

MATHEUS LOURENÇO DOS SANTOS ROSA

Análise energética e financeira em casos de implantação de geradores fotovoltaicos em residências no Vale de Paraíba

Matheus Lourenço dos Santos Rosa

Análise energética e financeira em casos de implantação de geradores fotovoltaicos em residências no Vale de Paraíba

Dissertação apresentada á Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna
Coorientador: Prof. Dr. Nestor Proenza Pérez

Guaratinguetá - SP
2021

R788a Rosa, Matheus Lourenço dos Santos
Análise energética e financeira em casos de implantação de geradores fotovoltaicos em residências no Vale do Paraíba / Matheus Lourenço dos Santos Rosa – Guaratinguetá, 2021.
76 f : il.
Bibliografia: f. 73-76

Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2021.

Orientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna
Coorientador: Prof. Dr. Nestor Proenza Pérez

1. Energia solar. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Geradores elétricos. 4. Energia - Fontes alternativas. I. Título.


CDU 620.91(043)

MATHEUS LOURENÇO DOS SANTOS ROSA

**ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA”**

**PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO: MESTRADO**

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Manoel Cléber de Sampaio Alves
Coordenador

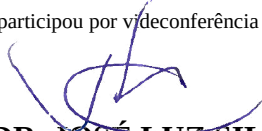
BANCA EXAMINADORA:



PROF. DR. CELSO EDUARDO TUNA
Orientador / UNESP/FEG
participou por videoconferência



PROF. DR. JUSTO JOSÉ ROBERTS
Universidade Nacional de Mar Del Plata
participou por videoconferência



PROF. DR. JOSÉ LUZ SILVEIRA
UNESP / FEG
participou por videoconferência

DADOS CURRICULARES

MATHEUS LOURENÇO DOS SANTOS ROSA

NASCIMENTO	13.06.1986 – São Paulo / SP
FILIAÇÃO	Sergio Rosa Junior Maria Inês Lourenço dos Santos
2007/2013	Curso de Graduação em Engenharia Mecânica acadêmica Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, Brasil.
2019/2021	Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, nível de Mestrado, na Faculdade de Engenharia do campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, Brasil.

Dedico este trabalho à minha família, em especial aos meus avôs **Ciro dos Santos** e **Sergio Rosa**.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, fonte da vida e da graça. Agradeço pela minha vida, minha inteligência, minha família e meus amigos;

Ao meu orientador, *Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna* que jamais deixou de me incentivar. Sem a sua orientação, dedicação e auxílio, o estudo aqui apresentado seria praticamente impossível;

Aos meus pais, que apesar das dificuldades enfrentadas, sempre incentivaram meus estudos;

Às funcionárias da Biblioteca do Campus de Guaratinguetá pela dedicação, presteza e principalmente pela vontade de ajudar;

Aos funcionários da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá pela dedicação e alegria no atendimento.

“Só sabemos com exatidão quando sabemos pouco; à medida que vamos adquirindo conhecimento, instala-se a dúvida.”

Goethe

RESUMO

Com a matriz energética centralizada em hidrelétricas e fatores como o baixo nível de água nos reservatórios, obrigam que os governos ativem e produzam energia elétrica por meios convencionais como termoelétricas e outras fontes de produção menos eficientes, que causam constantes aumentos nas tarifas de energia elétrica, com isso consumidores de todo Brasil procuram alternativas de fornecimento de energia, dentre as novas fontes de geração, a energia solar fotovoltaica é a que mais cresce em todo o mundo. Dado o potencial crescimento para a matriz elétrica brasileira, é notória a necessidade de estudos de viabilidade e potencial de geração, de modo a quantificar sua relevância para o sistema, sobretudo, em meios urbanos, que dispõem novos investimentos no setor de distribuição de energia, por normalmente ser usinas de autoconsumo. Neste trabalho estuda-se a viabilidade técnica e financeira de sistemas solar fotovoltaicos em residências do Vale do Paraíba. Onde é apresentado os impactos ambientais e as etapas de dimensionamento dos sistemas considerando dados de irradiação das referentes cidades e detalhes técnicos dos locais onde os sistemas foram instalados, como orientação e ângulos dos telhados e dos equipamentos, como painéis solares e inversor. Contudo analisando os resultados de dois sistemas instalados nas cidades de Lorena e Guaratinguetá, aplicando taxas de atratividade variando entre 1,4% e 12% conclui-se que a implantação dos sistemas foram economicamente viáveis, cujo índice de lucratividade mínimo foi de 1,63, ou seja, no tempo de garantia dos painéis (25 anos) o lucro mínimo obtido pelo investimento foi de 63%.

PALAVRAS-CHAVE: Energia solar. Sistemas fotovoltaicos. Viabilidade econômico-financeira.

ABSTRACT

With the energy matrix centralized in hydroelectric plants and factors such as the low level of water in the reservoirs, they force governments to activate and produce electricity by conventional means such as thermoelectric plants and other less efficient production sources, which cause constant increases in electricity tariffs, with this, consumers from all over Brazil are looking for alternative energy supply, among the new generation sources, photovoltaic solar energy is the fastest growing in the world. Given the potential growth for the Brazilian electricity matrix, the need for feasibility and generation potential studies is evident, in order to quantify its relevance for the system, especially in urban areas, which do not require new investments in the energy distribution sector, for normally being self-consumption plants. In this work, the technical and financial feasibility of solar photovoltaic systems in homes in the Paraíba Valley is studied. Where the environmental impacts and the sizing steps of the systems are presented, considering irradiation data from the referring cities and technical details of the places where the systems were installed, such as orientation and angles of the roofs and equipment, such as solar panels and inverter. However, analyzing the results of two systems installed in the cities of Lorena and Guaratinguetá, applying attractiveness rates ranging between 1.4% and 12%, it is concluded that the implementation of the systems were economically viable, whose minimum profitability index was 1.63 , that is, in the warranty period of the panels (25 years) the minimum profit obtained by the investment was 63%.

KEYWORDS: Solar energy. Photovoltaic systems. Economic-Financial Viability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Mapa brasileiro de irradiação solar	19
Figura 2 – Esquema de funcionamento do sistema fotovoltaico on grid.....	20
Figura 3 – Principais células comerciais utilizadas no Brasil	22
Figura 4 – Curva I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectada em serie..	23
Figura 5 – Curva I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectada em paralelo	24
Figura 6 – Associação em série - paralelo	24
Figura 7 – Inversor solar.....	25
Figura 8 – Planos de irradiação solar em Guaratinguetá/SP	27
Figura 9 – Planos de irradiação solar em Lorena/SP.....	28
Figura 10 – Características técnicas do painel FV	30
Figura 11 – Produção teórica do cenário 1	32
Figura 12 – Produção teórica do cenário 2	33
Figura 13 – Média de radiação solar Diária por metro quadrado	35
Figura 14 – Simulação de geração mensal - Cenário 1	36
Figura 15 – Geração mensal real - cenário 1- Lorena-SP - 2018	37
Figura 16 – Comparação produção teórica x real (2018)	37
Figura 17 – Produção diária no mês de Agosto 2018	39
Figura 18 – Produção diária no mês de Março 2018.....	39
Figura 19 – Geração real - Lorena/SP	40
Figura 20 – Comparação produção teórica x real (2019)	40
Figura 21 – Produção diária no mês de Agosto 2019 - Lorena	41
Figura 22 – Produção diária no mês de Abril 2019 - Lorena	42
Figura 23 – Média de radiação solar Diária por metro quadrado	43
Figura 24 – Simulação de geração mensal - Guaratinguetá	44
Figura 25 – Geração mensal real - cenário 2- Guaratinguetá-SP - 2018.....	44
Figura 26 – Comparação produção teórica x real (2018) - Guaratinguetá	45
Figura 27 – Produção diária no mês de Junho 2018 - Guaratinguetá.....	46
Figura 28 – Produção diária no mês de Novembro/2018 - Guaratinguetá	47
Figura 29 – Geração real - Guaratinguetá/SP	47
Figura 30 – Comparação produção teórica x real (2019) - Guaratinguetá	48
Figura 31 – Retorno de investimento x tempo	54

Figura 32 – Gráfico de payback	59
--------------------------------------	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Eficiência das células fotovoltaicas por tecnologia	21
Tabela 2 – Informações técnicas painel solar Jinko 315Wp (STC).....	30
Tabela 3 – Perdas típicas em um sistema fotovoltaico conectado a rede	31
Tabela 4 – Irradiação calculada pelo software Radiasol.....	35
Tabela 5 – Tabela de geração solar 2018.	38
Tabela 6 – Tabela de geração solar 2019	41
Tabela 7 – Irradiação calculada pelo software Radiasol em Guaratinguetá	43
Tabela 8 – Tabela de geração solar 2018 - Guaratinguetá	46
Tabela 9 – Tabela de geração solar ano de 2019 - Guaratinguetá.....	48
Tabela 10 – Tabela de valores de investimento	53
Tabela 11 – Payback estimado para o município de Lorena/SP	54
Tabela 12 – VPL, TIR e IL estimados para o município de Lorena/SP - Taxa de atratividade 1,4% a.a.	55
Tabela 13 – VPL, TIR e IL estimados para o município de Lorena/SP - Taxa de atratividade 4% a.a.	56
Tabela 14 – VPL, TIR e IL estimados para o município de Lorena/SP - Taxa de atratividade 12% a.a	57
Tabela 15 – Tabela de valores de investimento – Sistema de Guaratinguetá	58
Tabela 16 – Payback estimado para o município de Guaratinguetá/SP	59
Tabela 17 – VPL, TIR e IL estimados para o município de Guaratinguetá/SP - Taxa de atratividade 1,4% a.a.	61
Tabela 18 – VPL, TIR e IL estimados para o município de Guaratinguetá/SP - Taxa de atratividade 4% a.a	62
Tabela 19 – VPL, TIR e IL estimados para o município de Guaratinguetá/SP - Taxa de atratividade 4% a.a	63
Tabela 20 – kg de CO ₂ economizados nos anos de produção.....	68
Tabela 21 – Principais gases de efeito estufa	69

LISTA DE ABREVIACOES E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício amorfo
CIGS	Disseleneto de cobre-ndio-gálio
CdTe	Telureto de Cádmio
CPV	Concentrador fotovoltaico
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
CO ₂	Dióxido de Carbono
EEIOA	<i>Environmentally extended input-output analysis</i>
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRT	Imposto sobre o rendimento do trabalho
FV	Fotovoltaica
LCA	<i>Life Cycle Analysis</i>
MP	Material Particulado
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NO _x	óxidos de Nitrogênio
PCI	Poder calorífico inferior
SELIC	Sistema Especial de Liquidação de Custódia
SO ₂	dióxido de enxofre
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TIR	Taxa interna de retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
VPL	Valor presente liquido
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área de um painel fotovoltaico	[m ²]
AC	Corrente Alternada	[A]
(CO ₂) _e	Dióxido de carbono equivalente	[ppmv]
DC	Corrente Contínua	[A]
FC	Fluxo de caixa	[R\$]
I	Taxa de desconto ou de atratividade	[%]
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado	[%]
IL	Índice de Lucratividade	[%]
I _r	Radiação solar	[W/m ²]
N	Número de painéis fotovoltaicos	[-]
n	Tempo de vida do projeto em anos	[-]
P	Potência elétrica gerada	[kW]
Q _i	Poder calorífico inferior do combustível queimado PCI	[MJ/kg]
η	Eficiência do painel fotovoltaico	[%]
η _p	Eficiência tecnológica	[%]
ε	Eficiência ecológica	[%]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	ESTRUTURA DE DISSERTAÇÃO	17
2	ENERGIA FOTOVOLTAICA	19
2.1	PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	20
2.1.1	Eficiência das células fotovoltaicas	21
2.1.2	Associações de módulos Fotovoltaicos	22
2.2	INVERSOR SOLAR	25
2.3	LEGISLAÇÃO NO BRASIL	26
3	ANÁLISE TÉCNICA	27
3.1	RECURSO SOLAR EM GUARATINGUETÁ	27
3.2	RECURSO SOLAR EM LORENA	28
3.3	POTÊNCIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM UMA PLANTA	28
3.4	DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	29
3.5	RENDIMENTO OU EFICIENCIA DE UM SISTEMA	31
3.5.1	Cenário 1 – Lorena/SP	32
3.5.2	Cenário 1 – Guaratinguetá/SP	33
4	ESTUDOS DE CASOS	34
4.1	SISTEMA DE 3,15 kWp – Lorena/SP	34
4.2	SISTEMA DE 5,04 kWp – Guaratinguetá/SP	42
5	ANÁLISE ECONOMICA	49
5.1	PROCEDIMENTOS RELACIONADOS A ANÁLISE DE RETORNO DO INVESTIMENTO	49
5.1.1	Payback	49
5.1.2	Valor Presente Liquido (VPL)	50
5.1.3	Taxa Interna de retorno (TIR)	51
5.1.4	Índice de Lucratividade	52
5.1.5	Taxa de Atratividade a Serem Consideradas	52
5.2	ESTUDO DE CASO 1 – LORENA/SP	53
5.3	ESTUDO DE CASO 2 – GUARATINGUETÁ/SP	58
6	ANÁLISE AMBIENTAL	65
6.1	AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA	65
6.2	IMPACTOS AMBIENTAIS DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	67

