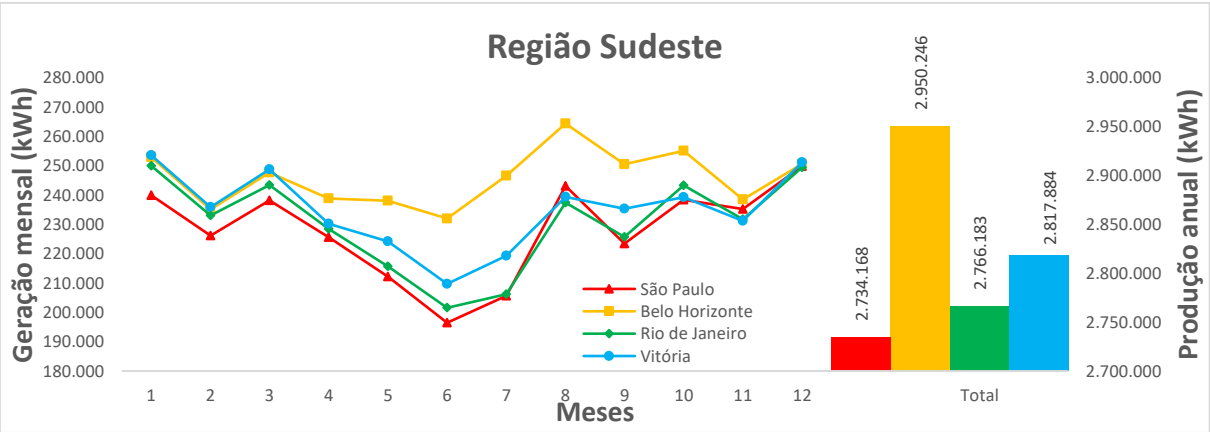
Figura 19- Geração na região Sul no primeiro ano de instalação



Fonte: Próprio autor

Na Figura 20 (onde é mostrada a produção mensal e anual da região Sudeste), destaca-se a cidade Belo Horizonte que tem uma geração anual cerca de 5% maior que o segundo colocado (a cidade de Vitória). Aparentemente é de se pensar que a maior geração anual pudesse ser do Rio de Janeiro, porém um fator que influencia bastante a geração é o K_T (índice de transmissividade atmosférico). Nesse aspecto, a cidade de Belo Horizonte apresenta um K_T bem superior as demais cidades da região Sudeste com 0,53, seguida por Vitória com 0,51, Rio de Janeiro com 0,49 e finalmente com 0,47 a cidade de São Paulo.

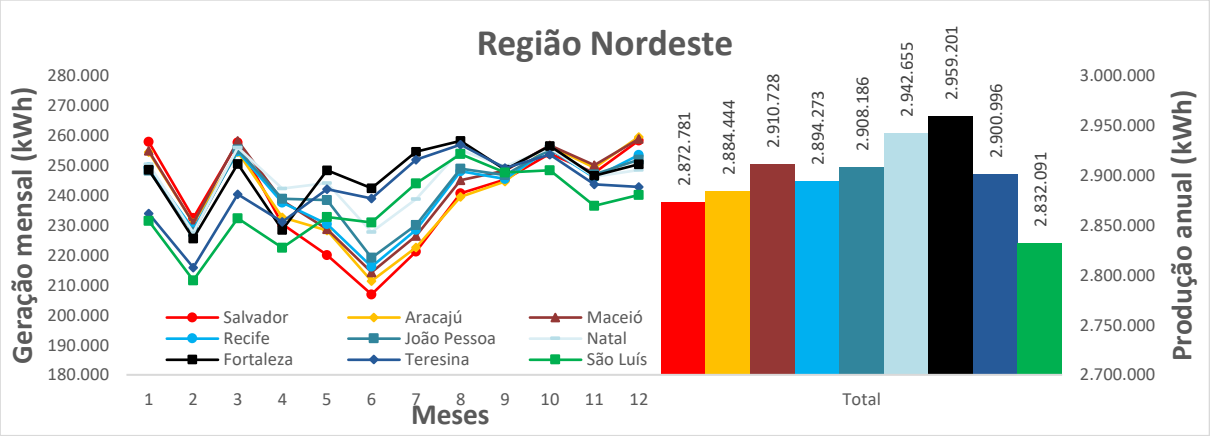
Figura 20 - Geração na região Sudeste no primeiro ano de instalação



Fonte: Próprio autor

Na Figura 21, destaca-se a cidade de Fortaleza, com a maior produção anual para a região Nordeste, ficando 1% acima da cidade de Natal (a segunda colocada) e 4% acima de São Luis (a última colocada). Vale ressaltar que, na mesma linha da região Sudeste, o maior K_T é o de Fortaleza com 0,56 e o menor é São Luis com 0,50, reforçando o impacto do índice de transmissividade atmosférica na geração de um sistema fotovoltaico.

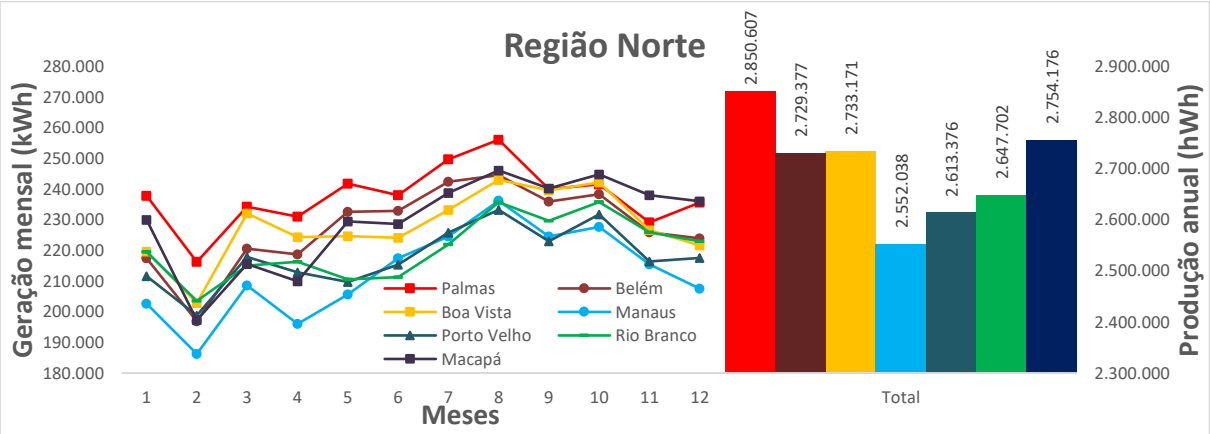
Figura 21 - Geração na região Nordeste no primeiro ano de instalação



Fonte: Próprio autor

Na região Norte, por sua vez, a cidade de Palmas tem a maior geração da região, já Boa Vista e Belém apresentam geração anual muito similares com diferença de apenas 0,1%. Não coincidentemente, ambas as capitais possuem o mesmo K_T de 0,47. Já na cidade de Manaus, com menor K_T, apresenta a menor geração, conforme observado na Figura 22.