6.3	CO2 ECONOMIZADO	68
6.4	EFICIÊNCIA ECOLÓGICA	69
7	CONCLUSÕES	71
	REFERÊNCIAS	73

1 INTRODUÇÃO

Com os constantes aumentos nas tarifas de energia elétrica, consumidores de todo Brasil procuram alternativas de fornecimento de energia, dentre as novas fontes de geração, a energia solar fotovoltaica é a que mais cresce em todo o mundo. Dado o potencial crescimento para a matriz elétrica brasileira, é notória a necessidade de estudos de viabilidade e potencial de geração, de modo a quantificar sua relevância para o sistema, sobretudo, em meios urbanos. Por ora, a capacidade instalada no país não apresenta grande relevância para a matriz nacional (EPIA, 2013). No Brasil a potência instalada de usinas fotovoltaicas chegou a marca de 3GWp segundo a Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR, 2020), enquanto Japão, Alemanha e Itália, países com menos recursos solares, apresentam 56,0 GWp, 45,4 GWp e 20,1 GWp em capacidade instalada respectivamente até o ano de 2018 segundo IEA.

A geração fotovoltaica (FV) é uma forma de produção de energia elétrica renovável e promissora, que converte diretamente a luz do sol – uma fonte inesgotável, silenciosa e, principalmente, não poluente. A geração de eletricidade a partir do sol pode ser feita no local onde será consumida, evitando os custos e perdas de transmissão e distribuição da energia gerada em usinas hidro ou termoelétricas. Por não possuir partes móveis, o sistema FV possui uma operação, manutenção e reposição muito simplificada e índices muito baixos ou até mesmo nulos de indisponibilidade do sistema (DELUCCHI E JACOBSON, 2011)

O modelo de gerador fotovoltaico mais utilizado em residências é o sistema on grid que produz a energia necessária para o consumo da propriedade e caso haja excedente, a energia é injetada na rede gerando crédito ao consumidor para uso posterior.

Esse novo modelo de produção descentralizada de energia é destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento elétrico do produtor. Nasce, assim, a oportunidade de uma redução da fatura elétrica e de uma menor dependência da rede elétrica de serviço público por parte dos consumidores. (GUIMARAES, 2016).

Sabendo que, a Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo potencial de utilização. (Rüther, 2004).

Países desenvolvidos da Europa, Estados Unidos e Japão, já implementaram programas para utilização direta da energia solar. Sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede elétrica existente são os principais subsidiados. O Brasil possui um dos mais elevados índices mundiais de disponibilidade de energia solar, por ser localizado numa faixa de latitude na qual

a incidência de radiação solar é muito superior à verificada nos países citados acima. (Salomoni et al., 2004).

As perdas elétricas do sistema entre geração, transmissão e distribuição, são em média 16% entre o gerador de energia e o consumidor (EPE, 2010-2019), incluídas as perdas não-técnicas. Ou seja, quando a energia é produzida no ponto de consumo as perdas de distribuição são reduzidas.

Neste contexto esta dissertação pretende avaliar o potencial técnico-econômico de inserção de painéis fotovoltaicos em residências em 2 cidades do vale do Paraíba e verificar se o retorno financeiro atingiu as metas esperadas. Os estudos analisarão a viabilidade da fonte no presente. Assim pretende-se determinar o potencial de geração para cada uma destas localidades, com base em domicílios existente em área urbana.

1.1 ESTRUTURA DE DISSERTAÇÃO

O trabalho está dividido em seis capítulos. Na introdução é apresentada uma descrição mais detalhada dos objetivos do estudo, a justificativa pela escolha do tema e a estrutura da dissertação.

No segundo capítulo apresenta-se a descrição da energia fotovoltaica estudada neste trabalho, sistemas geradores on-grid, incluindo painéis solares fotovoltaicos e inversores que podem ser implementados em residências comuns.

Posteriormente, são apresentadas residências no Vale do Paraíba que já dispõem de plantas fotovoltaicas.

No capítulo 3 mostra-se a análise técnica dos sistemas incluindo os gráficos de produção energética de edifícios residenciais de renda medianas.

O capítulo 4 considera o estudo de casos de sistemas fotovoltaicos instalados nas cidades de Guaratinguetá-SP e Lorena-SP, onde é feita a análise econômica dos mesmos. Aplicando a metodologia de engenharia econômica nestes sistemas, mostram-se os custos de investimento, o custo da eletricidade gerada pelo sistema, e o período de retorno do investimento, para assim determinar a viabilidade econômica do projeto.

O capítulo 5 tem como objetivo analisar os impactos ambientais do sistema fotovoltaico, utilizando os estudos ambientais para o cálculo da eficiência ecológica, determinando quão poluidor é a tecnologia solar fotovoltaica, comparando com outras fontes de geração de eletricidade.

E por último, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais do estudo para a dissertação, são apresentados de forma geral os resultados desenvolvidos em cada uma das análises realizadas dos sistemas fotovoltaicos.

2 ENERGIA FOTOVOLTAICA

Uma das tecnologias renováveis mais promissoras e recentes de geração de energia elétrica é a fotovoltaica, que gera eletricidade de forma sustentável e com fonte “inesgotável”.

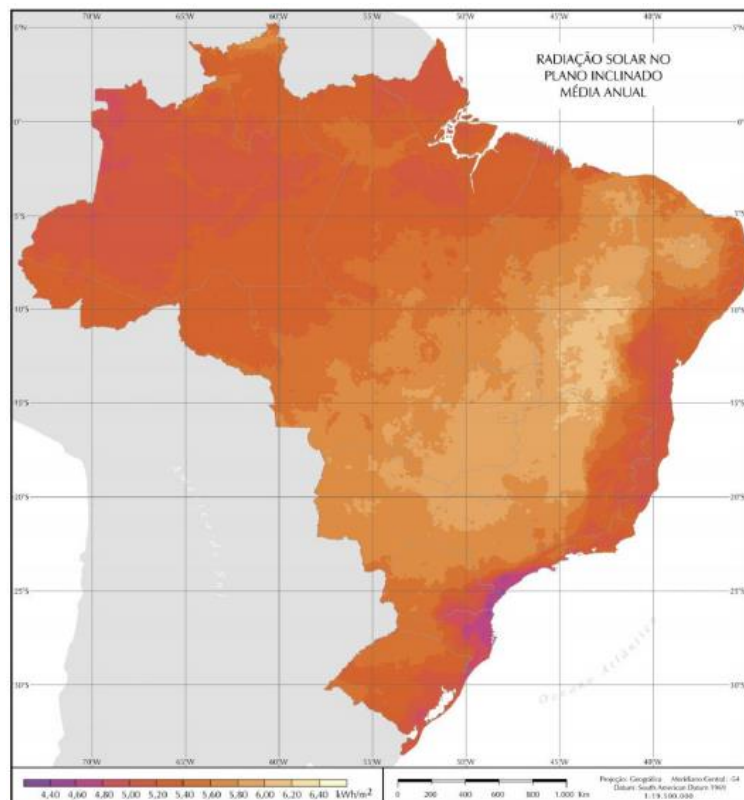
A geração fotovoltaica representa uma solução sustentável, uma vez que o material ativo na maioria dos módulos é o silício, que conforme Hammond (1998), é o segundo elemento mais abundante na superfície terrestre (Salamoni et al., 2004).

O Sol é uma esfera de material gasoso extremamente aquecido, com $1,40 \times 10^6$ km de diâmetro e está a uma distância aproximada de $1,50 \times 10^8$ km da Terra. A temperatura efetiva da sua superfície é de aproximadamente 5.762 K, e mais próximo ao centro estima-se entre 8×10^6 K e 40×10^6 K (FERREIRA, 1993).

Segundo Hamakawa (2002), o total de irradiação incidente na terra é de $1,2 \times 10^{14}$ kW, isso corresponde a 10 000 vezes mais do que a demanda mundial em todo ano de 2002. (Salamoni et al., 2004).

A figura 1 representa o mapa brasileiro de irradiação solar em média anual, (kWh/m² por dia) e identifica as regiões que possuem maiores níveis de incidência solar.

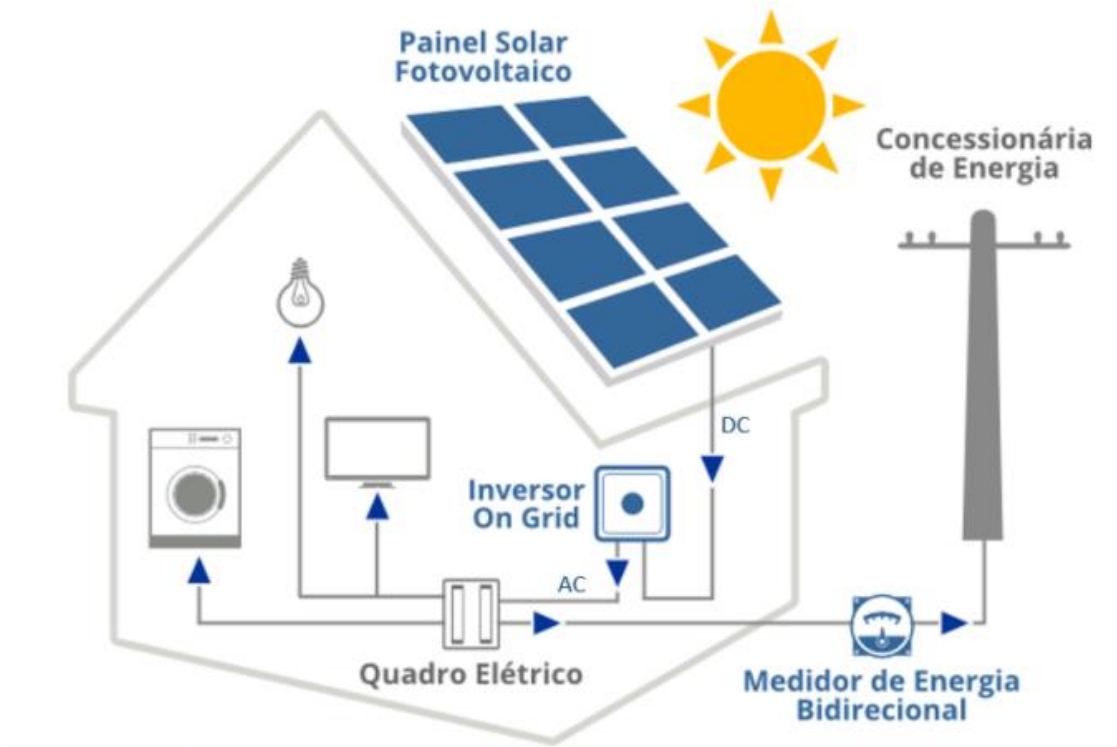
Figura 1 – Mapa brasileiro de irradiação solar.



Fonte: Pereira (2007).

De maneira geral, o funcionamento do sistema fotovoltaico se resume na conversão da irradiação solar em energia elétrica. O sistema mais comum utilizado é o sistema on grid, que é composto por painéis solares (módulos fotovoltaicos) e inversor. A figura 2 representa o esquema de funcionamento de um sistema solar fotovoltaico interligado a rede elétrica.

Figura 2 - Esquema de funcionamento do sistema fotovoltaico on grid.



Fonte: Solar Energy (2014)

2.1 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Os painéis fotovoltaicos ou módulos solares são os principais componentes de um sistema de energia solar, é formado por um conjunto de células fotovoltaicas que geram energia por meio da luz do sol. Quando o Sol atinge a célula os elétrons se movimentam gerando uma corrente elétrica. Essas superfícies não possuem partes móveis que se desgastam ou sofrem falhas e trabalham sem o uso de combustível, sem vibração, silenciosamente e sem prejudicar o meio ambiente (SILVEIRA; TUNA; LAMAS, 2013).

2.1.1 Eficiência das células fotovoltaicas

A Tabela 1 apresenta o resumo da eficiência de diferentes células fotovoltaicas construídas com os principais materiais e tecnologia. A eficiência alcançada em laboratório pode ser até 40% maior do que os módulos comerciais, isto porque ao aumentar o tamanho das células e agrupá-las para formar os módulos, aumentam também as perdas. Outro motivo para que a eficiência dos módulos comercializados seja diferente dos testados em laboratório, está relacionado à fabricação, que utiliza materiais e processos mais baratos, o que compromete a eficiência final do módulo (MIT, 2015). A figura 3 apresenta as principais células comerciais utilizadas no Brasil.

Tabela 1 - Eficiência das células fotovoltaicas por tecnologia

Tecnologia	Eficiência típica de módulos comerciais	Eficiência dos melhores módulos (em laboratório)
Silício cristalino		
Monocristalino	17 a 21,5%	22,90%
Policristalino	14 a 17%	18,50%
Filmes finos		
Silício amorfo (a-Si)	4 a 8%	10,90%
Telureto de Cádmio (CdTe)	10 a 16,30%	18,20%
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	12 a 14,70%	17,50%
Concentrador fotovoltaico (CPV)	27 a 33%	38,90%

Fonte: Tolmasquim (2016)

Figura 3 - Principais células comerciais utilizadas no Brasil



Fonte: Portal Solar (2021)

2.1.2 Associações de módulos fotovoltaicos

- **Associação em Série**

Para associação em série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao negativo de outro, como associação em série de fontes de tensão.

A tensão é igual à somatória dos valores individuais de cada unidade associada, como representado na Equação (1) (PINHO; GALDINO, 2014).

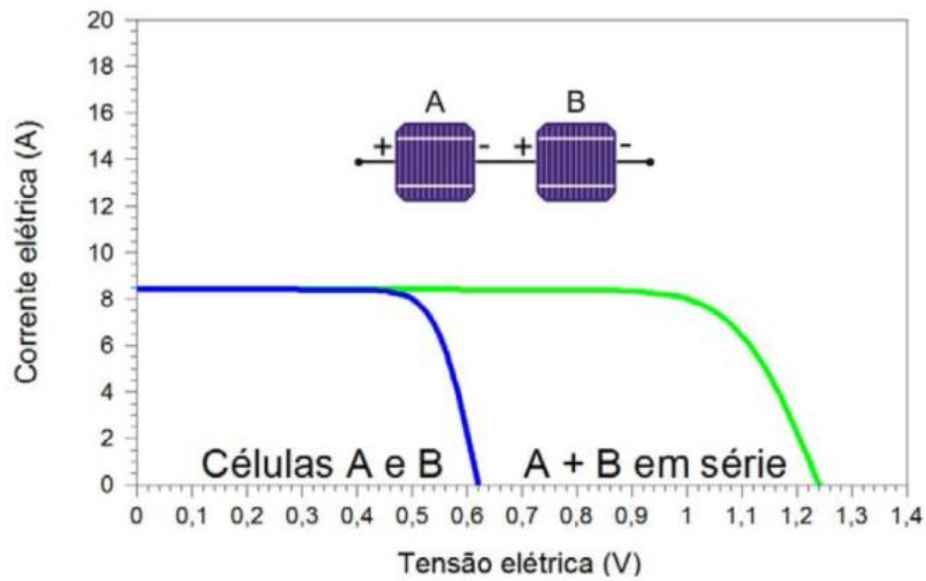
$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (1)$$

A corrente elétrica não é afetada na associação em série, sendo a relação dada pela Equação (2) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (2)$$

O gráfico da Figura 4 representa as características da corrente x tensão para as unidades fotovoltaicas associadas em série. Pressupõe que o desempenho de todos os módulos sob a mesma condição de radiação solar e temperatura seja equivalente.

Figura 4 - Curva I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectada em série



Fonte: Galdino (2012)

- **Associação em Paralelo**

Para associação em paralelo, os terminais são interligados entre si, positivo com positivo e negativo com negativo, como associação de fontes de corrente em paralelo. A corrente é igual à somatória dos valores individuais de cada unidade associada, como representado na Equação (3) (PINHO; GALDINO, 2014).

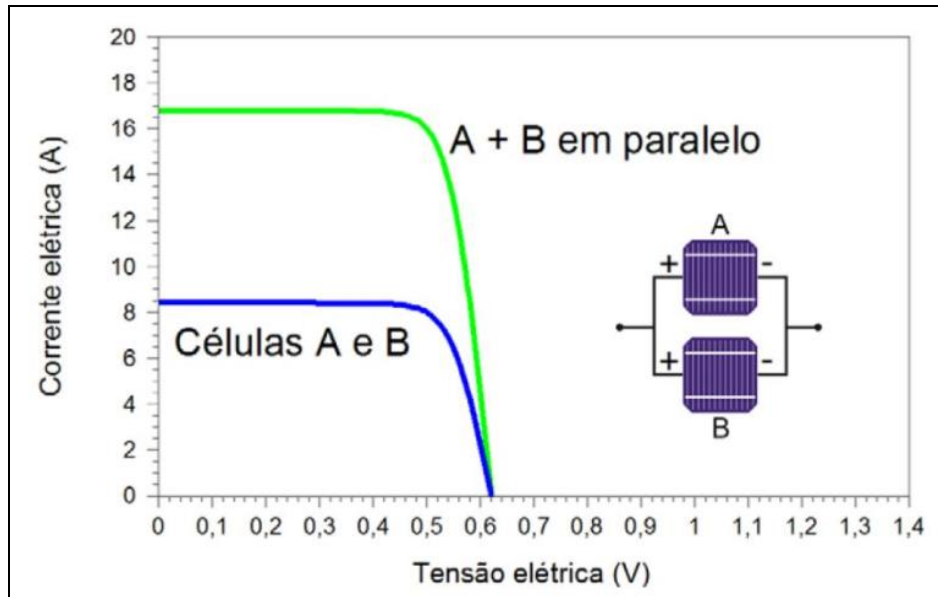
$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (3)$$

A tensão elétrica não é afetada na associação em paralelo, sendo a relação dada pela Equação (4) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$V_T = V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n \quad (4)$$

O gráfico da Figura 5 representa as características da corrente x tensão para as unidades fotovoltaicas associadas em paralelo. Pressupõe que o desempenho de todos os módulos sob a mesma condição de radiação solar e temperatura seja equivalente.

Figura 5 - Curva I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectada em paralelo

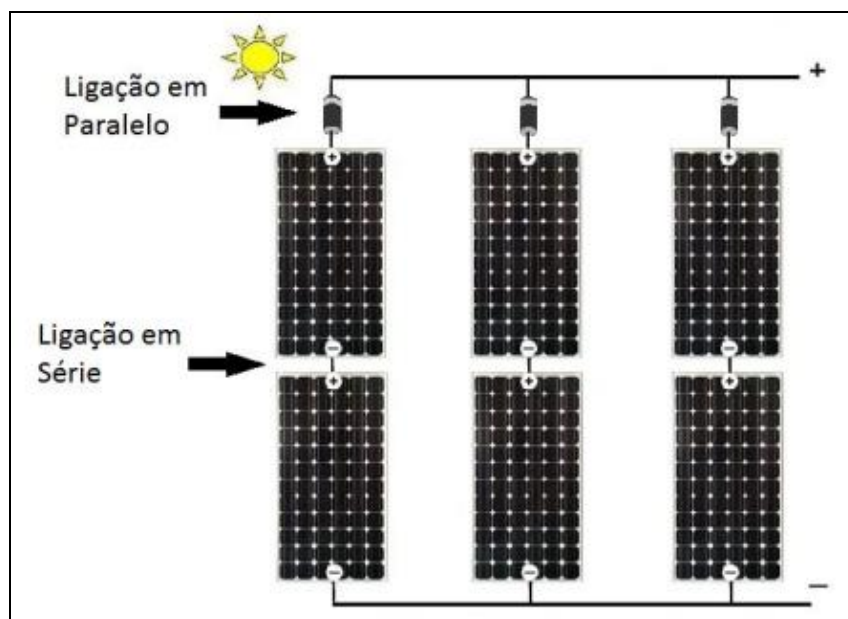


Fonte: Pinho; Galdino (2014)

- **Associação em Série – Paralelo**

Para o dimensionamento de uma usina fotovoltaica geralmente é necessário a associação dos módulos solares em série e paralelo, para que se aumente a tensão e a corrente até que se atinja a necessidade do sistema, como é mostrado na Figura 6.

Figura 6 - Associação em série - paralelo



Fonte: Adaptado Leiaut (2016)

2.2 INVERSOR SOLAR

O inversor solar é um dispositivo responsável por converter a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, ou seja, pela conversão de uma tensão contínua (DC), proveniente dos geradores renováveis, ou do banco de baterias, para uma tensão alternada (AC), e também equalizar os níveis de tensão e frequência de rede, com forma de onda de baixa harmônica e senoidal (SILVEIRA; TUNA; LAMAS, 2013; PINHO; GALDINO, 2014). A figura 7 apresenta inversor solar comercializado no Brasil.

Figura 7 - Inversor solar



Fonte: Fronius (2021)

2.3 LEGISLAÇÃO NO BRASIL

A Agência Nacional de Energia Elétrica estabeleceu a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a qual tem como objetivo fomentar a utilização de fontes renováveis de energia, como as energias hidráulica, eólica, biomassa e cogeração. Esta resolução permite que o consumidor brasileiro possa gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes não convencionais, sendo possível vender o excedente de eletricidade para a concessionária da rede de distribuição (ANEEL, 2012). Em novembro de 2015, a ANEEL realizou uma atualização da Resolução Normativa nº 482/2012 com a Resolução Normativa nº 687/2015.

Os consumidores geradores são classificados em dois grupos. O primeiro grupo é formado pelos micros geradores, os quais tem uma potência instalada menor ou igual a 75 kW. No segundo grupo estão os minis geradores, caracterizados por ter uma potência instalada entre 76 kW e 3 MW para fontes híbridas e 5 MW para as outras fontes de geração de eletricidade. A potência instalada nas plantas de micro geração e mini geração é limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora ou carga instalada onde a fonte de geração está instalada (ANEEL, 2015).