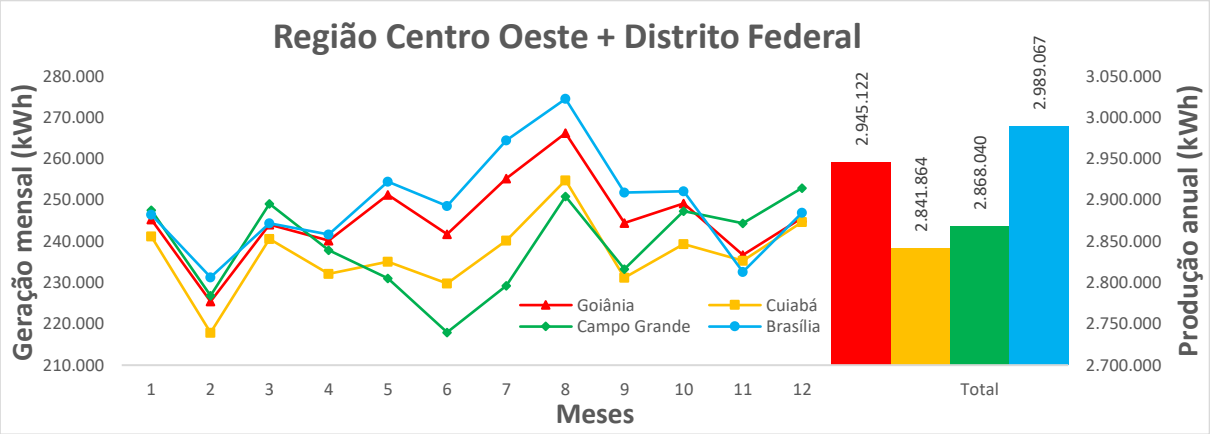
Figura 22 - Geração na região Norte no primeiro ano de instalação



Fonte: Próprio autor

Para a região Centro-Oeste o destaque de geração fotovoltaica é Brasília, conforme demonstrado na Figura 23. Com uma produção anual para o ano zero de 2.989.067 kWh e K_T de 0,53 Brasília supera em 1,5% a produção anual para o ano zero a cidade de Goiânia que é a 2° colocada na geração. Por sua vez, Goiânia tem uma geração anual 3% superior a Cuiabá e 2% superior a Campo Grande.

Figura 23 - Geração na região Centro Oeste e Distrito Federal no primeiro ano de instalação



Fonte: Próprio autor

O *ranking* da geração anual do primeiro ano de instalação de todas as cidades mapeadas, com seus respectivos K_T, pode ser observado na Tabela 18.

Tabela 18 - Ranking da geração anual a partir do ano inicial

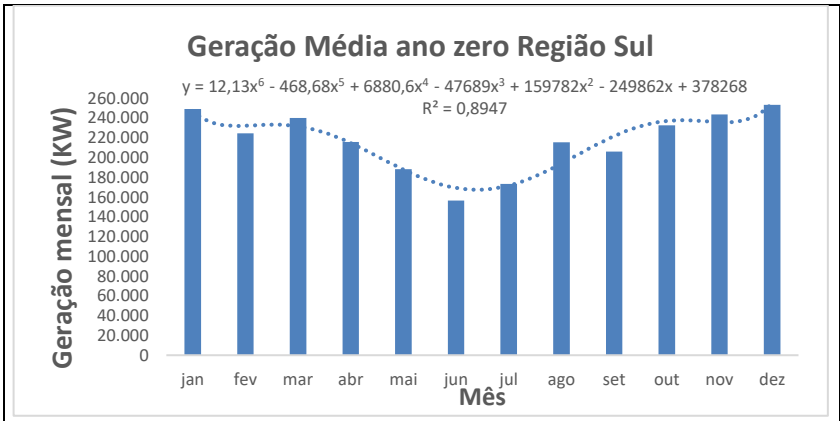
Ranking	kW ano zero	K_T anual	Local
1º	2.989.067,0	0,53	Brasília
2º	2.959.200,7	0,56	Fortaleza
3º	2.950.245,6	0,53	Belo Horizonte
4º	2.945.121,6	0,53	Goiânia
5º	2.942.655,2	0,55	Natal
6º	2.910.728,0	0,54	Maceió
7º	2.908.186,2	0,54	João Pessoa
8º	2.900.996,5	0,54	Teresina
9º	2.894.273,5	0,53	Recife
10º	2.884.444,5	0,53	Aracajú
11º	2.872.780,7	0,53	Salvador
12º	2.868.040,3	0,52	Campo Grande
13º	2.850.386,6	0,52	Palmas
14º	2.848.520,0	0,52	Cuiabá
15º	2.832.090,8	0,50	São Luís
16º	2.817.883,6	0,51	Vitória
17º	2.766.182,7	0,49	Rio de Janeiro
18º	2.748.168,0	0,48	Macapá
19º	2.738.824,5	0,47	Belém
20º	2.734.167,8	0,47	São Paulo
21º	2.733.171,4	0,47	Boa Vista
22º	2.647.702,2	0,45	Rio Branco
23º	2.624.448,6	0,44	Curitiba
24º	2.612.387,0	0,44	Porto Velho
25º	2.583.141,0	0,45	Florianópolis
26º	2.580.068,7	0,47	Porto Alegre
27º	2.552.038,4	0,42	Manaus

Fonte: Próprio autor

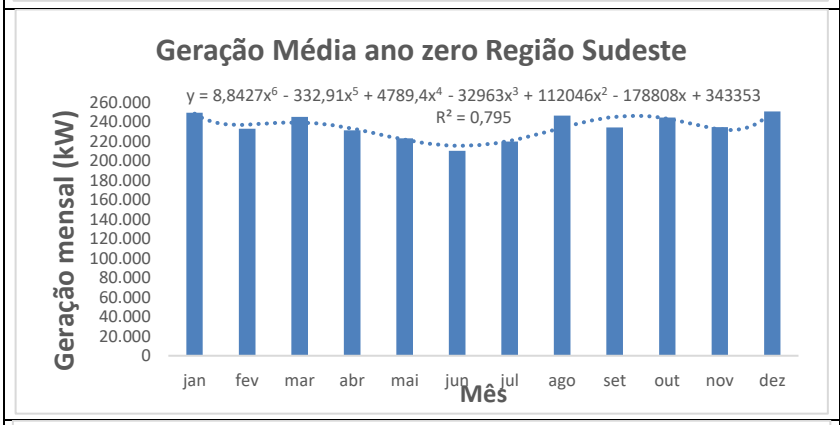
Esse resultado, de uma certa forma, é surpreendente, pois das cinco cidades com maior geração, apenas duas se localizam na região Nordeste que, a princípio, acreditava-se possuir os maiores índices de geração. Existe uma correlação muito forte (r = 0,95) entre a geração anual do sistema fotovoltaico com a média anual do índice de claridade (K_T).

Com esses índices é possível desenvolver os modelos matemáticos anuais por região, conforme Figura 24.