No momento que a planta gera mais energia que a necessária para as cargas internas, a potência elétrica ativa é enviada à distribuidora de eletricidade, se transformando em créditos de energia, participando no sistema de compensação. Os créditos de energia serão o resultado do balanço da energia elétrica ativa consumida e enviada à concessionária. Tendo meses onde este balanço pode ser positivo ou negativo para o consumidor. No caso de ser positivo, o consumidor terá disponível créditos de energia, os quais podem ser usados nos sessenta meses seguintes na sua conta de eletricidade e pagará unicamente o custo de disponibilidade (O custo de disponibilidade é equivalente a 30 kWh para sistemas monofásico, 50 kWh para sistemas bifásico e 100 kWh para instalações trifásicas). Em caso de ser negativo, o consumidor pagará na sua conta de eletricidade o saldo a favor da distribuidora (ANEEL, 2012), (ANEEL, 2015).

A distribuidora é responsável técnica e financeira pelo sistema de medição para micro geração distribuída. Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão da rede de distribuição é de responsabilidade do consumidor interessado na instalação da mini central geradora de energia (ANEEL, 2015).

3 ANÁLISE TÉCNICA

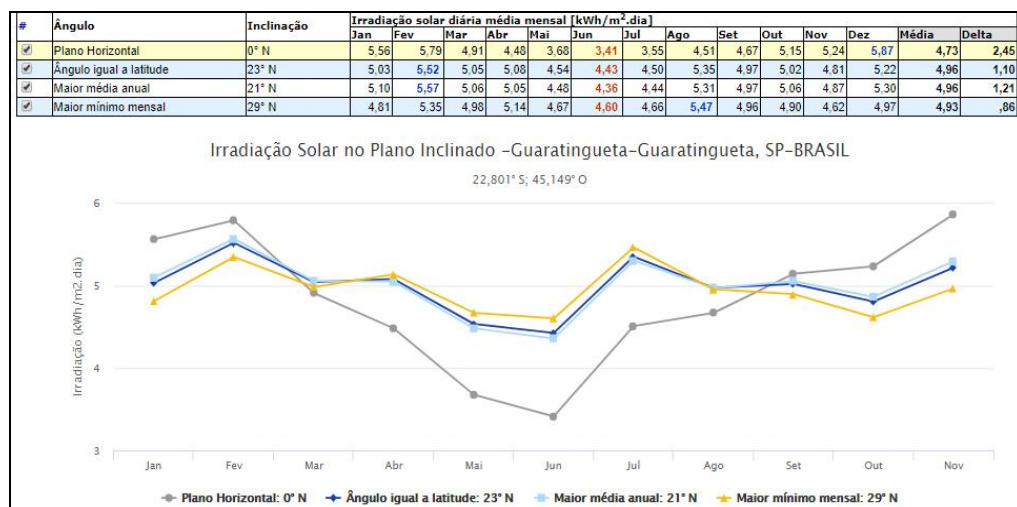
Neste capítulo desenvolve-se a análise técnica para dimensionar os sistemas de geração de energia elétrica com base no consumo de famílias de classe média. A metodologia aplicada nesta etapa do estudo consiste primeiramente em estimar o consumo de eletricidade de casas residenciais nas cidades de Guaratinguetá e Lorena do Estado de São Paulo.

Uma vez definidos os consumos de energia elétrica, continua-se a obter os dados do recurso solar, sendo ele a irradiação incidente nas cidades, dados sobre os locais de instalação dos painéis fotovoltaicos, considerando orientação e angulação do telhado. Com essas informações, calculou-se a eficiência e dimensionamento das plantas fotovoltaicas. São considerados 2 cenários com diferentes consumos de energia, cenário 1, com consumo aproximado de 400 kWh/mês, e cenário 2, com consumo aproximado de 600 kWh/mês.

3.1 RECURSO SOLAR EM GUARATINGUETÁ/SP

De acordo com a base de dados da CRESESB, a irradiação solar média anual em Guaratinguetá é de 4,96 kWh/m² no plano com ângulo de 23°N. Com maior radiação média no mês de Fevereiro com 5,52 kWh/m² e com menor radiação média no mês de Junho com 4,43 kWh/m². A Figura 8 apresenta a irradiação solar média mensal na Cidade de Guaratinguetá, SP.

Figura 8 - Planos de irradiação solar em Guaratinguetá/SP

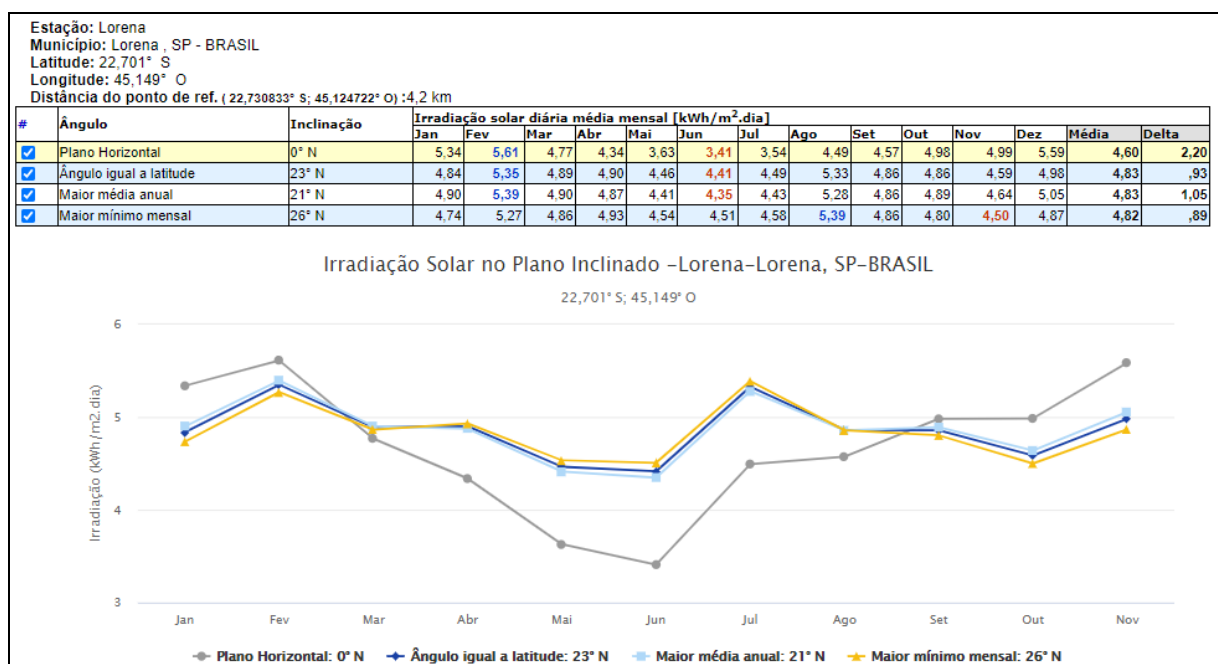


Fonte: CRESESB (2020)

3.2 RECURSO SOLAR NA CIDADE DE LORENA/SP

De acordo com a base de dados da CRESESB, a irradiação solar média anual em Lorena é de 4,83 kWh/m² no plano com ângulo igual a latitude. Com maior radiação média no mês de Fevereiro com 5,35 kWh/m² e com menor radiação média no mês de Junho com 4,41 kWh/m². A Figura 9 apresenta a irradiação solar média mensal na Cidade de Lorena - SP.

Figura 9 - Planos de irradiação solar em Lorena/SP



Fonte: CRESESB (2020)

3.3 POTÊNCIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM UMA PLANTA

Para o dimensionamento inicial, ou seja, sem os dados técnicos da propriedade onde serão instalados os painéis, a potência é calculada de acordo com a equação (5).

De acordo com Roberts (2012), a potência elétrica gerada por uma série de painéis fotovoltaicos é diretamente proporcional à radiação solar, conforme a Equação (5).

$$P = \eta N A I_T \quad (5)$$

Sendo,

A = área de um painel fotovoltaico [m^2],

I_T = a radiação solar [W/m^2],

N = o número de painéis fotovoltaicos,

P = potência [W]

η = a eficiência do painel fotovoltaico [%]

A eficiência do painel fotovoltaico depende do tipo e da pureza do material semicondutor utilizado. Este modelo considera que as perdas de energia nos fios, nas conexões, na eficiência do inversor e perdas por sujeira sobre os painéis solares são nulas.

3.4 DIMENSIONAMENTO DAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS

Para o dimensionamento do sistema solar fotovoltaico, nos dois cenários estudados, sem conhecimento técnico das áreas para instalação dos sistemas, tomou-se a estimativa de consumo de energia elétrica mensal de 400 kWh/mês e 600 kWh/mês, baseando-se na resoluções de ANEEL nº 482 do ano 2012 e nº 687 do ano 2015, as quais possibilitam a implementação de geração distribuída e ao acúmulo de excedente de energia para uso posterior, sendo esse válido por até 60 meses.

Aplicando a equação de potência elétrica (5) para sistemas solares fotovoltaicos, calculou-se a eletricidade gerada por um painel solar por mês, e desta forma obteve-se a média mensal de eletricidade gerada.

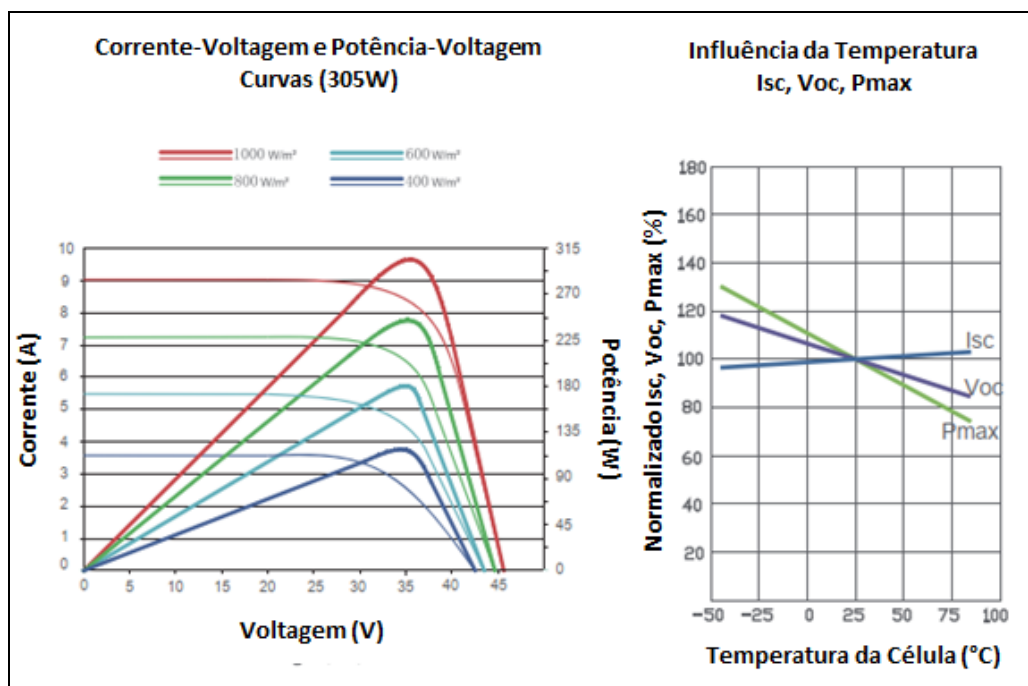
Para estudo, foram solicitados valores dos painéis para diversas empresas fornecedoras de equipamentos fotovoltaicos, e após análise de custos e qualidade, o painel do Fabricante Jinko foi o escolhido, com o painel de 315Wp. Observamos na tabela 2 e figura 10 as especificações técnicas do mesmo.