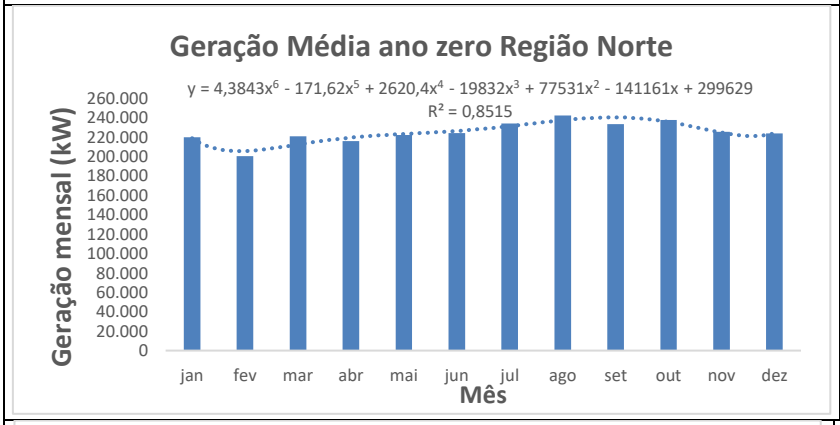
Figura 24 - Modelagem matemática da geração média anual



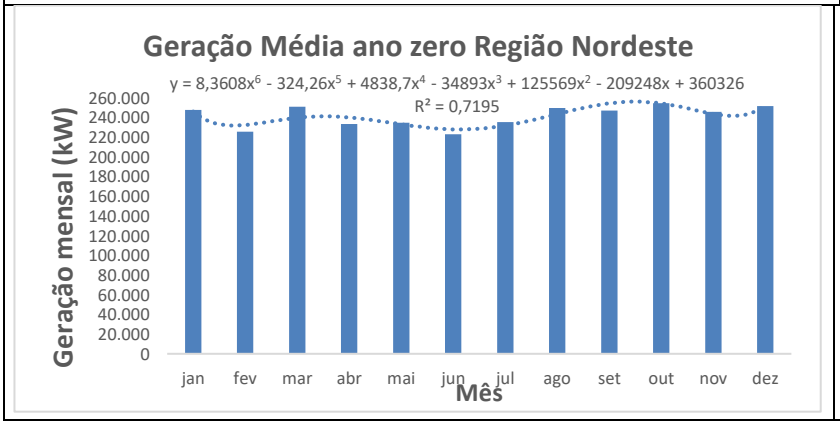
Mês/Local	Sul (kW)
Janeiro	248.883
Fevereiro	224.238
Março	239.905
Abril	215.436
Maio	188.093
Junho	156.263
Julho	173.195
Agosto	215.246
Setembro	205.915
Outubro	232.455
Novembro	243.320
Dezembro	253.121



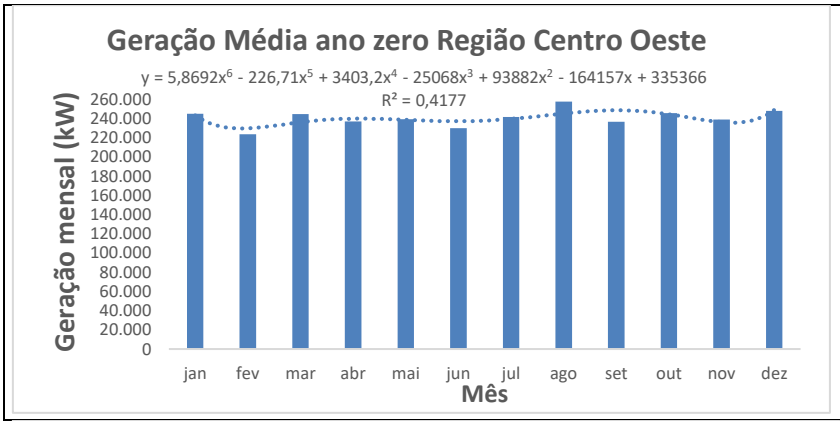
Mês/Local	SE (kW)
Janeiro	249.077
Fevereiro	232.561
Março	244.522
Abril	230.785
Maio	222.567
Junho	209.934
Julho	219.426
Agosto	246.066
Setembro	233.740
Outubro	244.023
Novembro	234.159
Dezembro	250.260



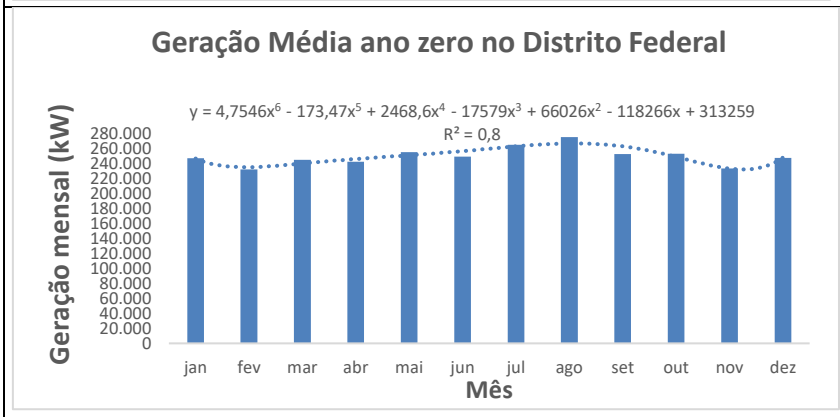
Mês/Local	N (kW)
Janeiro	219.747
Fevereiro	200.239
Março	220.499
Abril	215.551
Maio	222.009
Junho	223.912
Julho	233.707
Agosto	242.074
Setembro	233.218
Outubro	237.385
Novembro	225.317
Dezembro	223.550



Mês/Local	NE (kW)
Janeiro	247.737
Fevereiro	225.676
Março	251.105
Abril	233.584
Maio	234.827
Junho	223.121
Julho	235.378
Agosto	249.634
Setembro	247.304
Outubro	254.737
Novembro	245.901
Dezembro	251.591



Mês/Local	C.O. (kW)
Janeiro	244.635
Fevereiro	223.373
Março	244.540
Abril	236.701
Maio	239.091
Junho	229.819
Julho	2415.17
Agosto	257.257
Setembro	236.320
Outubro	245.266
Novembro	238.757
Dezembro	247.733



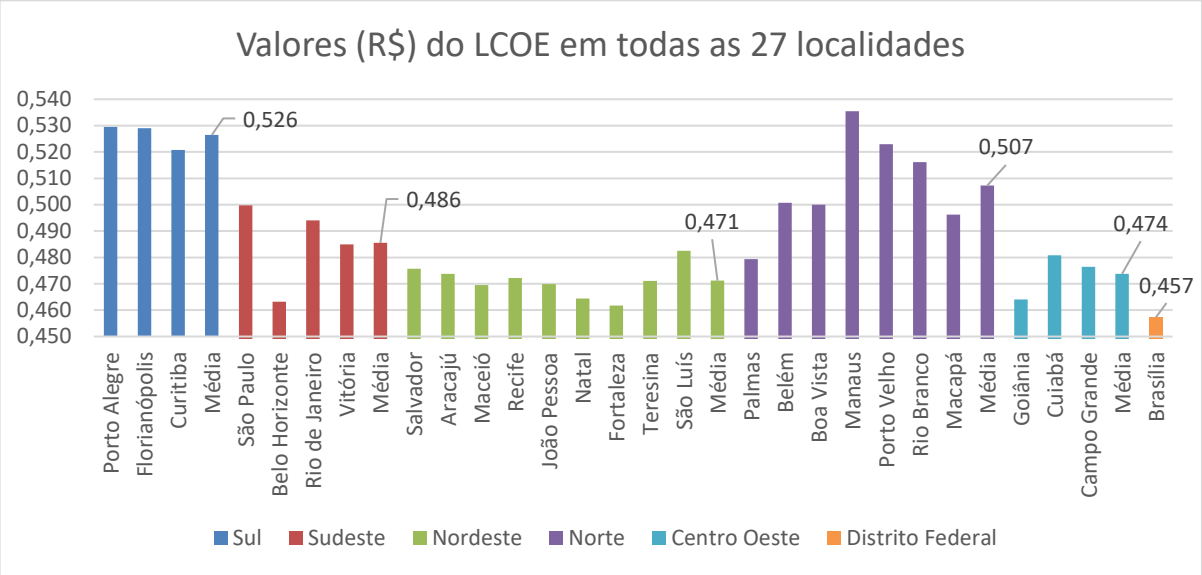
Mês/Local	D. Fed. (kW)
Janeiro	246.435
Fevereiro	231.290
Março	244.374
Abril	241.658
Maio	254.457
Junho	248.561
Julho	264.452
Agosto	274.456
Setembro	251.750
Outubro	252.129
Novembro	232.598
Dezembro	246.907

Fonte: Próprio autor

5.3 Análise Econômica

Vale ressaltar que a maior média do LCOE (geração de energia ao longo da vida útil sobre todos os custos envolvidos para instalar e manter o sistema de geração) é da região Sul, como demonstrado na Figura 25, onde são apresentados valores de LCOE para as localidades. Isto ocorre pois, das 5 piores gerações anuais, 3 são ocupadas pelas cidades da região Sul (em ordem decrescente 23° posição para Curitiba, 25° para Florianópolis e na penúltima posição com a 26° para Porto Alegre), conforme Figura 25.

Figura 25 - Valores médio do LCOE por região e valor por localidade



Fonte: Próprio autor

A tabela 19 demonstra o ranking do LCOE nas 27 localidades, com suas respectivas tarifas, geração anual, índice de claridade e temperatura média anual.

Tabela 19 - Ranking do LCOE por localidade

Ranking	Local	LCOE (R$/kWh)	Tarifa ano zero (R$/kWh)	Geração anual ano zero (kW)	K_T	Temp. média anual (°C)
1°	Brasília	0,457	0,766	2.989.067,0	0,53	21,7
2°	Fortaleza	0,462	0,744	2.959.200,7	0,56	28,0
3°	B. Horizonte	0,463	0,741	2.950.245,6	0,53	22,3
4°	Goiânia	0,464	0,705	2.945.121,6	0,53	24,6
5°	Natal	0,464	0,689	2.942.655,2	0,55	27,6
6°	Maceió	0,469	0,866	2.910.728,0	0,54	26,5
7°	João Pessoa	0,470	0,602	2.908.186,2	0,54	27,4
8°	Teresina	0,471	0,854	2.900.996,5	0,54	28,8
9°	Recife	0,472	0,764	2.894.273,5	0,53	27,1
10°	Aracajú	0,474	0,603	2.884.444,5	0,53	27,5
11°	Salvador	0,476	0,808	2.872.780,7	0,53	26,3
12°	Campo Grande	0,476	0,880	2.868.040,3	0,52	24,8
13°	Palmas	0,479	0,756	2.850.386,6	0,52	28,1
14°	Cuiabá	0,480	0,883	2.848.520,0	0,52	27,9
15°	São Luís	0,483	0,719	2.832.090,8	0,50	27,3
16°	Vitória	0,485	0,681	2.817.883,6	0,51	25,3
17°	Rio de Janeiro	0,494	0,849	2.766.182,7	0,49	23,9
18°	Macapá	0,497	0,722	2.748.168,0	0,48	27,5
19°	Belém	0,499	0,962	2.738.824,5	0,47	27,9
20°	São Paulo	0,500	0,684	2.734.167,8	0,47	20,0
21°	Boa Vista	0,500	0,735	2.733.171,4	0,47	27,3
22°	Rio Branco	0,516	0,733	2.647.702,2	0,45	27,6
23°	Curitiba	0,521	0,617	2.624.448,6	0,44	19,3
24°	Porto Velho	0,523	0,712	2.612.387,0	0,44	28,3
25°	Florianópolis	0,529	0,593	2.583.141,0	0,45	21,4
26°	Porto Alegre	0,530	0,657	2.580.068,7	0,47	20,2
27°	Manaus	0,535	0,835	2.552.038,4	0,42	27,6

Fonte: Próprio autor

Existe uma correlação negativa muito forte (r = -1,00) entre o LCOE e a geração anual para o ano zero. Outra correlação negativa muito forte (r = -0,95) é o LCOE com o índice de claridade (K_T). O mesmo não ocorre a correlação do LCOE com a temperatura (r = -0,26) e com a tarifa (r = -0,18). A sequência do ranqueamento do LCOE é exatamente igual da Tabela 18.

Além disso, observa-se que em determinados locais que a diferença das TIR´s antes e após a entrada da Lei 14.300 (Tabela 20) chega ser mais de 60% demonstrando o quanto a lei impactou com relação a taxa interna de retorno do investimento.

Tabela 20 - TIR antes e depois da entrada da Lei 14.300 e as diferenças entre elas

LOCAL	TIR antes da Lei 14.300	TIR com a Lei 14.300	Diferença
Porto Alegre	10,2%	7,1%	30,1%
Florianópolis	8,3%	4,7%	43,4%
Curitiba	9,1%	6,0%	33,9%
São Paulo	11,3%	8,3%	26,5%
Belo Horizonte	13,1%	10,0%	23,7%
Rio de Janeiro	15,6%	12,3%	21,1%
Vitória	11,4%	8,5%	25,3%
Salvador	14,7%	9,9%	32,6%
Aracajú	9,2%	3,7%	60,2%
Maceió	16,1%	12,8%	20,8%
Recife	13,6%	9,5%	30,1%
João Pessoa	9,2%	5,3%	43,0%
Natal	11,7%	7,5%	35,8%
Fortaleza	13,2%	8,9%	32,5%
Teresina	15,8%	11,4%	28,2%
São Luís	12,4%	8,2%	33,9%
Goiânia	12,1%	8,1%	33,6%
Cuiabá	16,5%	12,4%	25,0%
Campo Grande	16,4%	12,7%	22,4%
Brasília	13,7%	8,4%	38,6%
Palmas	13,4%	8,9%	33,2%
Belém	18,2%	13,5%	25,7%
Boa Vista	12,7%	6,6%	47,7%
Manaus	14,8%	10,3%	30,3%
Porto Velho	11,8%	5,8%	50,8%
Rio Branco	12,3%	6,2%	50,0%
Macapá	12,4%	6,7%	46,3%

Fonte: Próprio autor

Com relação ao VPL, apesar dos impactos com a entrada da Lei 14.300 ainda sim, em 26 localidades ainda é vantajoso, exceto para a cidade de Florianópolis (se for considerada uma TMA = 8,5% que é a projeção da SELIC para os próximos anos). Para TMA = 6,5% (aproximadamente 75% da SELIC para os próximos anos) 3,5% (projeção da SELIC para os próximos anos), nesse caso, todos os VPL são positivos de acordo com a Tabela 21.