Tabela 2 - Informações técnicas painel solar Jinko 315Wp (STC)

Especificações técnicas	
Fabricante	Jinko
Modelo	JKM315P
Tipo	Monocristalino
Máxima potência	315 W
Máxima voltagem	37,2 V
Máxima corrente	8,48 A
Eficiência	16,23%
Dimensões físicas	1956 x 992 x 40 mm

Fonte: Adaptado Jinko (2018)

Figura 10- Características técnicas do painel FV



Fonte: Jinko (2018)

As especificações do fabricante do módulo fotovoltaico utilizado, indicam que a temperatura de operação das células fotovoltaicas, quando operando no NOCT, é de 45 ± 2 °C, ou seja, operam 20°C acima de suas condições de teste padrão (STC – Standard Test Conditions), de 25°C. Também é apresentado no datasheet as perdas de eficiência em relação a temperatura de operação, como podemos observar a perda de eficiência de $-0,41\% / ^\circ\text{C}$. (JINKO, 2018). Dessa forma, foi estimada uma perda de 5,5%.

3.5 RENDIMENTO OU EFICIÊNCIA DE UM SISTEMA

As eficiências e rendimentos dos equipamentos, bem como sombreamento por qualquer que seja a causa, tanto naturais quanto por construções ou sujeira que possa se acumular sobre os painéis, influenciam diretamente na produção de energia do sistema.

As principais causas de perda de eficiência do sistema foram listadas na tabela 3, bem como a variação com que cada uma influencia no sistema, o intuito geral é obter os resultados os mais próximos possíveis da geração real, para maior confiabilidade dos estudos de viabilidade econômica.

Pontos a serem considerado na instalação de sistemas fotovoltaicos são as perdas esperadas e quantificadas em sistemas conectados à rede. Estudiosos do segmento atribuem tais perdas típicas a determinados fatores, tais como: sombreamento, temperatura no módulo, degradação na incidência solar inicial, sujidades nos módulos dentre outros fatores, conforme indicam Laronde e Vallina (2010).

Tabela 3- Perdas típicas em um sistema fotovoltaico conectado a rede

Perdas	Valor Considerado	Variação mínima e máxima de perda
Desvio no rendimento nominal do módulo (dados de placa) e da radiação de 1000W/m ²	2,50%	-5% a 10%
Temperatura no módulo	5,50%	-3% a 8,2%
Perdas nos condutores lado DC	2%	1% a 3%
Perdas nos condutores lado AC	1%	0,7% a 2%
Eficiência do inversor na conversão	1,5%	1% a 15%
Mismatch no MPPT (controlador de carga)	2%	1,5% a 3%
Sombreamento	0	0% a 100%
Diodos e conexões	0,50%	0,3% a 0,5%
Transformadores	0	2% a 4%
Sistema Solar-tracking (rastreamento solar)	0	0% a 2%
Degradação na incidência solar inicial	1%	1% a 10%
Indisponibilidade do sistema	0	0% a 0,5%
Sujeira nos módulos	4%	2% a 25%
Total de perdas	20,00%	-

Fonte: adaptado de Laronde e Vallina (2010)

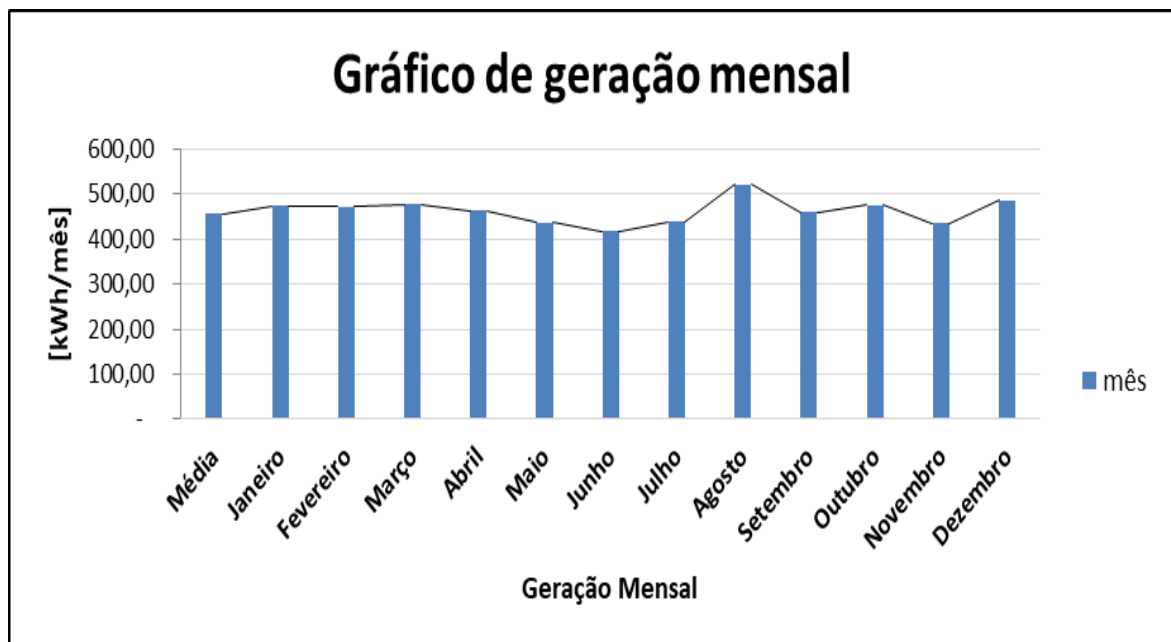
3.5.1 Cenário 1 – Lorena/SP

Considerando os recursos solares em Lorena-SP e a necessidade de produção de 400 kWh/mês, utilizando as informações técnicas do painel solar Jinko 315Wp, e aplicando a equação (5) é calculada a quantidade de painéis necessários para produção, e em seguida são calculadas as produções de energia mensais de acordo com a variação de radiação.

A figura 12 apresenta os resultados obtidos, sem considerar as perdas do processo e eficiência dos equipamentos. Conforme dados de irradiação do CRESESB, considerando orientação dos módulos para o Norte e inclinação de 23°. Utilizando sistema com 10 painéis Jinko 315W, totalizando potência de 3,15 kWp.

A produção média mensal está estimada em 457,18 kWh, sendo o mês de Agosto o mais produtivo com 521,32 kWh e Junho o menos produtivo com 417,42 kWh.

Figura 11 - Produção calculada do cenário 1



Fonte: Elaboração própria

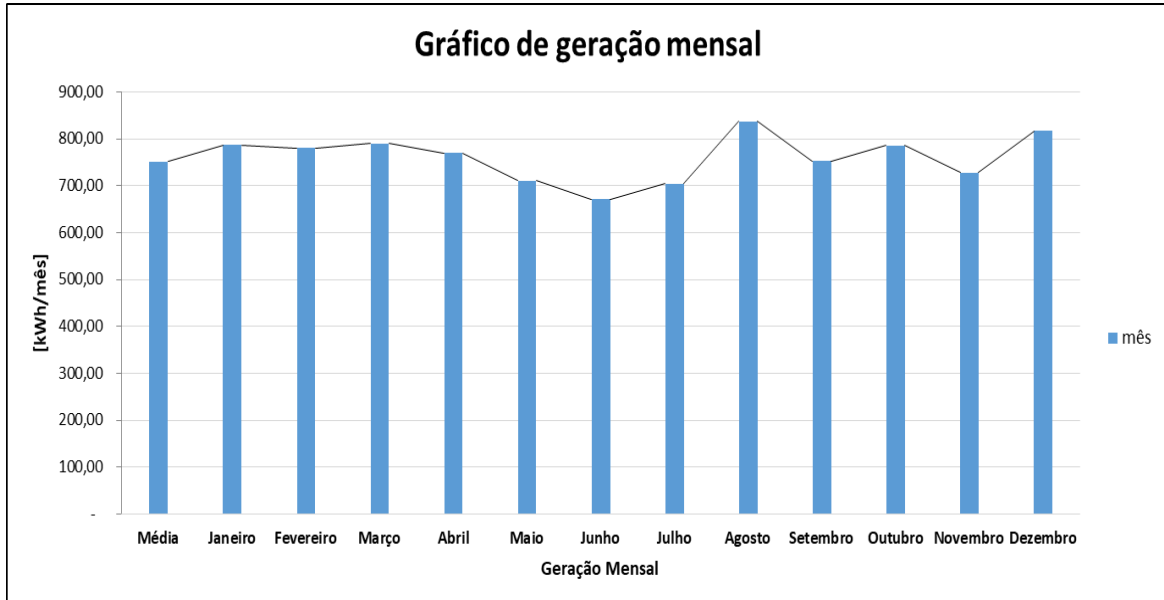
3.5.2 Cenário 2 – Guaratinguetá/SP

Considerando os recursos solares em Guaratinguetá e a necessidade de produção de 600 kWh/mês, utilizando as informações técnicas do painel solar Jinko 315Wp, foi calculada a quantidade de painéis necessários para produção, e em seguida foram calculadas as produções de energia mensais de acordo com a variação de radiação.

A fins de comparação, foi gerado um gráfico com as produções esperadas do sistema com as condições ideais, sem considerar nenhum tipo de perda no processo, bem como possíveis perdas de eficiência dos equipamentos, a figura 12 apresenta os resultados obtidos. OS dados de irradiação foram obtidos do CRESESB, considerando orientação dos módulos para o Norte e inclinação de 23°. Sistema com 16 painéis Jinko 315w, totalizando potência de 5,04 kWp.

A produção média mensal esta estimada em 751,17 kWh, sendo o mês de agosto o mais produtivo com 837,24 kWh e junho o menos produtivo com 670,90 kWh.

Figura 12- Produção calculada do cenário 2



Fonte: Elaboração própria

4 ESTUDO DE CASO

4.1 SISTEMA DE 3,15 kWh – LORENA/SP

O primeiro caso a ser analisado é de uma residência na cidade de Lorena-SP, que apresenta média de consumo aproximadamente 400 kWh/mês. O sistema escolhido pelo proprietário tem a potência de 3,15 kWp, incluindo 10 painéis de 315 Wp, e um inversor solar de 2,5 kW da marca Fronius. A área utilizada para instalação dos painéis fotovoltaicos é de 20m².

As características físicas do local a serem instalados os painéis fotovoltaicos, influenciam diretamente na produção de energia do sistema. Na propriedade do cenário 1, a inclinação do módulo considerada, bem como o desvio azimutal, diz respeito ao telhado onde os módulos foram instalados. Os valores considerados, medidos no local, são de 20° de inclinação e -30° de desvio em relação ao norte geográfico.

Com os dados reais do local onde os painéis serão instalados, foram realizadas simulações para se obter valores de produção mais próximos da realidade.

Para quantificar a irradiação incidente sobre o plano dos módulos FV utilizou-se o programa Radasol, desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS, 2002). Este programa considera a localização geográfica, pela latitude e longitude, e a inclinação dos módulos em relação ao norte geográfico. Este programa foi calibrado com os valores de irradiação média diária mensal pelo Projeto SWERA (PEREIRA et al.,2006) (2007).

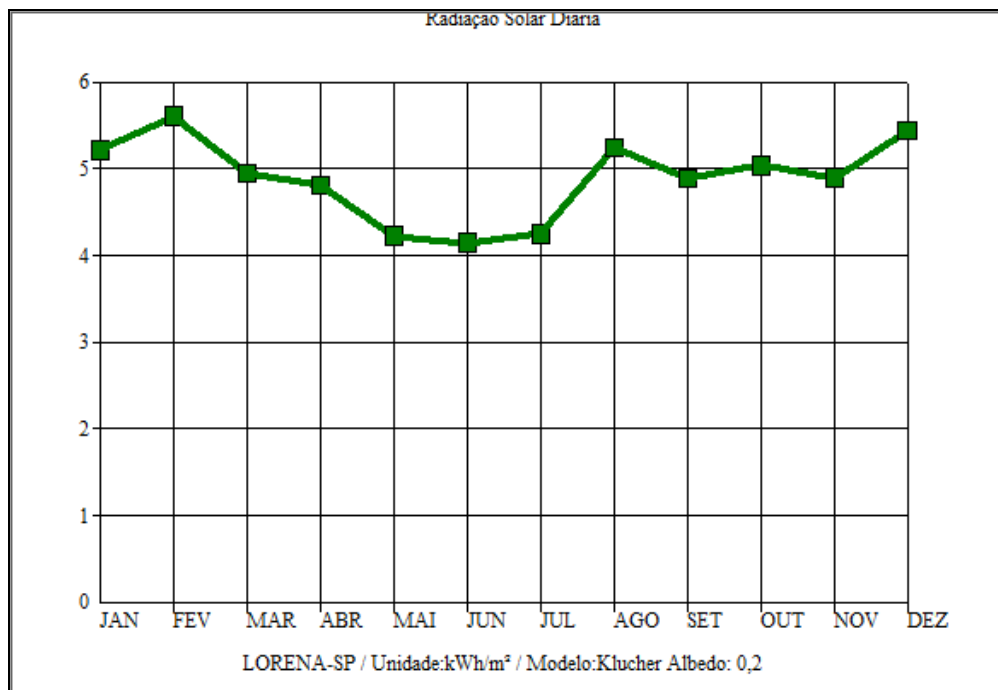
Os resultados gerados pelo software RADIUSOL estão apresentados na tabela 4 e figura 13.