Tabela 21 - VPL com as respectivas Taxa Mínima de Atratividade

LOCAL	VPL (8,5%) antes da lei (R$)	VPL (8,5%) depois da lei (R$)	VPL (6,5%) antes da lei (R$)	VPL (6,5%) depois da lei (R$)	VPL (3,5%) antes da lei (R$)	VPL (3,5%) depois da lei (R$)	K_T	Geração anual - ano zero (kW)	Tarifa - ano zero (R$/ kWh)
Porto Alegre	1.614,71	-1.184,46	4.047,57	601,73	9.189,52	4.351,65	0,47	2.580.068,7	0,657
Florianópolis	-206,84	-3.066,89	1.871,94	-1.647,46	6.263,39	1.324,45	0,45	2.583.141,0	0,593
Curitiba	597,24	-2.075,11	2.849,79	-445,47	7.615,02	2.982,55	0,44	2.624.448,6	0,617
São Paulo	2.830,97	-179,74	5.568,25	1.847,17	11.380,14	6.129,52	0,47	2.734.167,8	0,684
Belo Horizonte	4.921,09	1.413,20	8.151,12	3.794,15	15.049,35	8.854,49	0,53	2.950.245,6	0,741
Rio de Janeiro	7.751,70	3.673,04	11.478,04	6.433,31	19.399,86	12.273,36	0,49	2.766.182,7	0,849
Vitória	2.931,43	-14,45	5.718,78	2.070,82	11.650,98	6.488,18	0,51	2.817.883,6	0,681
Salvador	6.767,63	1.267,36	10.344,35	3.524,71	17.969,06	8.298,86	0,53	2.872.780,7	0,808
Aracajú	731,02	-3.786,54	3.098,19	-2.504,50	8.144,88	197,05	0,53	2.884.444,5	0,603
Maceió	8.590,02	4.229,75	12.550,47	7.139,63	21.002,37	13.319,65	0,54	2.910.728,0	0,866
Recife	5.504,73	931,97	8.833,87	3.161,46	15.933,95	7.884,44	0,53	2.894.273,5	0,764
João Pessoa	740,19	-2.720,25	3.118,54	-1.175,43	8.193,53	2.097,17	0,54	2.908.186,2	0,602
Natal	3.358,96	-860,30	6.272,05	1.032,41	12.492,53	5.044,63	0,55	2.942.655,2	0,689
Fortaleza	5.029,40	347,20	8.289,31	2.472,60	15.255,27	6.982,36	0,56	2.959.200,7	0,744
Teresina	8.213,75	2.697,40	12.095,88	5.251,92	20.379,15	10.664,88	0,54	2.900.996,5	0,854
São Luís	4.054,44	-279,90	7.070,55	1.701,50	13.492,36	5.889,95	0,50	2.832.090,8	0,719
Goiânia	3.822,45	-398,24	6.829,60	1.587,89	13.251,22	5.799,74	0,53	2.945.121,6	0,705
Cuiabá	8.966,99	3.708,60	12.977,50	6.461,35	21.522,95	12.290,96	0,52	2.848.520,0	0,883
Campo Grande	8.909,31	4.147,06	12.914,55	7.010,59	21.452,26	13.081,87	0,52	2.868.040,3	0,880
Brasília	5.721,56	-49,03	9.126,76	1.953,13	16.406,46	6.193,12	0,53	2.989.067,0	0,766
Palmas	5.197,80	385,04	8.453,12	2.488,93	15.388,98	6.938,45	0,52	2.850.386,6	0,756
Belém	10.973,92	4.770,98	15.328,49	7.661,16	24.581,15	13.760,39	0,47	2.738.824,5	0,962
Boa Vista	4.333,26	-1.527,66	7.368,17	124,55	13.812,89	3.592,17	0,47	2.733.171,4	0,735
Manaus	6.563,65	1.613,45	9.945,80	3.862,06	17.097,07	8.559,69	0,42	2.552.038,4	0,835
Porto Velho	3.279,17	-2.146,05	6.050,30	-628,04	11.914,92	2.536,85	0,44	2.612.387,0	0,712
Rio Branco	3.979,61	-1.884,60	6.949,57	-300,62	13.258,69	3.023,21	0,48	2.748.168,0	0,722
Macapá	4.008,80	-1.487,27	6.939,67	160,77	13.148,56	3.613,66	0,45	2.647.702,2	0,733

Fonte: Próprio autor

Analisando a tabela acima é possível constatar uma correlação muito forte entre tarifa cobrada pela concessionária (R$/ kWh) e o VPL do projeto, (r = 0,99 do VPL de 8,5% e 3,5% antes da lei até r = 0,91 do VPL de 3,5% depois da lei) demonstrando que quanto mais cara é a tarifa cobrada, maior é o VPL. Percebe-se claramente este comportamento na cidade de Belém, onde o VPL é R$ 10.973,92 e a tarifa da concessionária do Pará é a mais cara do Brasil (R$ 0,962), apesar de estar na 21ª colocação em geração elétrica fotovoltaica no ano inicial de simulação. Comparando a correlação entre o VPL e a geração anual de eletricidade, temos uma correlação fraca (r = 0,31 do VPL de 3,5% antes da lei até r= 0,26 do VPL de 8,5% depois da Lei 14.300). Outro ponto a ser ressaltado é a análise do VPL com uma TMA = 8,5%, antes de entrada da lei em que todas as localidades seriam atrativas, com exceção de Florianópolis com a TIR 8,3% (bem próxima ao valor da SELIC projetada). Esse comportamento se deve a Florianópolis ter a menor tarifa do Brasil (R$ 0,593/kWh). Com a entrada da Lei 14.300, para uma mesma TMA = 8,5%, somente 12 localidades seriam atrativas (Belém, Cuiabá, Campo Grande, Maceió, Teresina, Rio de Janeiro, Manaus,

Salvador, Recife, Palmas, Fortaleza e Belo Horizonte). Esse comportamento ocorre porque essas cidades estão entre as 13 localidades com as tarifas mais caras em ordem decrescente.

Consequentemente ao analisar o *Payback*, percebe-se a semelhança de comportamento do VPL, conforme Tabela 22

Tabela 22 - Payback por localidade com diferentes percentuais de atratividade

LOCAL	Payback (8,5%) antes da lei (anos)	Payback (8,5%) depois da lei (anos)	Payback (3,5%) antes da lei (anos)	Payback (3,5%) depois da lei (anos)	K_T	Geração anual - ano zero (kW)	Valor tarifa - ano zero (R$/ kWh)
Porto Alegre	14,0	Mais de 20,0	8,6	13,7	0,47	2.580.068,7	0,657
Florianópolis	17,7	Mais de 20,0	12,7	17,0	0,45	2.583.141,0	0,593
Curitiba	16,1	Mais de 20,0	9,4	15,4	0,44	2.624.448,6	0,617
São Paulo	12,7	17,6	8,2	12,7	0,47	2.734.167,8	0,684
Belo Horizonte	9,2	14,8	7,4	8,8	0,53	2.950.245,6	0,741
Rio de Janeiro	7,4	9,4	6,2	7,4	0,49	2.766.182,7	0,849
Vitória	10,7	17,3	8,2	10,1	0,51	2.817.883,6	0,681
Salvador	8,0	14,7	6,6	8,7	0,53	2.872.780,7	0,808
Aracajú	16,1	Mais de 20,0	9,8	18,6	0,53	2.884.444,5	0,603
Maceió	7,2	9,0	6,0	7,2	0,54	2.910.728,0	0,866
Recife	8,7	15,5	7,1	9,0	0,53	2.894.273,5	0,764
João Pessoa	16,1	Mais de 20,0	12,2	16,5	0,54	2.908.186,2	0,602
Natal	12,6	19,6	8,1	13,7	0,55	2.942.655,2	0,689
Fortaleza	9,2	16,6	7,3	9,7	0,56	2.959.200,7	0,744
Teresina	7,4	10,4	6,2	7,8	0,54	2.900.996,5	0,854
São Luís	9,8	17,8	7,7	10,2	0,50	2.832.090,8	0,719
Goiânia	10,2	18,2	7,8	10,4	0,53	2.945.121,6	0,705
Cuiabá	7,1	9,3	5,9	7,3	0,52	2.848.520,0	0,883
Campo Grande	7,0	9,0	5,9	7,2	0,52	2.868.040,3	0,880
Brasília	8,7	17,3	7,1	9,9	0,53	2.989.067,0	0,766
Palmas	8,9	16,4	7,2	9,5	0,52	2.850.386,6	0,756
Belém	6,2	8,3	5,3	6,7	0,47	2.738.824,5	0,962
Boa Vista	9,4	Mais de 20,0	7,4	14,5	0,47	2.733.171,4	0,735
Manaus	7,6	13,2	6,3	8,5	0,42	2.552.038,4	0,835
Porto Velho	10,0	Mais de 20,0	7,7	15,4	0,44	2.612.387,0	0,712
Rio Branco	9,7	Mais de 20,0	7,6	15,3	0,48	2.748.168,0	0,722
Macapá	9,4	Mais de 20,0	7,5	14,4	0,45	2.647.702,2	0,733

Fonte: Próprio autor

Percebe-se que existe uma correlação negativa muito forte (r = -0,92) entre o *Payback* e o valor da tarifa, demonstrando que quanto mais caro for a tarifa (R$/ kWh) menor é o *Payback*, comprovando a grande influência do valor da tarifa na decisão de investir em um sistema fotovoltaico residencial. As outras duas variáveis, índice de claridade (K_T) e a geração anual ano zero (kW), tem uma correlação negativa muito fraca r = - 0,16 e r = - 0,27, respectivamente. Comparando antes e depois da entrada da Lei 14.300 para um TMA = 8,5%, é possível avaliar que 9 localidades (Porto Alegre, Florianópolis, Curitiba, Aracajú, João Pessoa, Boa Vista, Porto Velho, Macapá e Rio Branco) possuem um *Payback* superior a projeção da vida do ativo (20 anos) demonstrando claramente um impacto significativo com a Lei 14.300. Para um TMA = 3,5% a média das 27 cidades existe um acréscimo de 47% do tempo, ou seja, 3,6 anos, no *Payback*.

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação teve como principal objetivo realizar um comparativo da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico residencial nas 26 capitais do Brasil, além do Distrito Federal. Para fazer essa simulação foram levados em consideração condições similares para todas as localidades, como é o caso do modelo e quantidade de módulos fotovoltaicos, perfil e aumento do consumo residencial, custo de aquisição, manutenção e substituição de componentes e consumo instantâneo da geração fotovoltaica. Por outro lado, também foram levados em considerações especificidades e características de cada localidade como latitude, temperatura, radiação solar incidente, entre outras.

As projeções foram feitas sobre a taxa SELIC e comparada às projeções do IGP-M para avaliar a viabilidade econômica do projeto. Com a simulação obtida da geração elétrica, foram calculados o VPL, TIR, *Payback* e LCOE.

Dentre as simulações realizadas em comparação com a geração elétrica oriunda do sistema fotovoltaico residencial, destaca-se a forte correlação com o índice de claridade (K_T) da localidade, confirmando que regiões com céu limpo, proporcionam gerações mais elevadas que em regiões com muitas nuvens.

Todos os custos da instalação do sistema fotovoltaico inclusive a manutenção e substituição de componentes foram similares para todas as localidades. Nestas condições, o maior LCOE ocorreu na localidade onde de maior geração de energia. Desta maneira, destacam-se 5 localidades: Brasília, Fortaleza, Belo Horizonte, Goiânia e Natal.

Comparando a viabilidade econômica para condições anteriores a posteriores ao vigor da Lei 14.300, observou-se uma diferença da TIR de 8,3% a 18,2% (antes da Lei 14.300) para 3,7% a 13,5% (com a Lei 14.300 em vigor), demonstrando o grande impacto financeiro que a Lei 14.300 provocou.

O *Payback*, outro indicador financeiro, também demonstrou um impacto significativo quando a Lei 14.300 passou a vigorar. Com uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 8,5%, o *Payback* variou de 6,2 a 17,7 anos. Com o vigor da Lei 14.300, esse tempo elevou de 8,3 a mais de 20 anos. Já para taxa mínima de atratividade (TMA) de 3,5%, o *Payback* variou de 5,3 a 12,7 anos e com o vigor da Lei 14.300, esse tempo elevou de 6,7 a 18,6 anos, demonstrando novamente o impacto financeiro que a Lei 14.300 provocou.

Quando é avaliado o Valor Presente Líquido (VPL), outro indicador financeiro analisado nesse trabalho, para uma taxa de 8,5% antes do vigor da Lei 14.300, é observada uma média

das 27 localidades de R$ 4.784,70, com um valor mínimo negativo de R$ 206,80 para Florianópolis (sendo somente essa cidade que o valor é negativo e para as outras 26 localidades o VPL é positivo) e um valor máximo de R$ 10.973,90 para Belém. Com a Lei 14.300, a média de VPL para as 27 localidades cai para R$ 278,69, sendo que 15 cidades tem um VPL negativo, demonstrando um grande impacto.

Entretanto, mesmo a partir dos resultados apresentados, pode-se afirmar que ainda é vantajoso investir em energia solar no Brasil. Alguns cenários permitem validar esse ponto:

a) Com o avanço da tecnologia, existe uma tendência em diminuir o custo de aquisição dos painéis solares e, concomitantemente, o aumento da eficiência dos painéis solares impactando no investimento da instalação com aquisição de menos painéis solares e consequentemente em uma menor quantidade de materiais.

b) Foram assumidos valores de aumentos anuais das tarifas de energia iguais os valores de IGPM (3,5%) pelo fato de não termos uma projeção futura. Pode ser que esses valores sejam ainda maiores impactando em um aumento das tarifas, fazendo com que o investimento em sistema solar residencial seja muito viável.

c) Com o aquecimento global, existe uma forte possibilidade de aumento na aquisição de sistemas de climatização e do consumo elétrico residencial, promovendo consequentemente aumento da conta de energia e tornando novamente viável a instalação de sistemas residenciais fotovoltaicos, visto que o custo da energia de sistema fotovoltaica se tornará menor que a tarifa da concessionária.

d) Com as constantes mudanças climáticas, é possível ter períodos de seca, impactando significativamente o nível dos reservatórios (principal fonte da matriz energética nacional) acarretando aumento significativo nas tarifas de energia elétrica e tornando muito atrativa a instalação de sistema fotovoltaico residencial.