Tabela 4 - Irradiação calculada pelo software Radiasol

Azimet -29°	Inclinação 21°
Mês	Irradiação média (kWh/m ² /dia)
Janeiro	5,22
Fevereiro	5,61
Março	4,95
Abril	4,81
Maio	4,23
Junho	4,15
Julho	4,25
Agosto	5,24
Setembro	4,88
Outubro	5,04
Novembro	4,90
Dezembro	5,44
Média Anual	4,89

Fonte: Adaptado RADIUSOL (2001)

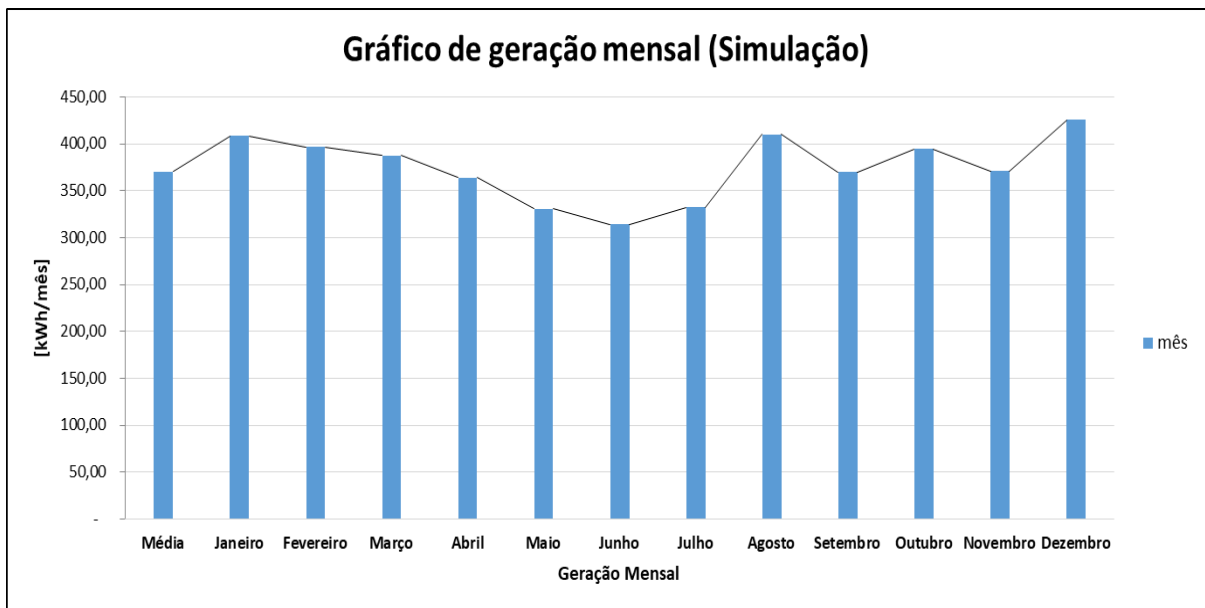
Figura 13 - Média de radiação solar Diária por metro quadrado



Fonte: RADIUSOL (2001)

Após simulação de produção utilizando o conceito da equação (5) com perdas de rendimento do sistema em 20% considerando dados da tabela 3, e dados de irradiação gerados pelo software Radasol, obtêm-se os resultados apresentados na figura 14, onde a produção média mensal foi de 370,57 kWh/mês, com mês de dezembro sendo o mais produtivo, gerando 425,58 kWh e o mês de Junho sendo o menos produtivo com 314,02 kWh de produção.

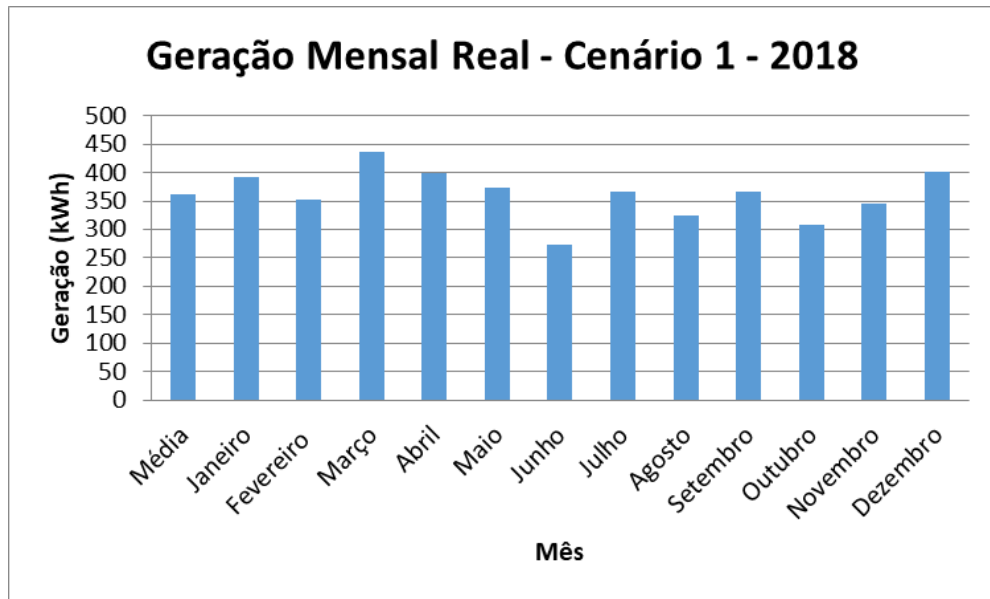
Figura 14 - Simulação de geração mensal - Cenário 1



Fonte: Elaboração própria

Depois de instalado e operando, dados de produção foram gerados pelo software do inversor solar, a figura 15 que apresenta a produção mensal real do sistema no ano de 2018, sendo esse o primeiro ano de funcionamento.

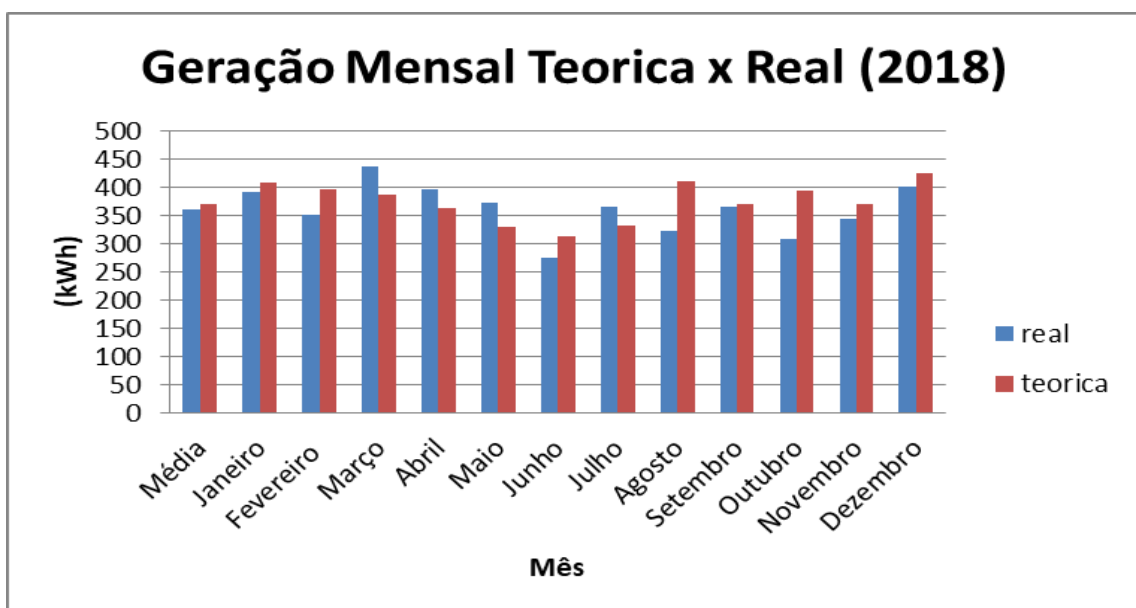
Figura 15 - Geração mensal real - cenário 1- Lorena-SP - 2018



Fonte: Elaboração própria

A figura 16 apresenta a diferença entre a produção teórica e a real no ano de 2018 na residência localizada na cidade de Lorena-SP. Houve uma variação média de 2% na produção de energia no ano, sendo em Outubro a maior variação com -22% de produção e a menor variação registrada no mês de Setembro com -1%.

Figura 16 - Comparação produção calculada x real (2018)



Fonte: Elaboração Própria

Tabela 5 - Tabela de geração solar 2018.

Ano 2018	Produção [kWh]		Varição	
	real	teórica	[kWh]	[%]
Média	361,42	370,51	-9,09	-2%
Janeiro	392,86	408,21	-15,35	-4%
Fevereiro	352,57	396,41	-43,84	-11%
Março	436,63	387,32	49,31	13%
Abril	397,80	364,23	33,57	9%
Mai	373,87	330,67	43,20	13%
Junho	274,15	314,02	-39,87	-13%
Julho	365,44	332,55	32,89	10%
Agosto	323,36	409,93	-86,57	-21%
Setembro	365,77	369,83	-4,06	-1%
Outubro	308,30	394,60	-86,30	-22%
Novembro	345,25	370,81	-25,56	-7%
Dezembro	401,02	425,58	-24,56	-6%

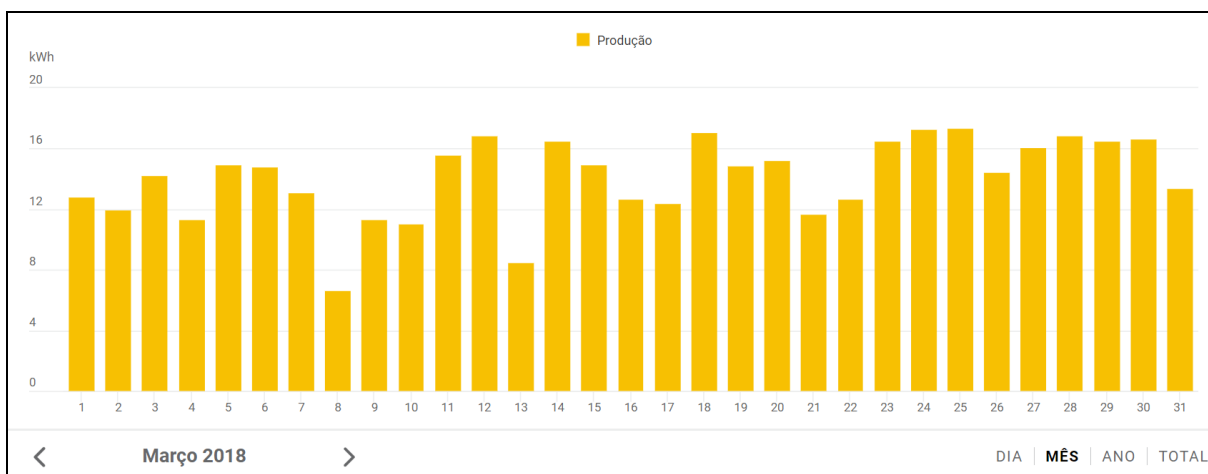
Fonte: Elaboração Própria

A tabela 5 apresenta os valores de geração real e teórico do sistema, bem como a variação medida em kWh e a proporção equivalente.

Nas figuras 13 e 14, os gráficos de produção dos meses cuja produção se destacou, devido a variação com cálculos teóricos.

A figura 17 apresenta a produção diária do mês de Março de 2018, que teve a maior produção no ano, 436,63 kWh.

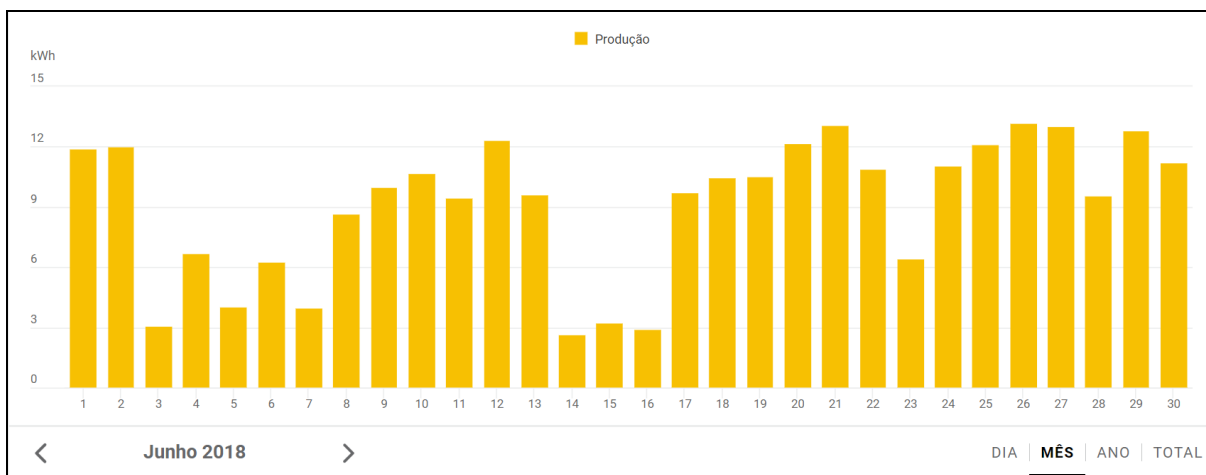
Figura 17 - Produção diária no mês de março 2018



Fonte: Fronius (2021)

A figura 18 a produção diária do mês de março de 2018, que teve variação de 13%, observamos que a maioria dos dias a produção foi superior a 12 kWh, o que provavelmente ocorreu pelo clima limpo e favorável a produção.

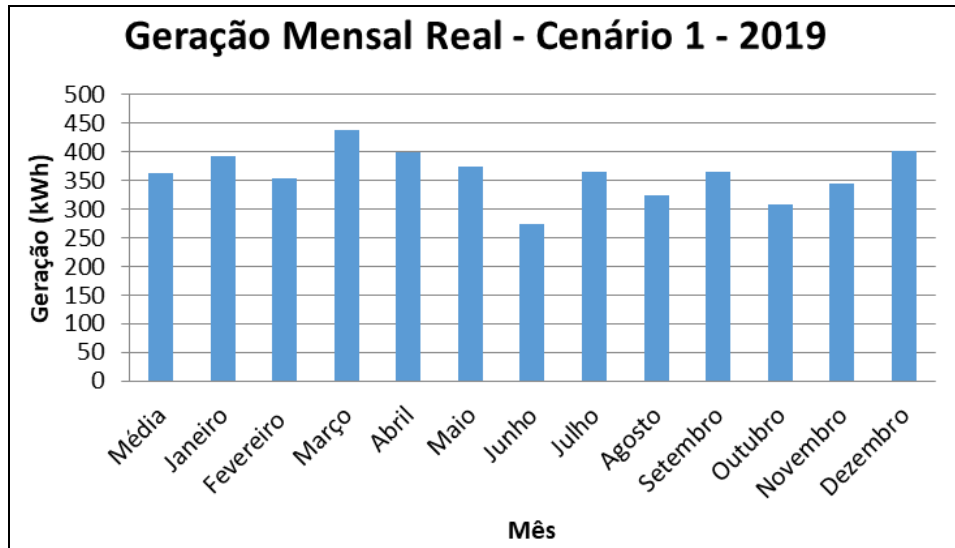
Figura 18 - Produção diária no mês de junho 2018



Fonte: Fronius (2021)

A figura 19 apresenta a produção mensal real do sistema no ano de 2019.

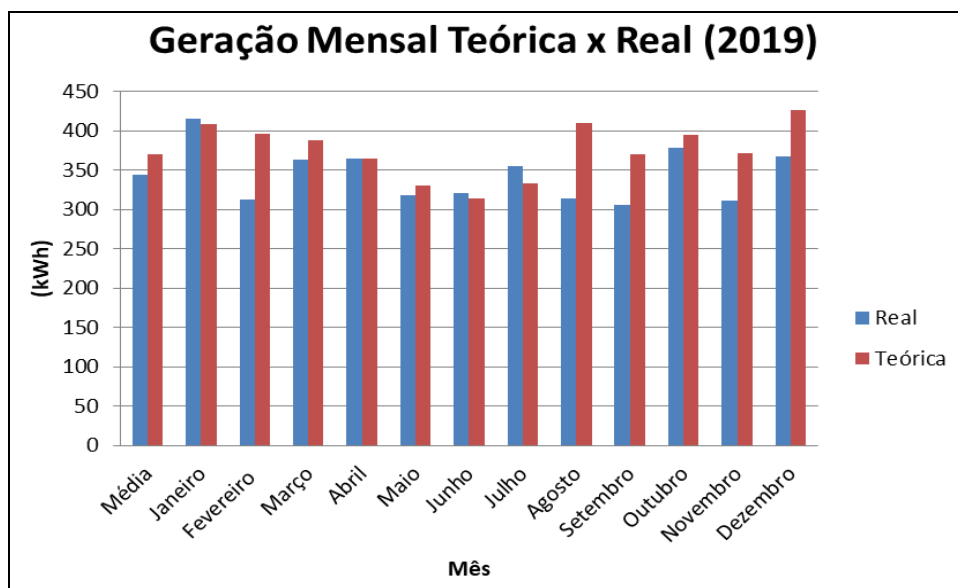
Figura 19 - Geração real - Lorena/SP



Fonte: Elaboração Própria

A figura 20 apresenta a diferença entre a produção teórica e a real no ano de 2019 na residência localizada na cidade de Lorena-SP. Houve uma variação média de -7% na produção de energia no ano, sendo em agosto a maior variação com -23% de produção e a menor variação registrada no mês de abril com 0,14%.

Figura 20 - Comparação produção teórica x real (2019)



Fonte: Elaboração Própria

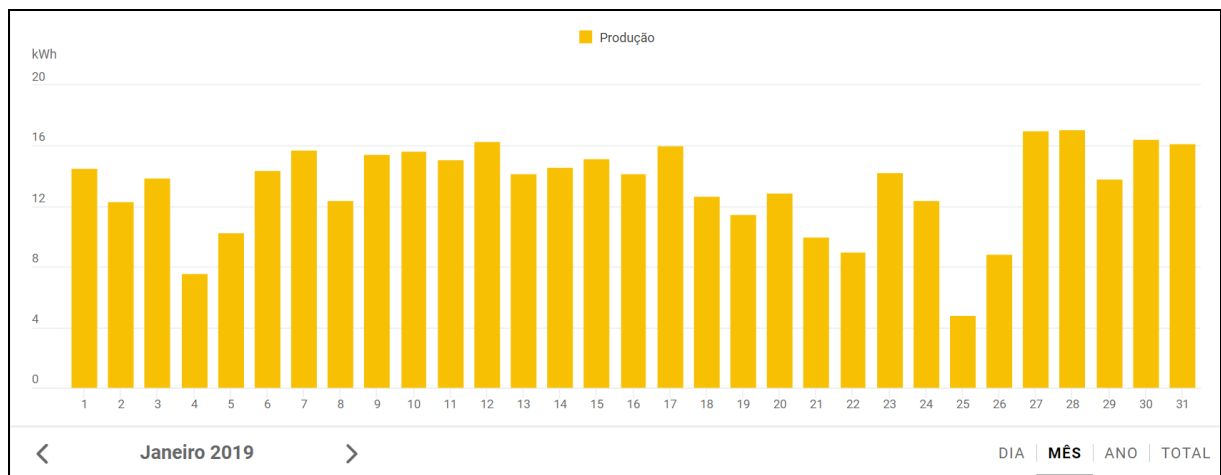
Tabela 6 - Tabela de geração solar 2019.

Ano 2019	Produção [kWh]		Variação	
	Real	Teórica	[kWh]	[%]
Média	343,87	370,51	-26,65	-7%
Janeiro	415,03	408,21	6,82	2%
Fevereiro	312,66	396,41	-83,75	-21%
Março	363,91	387,32	-23,41	-6%
Abril	364,75	364,23	0,52	0%
Maio	317,65	330,67	-13,02	-4%
Junho	320,81	314,02	6,79	2%
Julho	354,45	332,55	21,90	7%
Agosto	313,84	409,93	-96,09	-23%
Setembro	306,06	369,83	-63,77	-17%
Outubro	378,09	394,60	-16,51	-4%
Novembro	311,60	370,81	-59,21	-16%
Dezembro	367,53	425,58	-58,05	-14%

Fonte: Elaboração Própria

A figura 21 apresenta a produção diária do mês de janeiro de 2019 do qual teve variação de 2%, observa-se que a produção ultrapassou a faixa de 12 kWh na maioria dos dias.

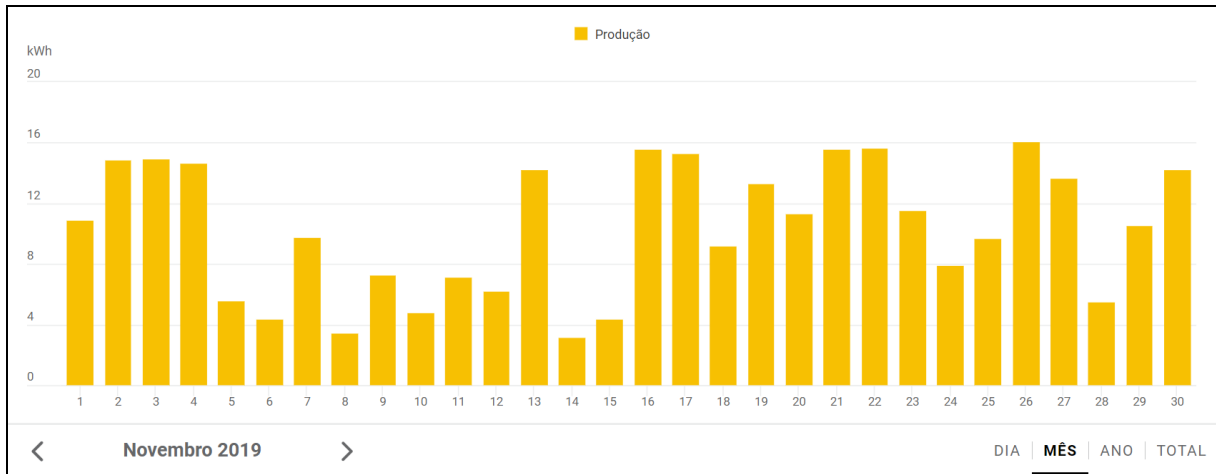
Figura 21 - Produção diária no mês de janeiro 2019 - Lorena



Fonte: Fronius (2021)

Já no mês de novembro de 2019, como se pode observar na figura 22, a produção teve variação de 16% em comparação com os cálculos teóricos, observa-se que em 10 dias a produção não ultrapassou a barreira dos 8 kWh, sendo assim um mês de produção mais baixa, com geração de 311,60 kWh.