Devido à sua localização geográfica e aos seus abundantes recursos naturais, o Brasil é mundialmente reconhecido por sua capacidade de gerar energia renovável. As políticas públicas governamentais deveriam, cada vez mais, estimular a produção de energia “verde” em nosso país. No entanto, com a entrada em vigor da Lei 14.300, observa-se um retrocesso no incentivo à instalação de usinas fotovoltaicas no Brasil, já que as taxas cobradas impactam significativamente o tempo de retorno do investimento.

7 PERSPECTIVAS FUTURAS

O estudo de comparação antes e depois da Lei 14.300 demonstra o impacto do investimento. Dessa forma, é importante maximizar o retorno sobre o investimento e um menor *Payback* e para isso, como sugestões de trabalhos futuros para uma melhor otimização do sistema destacam-se:

- Definir o ponto ótimo de módulos fotovoltaicos para cada localidade através de otimização das variáveis (ângulo de inclinação dos módulos, custos de aquisição, instalação e manutenção e percentual de consumo instantâneo). .
- Levantar os custos reais de manutenção, serviço e materiais de cada localidade com objetivo de trazer para o estudo mais dentro da realidade.
- Calibrar os cálculos de geração com um modelo real.
- Estudar o impacto da sazonalidade de cada localidade no investimento de uma usina fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

AL-EZZI Athil S. and ANSARI Mohamed Nainar M. Photovoltaic Solar Cells: A Review. **Applied System Innovation**, v. 5, 67, 2022. DOI: https://doi.org/10.3390/asi5040067.

ALMUSAIED, Zaid; ASIABANPOUR, Bahram and ASLAN, Semih. Optimization of Solar Energy Harvesting: An Empirical Approach. **Journal of Solar Energy**, v. 2018. DOI: https://doi.org/10.1155/2018/9609735

AL-SHAHRI, Omar A.; ISMAIL, Firas B.; HANNANl, M.A.; LIPU, M.S. Hossain; AL-SHETWI, Ali Q.; BEGUM, R.A.; AL-MUHSEN, Nizar F.O.; SOUJERI, Ebrahim. Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges and issues: A comprehensive review. **Journal of Cleaner Production**, v. 284, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125465.

ANTONIOLLI, Andrigo Filippo Gonçalves. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil.** Orientador: Ricardo Rüther, PhD. 2015. TCC (Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. ABSOLAR: **Geração Distribuída Solar FV no Brasil por Classe de Consumo,** 2024. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/. Acesso em 20 abr. 2024.

ASTE, N and PERO, C. Del (Department of Building Environment Science & Technology, Politecnico di Milano, Via Garofalo 39, Milano, Italy) Technical and economic performance analysis of large-scale ground-mounted PV plants in Italian context. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS,** v. 18, p. 371-384, 2010. DOI: https:/doi.org/10.1002/pip.984

AZIZ, Yahya; JANJUA, Abdul Kashif; HASSAN, Muhammad; ANWAR, Mustafa; KANWAL, Saira; YOUSIF, Muhammad Techno-economic analysis of PV systems installed by using innovative strategies for smart sustainable agriculture farms. **Environment, Development and Sustainability,** 2023. DOI: https://doi.org/10.1007/s10668-023-02919-5

BANCO DO BRASIL (Brasil). **Focus Relatório de Mercado**, 2023. Disponível em: https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus. Acesso em: 15 dez. 2023

BIMENYIMANA, Samuel; ASEMOTA, Godwin Norense Osarumwense; IHIRWE, Paula Jeanne Optimization Comparison of Stand-Alone and Grid-Tied Solar PV Systems in Rwanda. **Open Access Library Journal,** v. 5, e4603, 2018. DOI: https://doi.org/10.4236/oalib.1104603

BLASZCZAK Vinícius **Análise de eficiência de painel fotovoltaico com sistema tracker seguidor solar.** Orientador: Maria Franciele Stail Bordin. 2017. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Ambiental) – Universidade Federal da Fronteira Sul, Rio Grande do Sul, 2017.

BOSNJAKOVIC, Ante Mladen; CIKIC, Ante and ZLATUNIC Boris. Cost-Benefit Analysis of Small-Scale Rooftop PV Systems: The Case of Dragotin, Croatia. **Applied Sciences**, 2021. DOI: https://doi.org/10.3390/app11199318

BRANKER, K; PATHAK, M.J.M and PEARCE, J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15, p.4470–4482, 2011.

BRASIL Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. PNE 2050. Plano Nacional de Energia, Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2020. 110 p. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-523/05.03%20Energia%20Solar.pdf. Acesso em 15 out 2023.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional,** 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em 10 jan. 2024.

BRASIL. Lei n° 14.300, de 6 de janeiro de 2022. fotovoltaico residencial, ou seja, créditos, tem validade de 60 meses conforme resolução da ANEEL (2022). Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis n.º 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021 (ano base 2020)**, Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2021. 7 p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023 (ano base 2022)**, Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2023. Disponível em: https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#23_Gera%C3%A7%C3%A3o_el%C3%A9trica_por_fonte_(GWh). Acesso em 15 out 2023.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **PNE 2050 (Plano Nacional de Energia)**, Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas 2023**, Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2023. Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas. Acesso em 11 set. 2023

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Custo da energia que chega aos consumidores.** Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores. Acesso em 11 set. 2023

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Matriz Elétrica.** Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#ELETRICA. Acesso em 5 jan. 2024.

CANADIAN SOLAR, **Modules**, 2021.Disponível em: https://www.csisolar.com/au/hiku6/. Acesso em 10 jan. 2024.

CLAMPER. **String Box**, 2024. Disponível em: https://clamper.com.br/produtos/clamper-solar-sb/. Acesso em: 10 jan. 2024

COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation – correlations between diffuse and hemispheric and between daily and hourly values of insolation. **Solar Energy**, v.22, p. 155-164, 1979. DOI: https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90100-2.

DRUMOND; Pedro Jr; CASTRO, Rodolfo Damasio de; SEABRA, Joaquim Abel Eugênio. Impact of tax and tariff incentives on the economic viability of residential photovoltaic systems connected to energy distribution network in Brazil. **Solar Energy**, v. 224, p. 462-471, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.034.

DUFFIE, A.; BECKMAN, W.A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. New Jersey: Wiley, 2020.

DUMAN, A. Can; GULER, Onder. Economic analysis of grid-connected residential rooftop PV systems in Turkey. **Renewable Energy**, v.148, p.697-711, 2020.

ELTAWIL, Mohamed A.; ZHAO, Zhengming. Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems – A review. **Renewable and Sustainable Energy Review**, v. 14, p. 112-129, 2009.

FERREIRA, Agmar; KUNH, Sheila S.; FAGNANI, Kátia C.; SOUZA, Tiago A. de; TONEZER, Camila; SANTOS, Geocris Rodrigues dos; ARAÚJO, Carlos H. Coimbra Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 181-191, 2018. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de Administração Financeira:** textos doutrinários comentado. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

GOMES, Amanda Mendes Ferreira; PINTO, Gustavo Xavier de Andrade; RUTHER, Ricardo. Techno-economic assessment of small-size residential solar PV + battery systems under different tariff structures in Brazil. **Solar Energy,** v. 267, 2024. DOI: https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.112238

GONUL, Omer; DUMAN, A. Can; BARUTÇU, Burak; GULER, Onder. Techno-economic analysis of PV systems with manually adjustable tilt mechanisms. **Engineering Science and Technology, an International Journal,** v. 35, 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jestch.2022.101116

GROWATT**, Inversor Fotovoltaico Residencial**, 2019. Disponível em: https://br.growatt.com/products/min-2500-6000tl-x2. Acesso em: 10 jan. 2024

HARAMAINI, Qashtalani; SETIAWAN, Agus; DAMAR, Aloysius; ALI, Chaizar; ADHI, Eko. Economic Analysis of PV Distributed Generation Investment Based on Optimum Capacity for Power Losses Reducing. **Energy Procedia**, v. 156, p. 122-127, 2019. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.115

HIDAYANTI, Fitria (Engineering Physics Department, Universitas Nasional, Jakarta 12520 Indonesia) The Effect of Monocrystalline and Polycrystalline Material Structure on Solar Cell Performance. **International Journal of Emerging Trends in Engineering Research**, v. 8, p. 3420-3427, 2020. Disponível em: http://www.warse.org/IJETER/static/pdf/file/ijeter87872020.pdf. Acesso em 10 janeiro 2024.

IEA. International Energy Agency, 2023. Disponível em: https://www.iea.org. Acesso em 11 mai. 2024.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. IBGE: **PNAD – Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios**, 2015

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (São José dos Campos). **Atlas Solarimétrico INPE,** 2017. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#mod. Acesso em 10 dez 2023.

IQBAL, Muhammad. An Introduction to Solar Radiation.: texto doutrinários comentados. Cambridge: Academic Press, 1983.

KAVUMA, Chrish; SANDOVAL, Diego and DIEU, Hakizimana Khan Jean de. Analysis of solar photo-voltaic for grid integration viability in Uganda. **Energy Science & Engineering,** 2022. DOI: 10.1002/ese3.1078.

KIBAARA, S.; MURAGE, D. K.; MUSAU, Petermoses; KARWERU, M. Analysis of the Levelized Cost of Electricity (LCOE) of Solar PV Systems Considering their Environmental Impacts on Biodiversity. *In*: 2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica, 2020.

KICHOU, Sofiane; SKANDALOS, Nikolaos and WOLF, Petr. Optimization method for photovoltaic integration in residential houses. *In*: CISBAT 2019 – Climate Resilient Cities – Energy Efficiency & Renewables in the Digital Era, 2019 Lausanne, Switzerland. DOI: https://doi.org/10.1088/1742-6596/1343/1/012093

LAU, K.Y.; MUHAMAD, N.A.; ARIEF, Y.Z.; TAN, C.W.; YATIM, A.H.M. Grid-connected photovoltaic systems for Malaysian residential sector: Effects of component costs, feed-in tariffs, and carbon taxes. **Energy**, v. 102, p. 65-82, 2016. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.064

LIU, Xin; YIN, Yangtian and CHOI, Kunhee. Economical Validation of Residential Solar Power Investment: A Cost–Benefit Analysis Approach. **American Society of Civil Engineers**, 2022. DOI: https://doi.org/10.1061/(ASCE)ME.1943-5479.0001031.

MANGIANTE, Michael J.; WHUNG, Pai-Yei; ZHOU, Luxi; PORTER, Rachel; CEPADA[4], Alejandro; JR, Eddie Campirano; Jr., David Licon; LAWRENCE, Rob; TORRES, Michael. Economic and technical assessment of rooftop solar photovoltaic potential in Brownsville, Texas, U.S.A. (2020). **EPA Public Access**, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2019.101450

MIRZAEI, Mohsen; MOHIABADI, Mostafa Zamani. A comparative analysis of long-term field test of monocrystalline and polycrystalline PV power generation in semi-arid climate

conditions. **Energy for Sustainable Development**, v. 38, p. 93-101, 2017. DOI: https://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2017.01.002

NANSEN. **Medidores**, 2024. Disponível em: https://nansen.com.br/medidores/vector-4/. Acesso em: 10 jan. 2024.

OLABI, A.G; ABDELKAREEM, M.A (Dept. of Sustainable and Renewable Energy Engineering, University of Sharjah, United Arab Emirates) Renewable energy and climate change. **Renewable and Sustainable Energy Revies,** v. 158, 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112111

POUDYAL, Ramhari; LOSKOT, Pavel; and PARAJULI, Ranjan. Techno-economic feasibility analysis of a 3-kW PV system installation in Nepal. **Renewables: Wind, Water, and Solar,** 2021. DOI: https://doi.org/10.1186/s40807-021-00068-9.

RAMADHAN, Mohammad; NASEEB, Adel. The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 36, n. 4, p.1272-1276, abr. 2011. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.10.004.

REN, Hongbo; GAO, Weijun; RUAN, Yingjun. Economic optimization and sensitivity analysis of photovoltaic system in residential buildings. **Renewable Energy**, v. 34, p. 883-889, 2009. DOI: https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.06.011

SHAMIM, Md. Mehadi Hasan; SILMEE, Sidratul Montaha and SIKDER, Md. Mamun. Optimization and cost-benefit analysis of a grid-connected solar photovoltaic system. **AIMS Energy,** v.10(3), p. 434-457, 2022. DOI: https://doi.org/10.3934/energy.2022022

SINAGA, Rusman; TUATI, Nonce F.; BEILY, Marthen D.E.; SAMPEALLO, Agusthinus S. Modeling and analysis of the solar photovoltaic levelized cost of electricity (LCoE) - case study in Kupang. *In*: 1st Workshop on Engineering, Education, Applied Sciences, and Technology, 2019. DOI: https://doi.org/10.1088/1742-6596/1364/1/012066

SOOMAR, Arsalan Muhammad Soomar; HAKEEM, Abdul; MESSAOUDI, Mustapha; Musznicki, Piotr; IQBAL, Amjad and CZAPP, Stanislaw. Solar Photovoltaic Energy Optimization and Challenges. **Frontiers in Energy Research**, v. 10, 2022. DOI: https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.879985

TANAKA, Yoshinori; ISHIZAKI, Kenji; ZOYSA, Menaka De; UMEDA, Takami; KAWAMOTO, Yosuke; FUJITA, Shoya NODA and Susumu. Photonic crystal microcrystalline silicon solar

cells. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, v. 23, p. 1475-1483, 2015. DOI: https:/doi.org/10.1002/pip.2577.

VIEIRA, Samuel José de Castro; CARPIO, Lúcio Guido. **The economic impact on residential fees associated with the expansion of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil.** Renewable Energy, v. 159, p. 1084-1098, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.016.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações**: textos doutrinários comentados. São Paulo: Saraiva, 2017.

APÊNDICE A – Dimensionamento dos Módulos Fotovoltaicos

Placa = 550 W

Inversor = 2,0 kW

FDI (Fator de Dimensionamento do Inversor) = 0,8

$$FDI = \frac{Potência\ do\ inversor}{Potência\ da\ usina\ fotovoltaica}$$

$$0{,}8 = \frac{2{,}0}{Potência\ da\ usina\ fotovoltaica}$$

$$Potência\ da\ usina\ = \frac{2{,}0}{0{,}8}$$

$$Potência\ da\ usina\ = 2{,}5\ kWp$$

$$Quantidade\ de\ módulos\ = \frac{Potência\ da\ usina}{Potência\ unitária\ da\ placa}$$

$$Quantidade\ de\ módulos\ = \frac{2{,}5}{0{,}55} = 4{,}54\ \approx 5\ módulos$$