Figura 22 - Produção diária no mês de abril 2019 - Lorena



Fonte: Fronius (2021)

4.2 SISTEMA DE 5,04 KWP – GUARATINGUETÁ/SP

O segundo caso a ser analisado, é de uma residência na cidade de Guaratinguetá-SP, que tem como média de consumo aproximadamente 600 kWh/mês. O sistema escolhido pelo proprietário tem a potência de 5,04 kWp, incluindo 16 painéis de 315 Wp e um inversor solar de 4 kWp da marca Fronius. A área utilizada para instalação dos painéis fotovoltaicos foi de 32m².

As características físicas do cenário 2, foram devidamente registrados, para maior confiabilidade dos resultados. Os valores considerados, medidos no local, são de 22° de inclinação e 4° de desvio em relação ao norte geográfico.

Com os dados reais do local onde os painéis iriam ser instalados, foram feitas simulações para se obter valores de produção mais próximos da realidade.

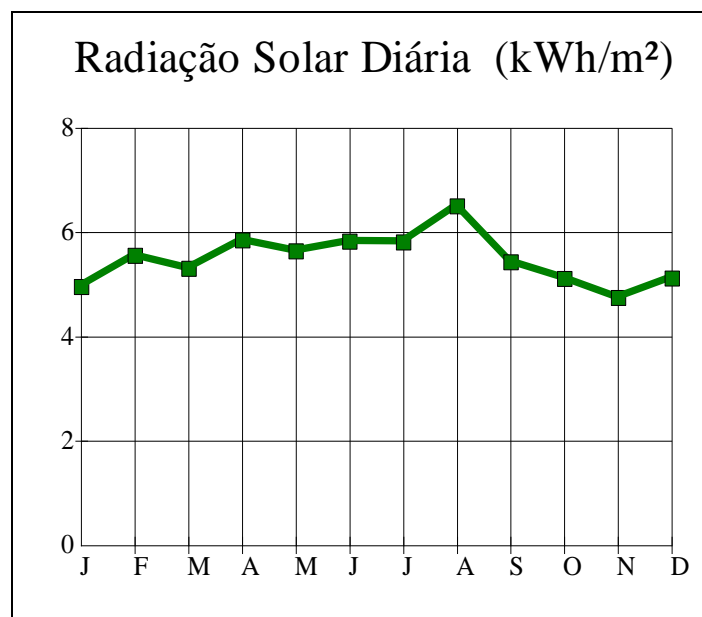
Para quantificar a irradiação incidente sobre o plano dos módulos FV, novamente foi utilizado o programa Radasol, os valores obtidos estão apresentados na tabela 7.

Tabela 7 - Irradiação calculada pelo software Radiasol em Guaratinguetá

Azimut 4°	Inclinação 22°
Mês	Irradiação média (kWh/m ² /dia)
Janeiro	4,96
Fevereiro	5,55
Março	5,31
Abril	5,85
Maio	5,64
Junho	5,82
Julho	5,81
Agosto	6,50
Setembro	5,43
Outubro	5,11
Novembro	4,74
Dezembro	5,12
Média Anual	5,49

Fonte: Adaptado RADIASOL (2001)

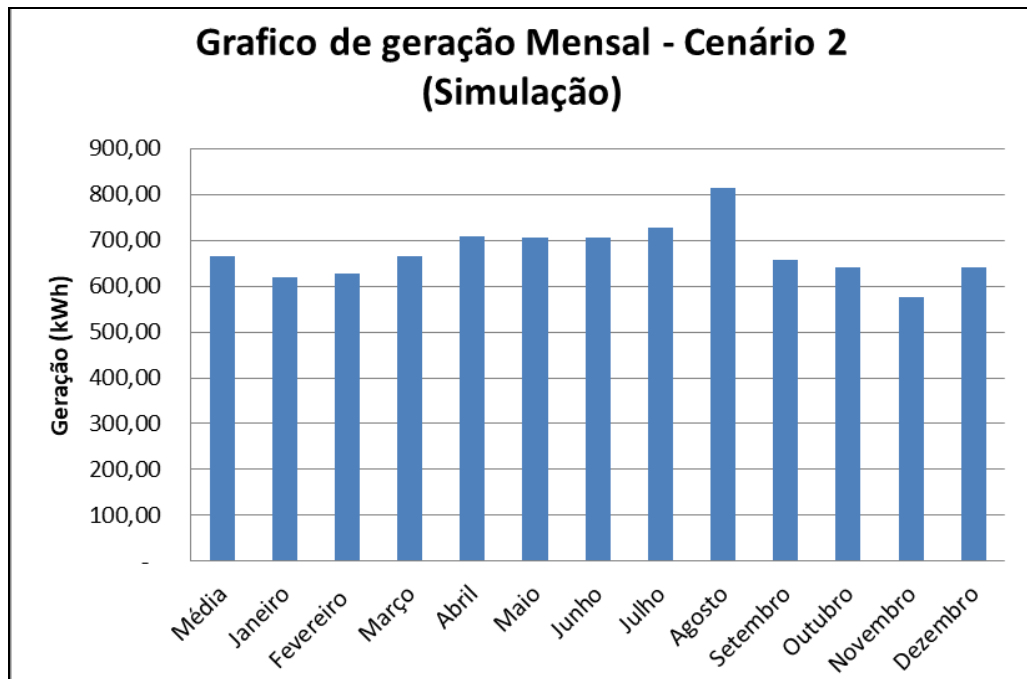
Figura 23 - Média de radiação solar Diária por metro quadrado



Fonte: Radiasol (2001)

Após simulação de produção utilizando o conceito da equação (5) e descontando 20% pelas perdas, e dados de irradiação gerados pelo software radiasol, apresenta os resultados apresentados no gráfico 24, onde a produção média mensal foi de 664,76 kWh/mês, com mês de agosto sendo o mais produtivo, gerando 814,14 kWh e o mês de Junho sendo o menos produtivo com 574,64 kWh de produção.

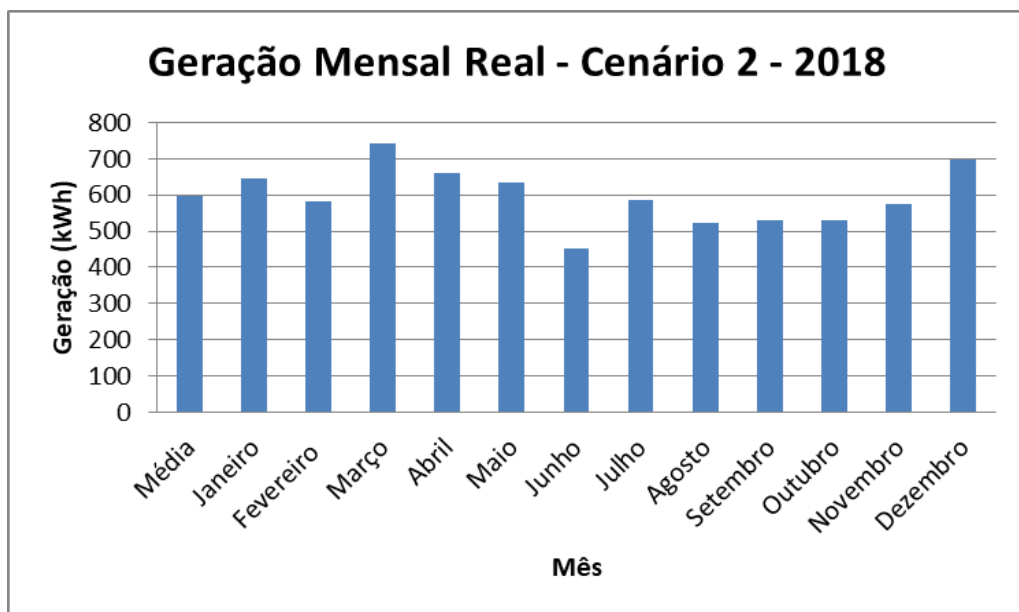
Figura 24 - Simulação de geração mensal - Guaratinguetá



Fonte: Elaboração própria

Instalado e operando, elaboramos a figura 25 que apresenta a produção mensal real do sistema no ano de 2018, sendo esse o primeiro ano de funcionamento.

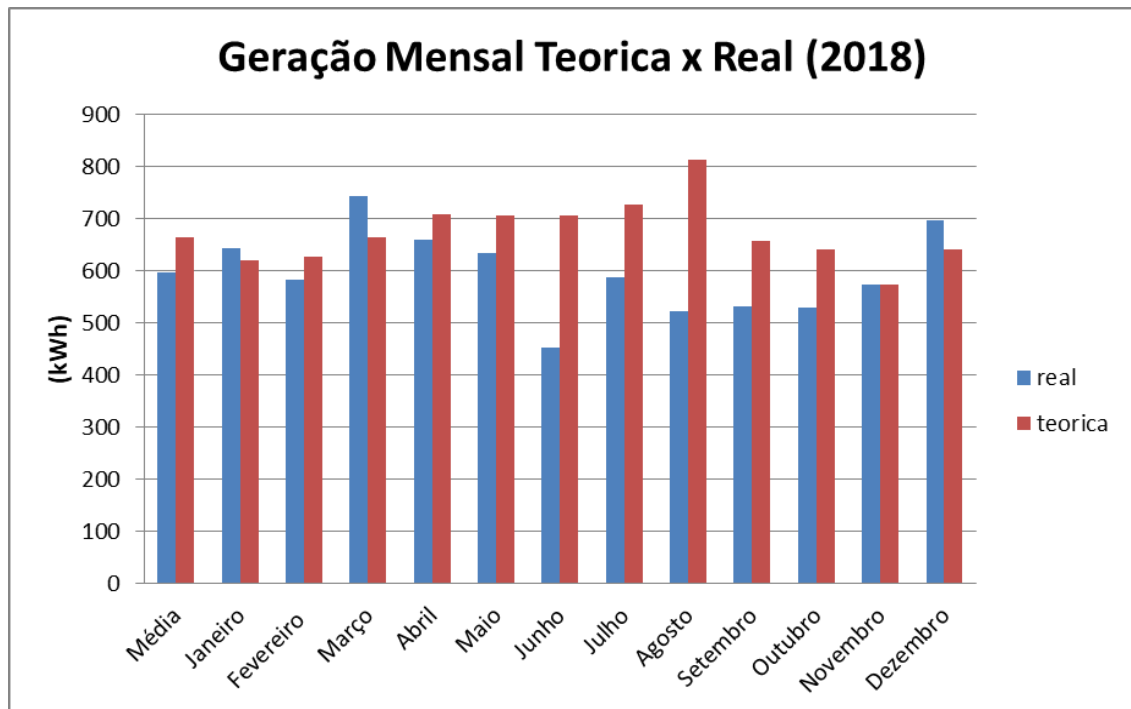
Figura 25 - Geração mensal real - cenário 2- Guaratinguetá-SP - 2018



Fonte: adaptado Fronius (2021)

A figura 26 apresenta a diferença entre a produção teórica e a real no ano de 2018 na residência localizada na cidade de Guaratinguetá-SP. Houve uma variação média de 2% na produção de energia no ano, sendo em Junho e Agosto a maior variação com -36% de produção cada, e a menor variação registrada no mês de Novembro com 0%.

Figura 26 - Comparação produção teórica x real (2018) - Guaratinguetá



Fonte: Elaboração Própria

A tabela 7 apresenta os valores de geração real e teórico do sistema, bem como a variação medida em kWh e a proporção equivalente.

Nas figuras 27 e 28 a seguir, os gráficos de produção dos meses cuja produção se destacou, sendo maior que os cálculos teórico e menor.

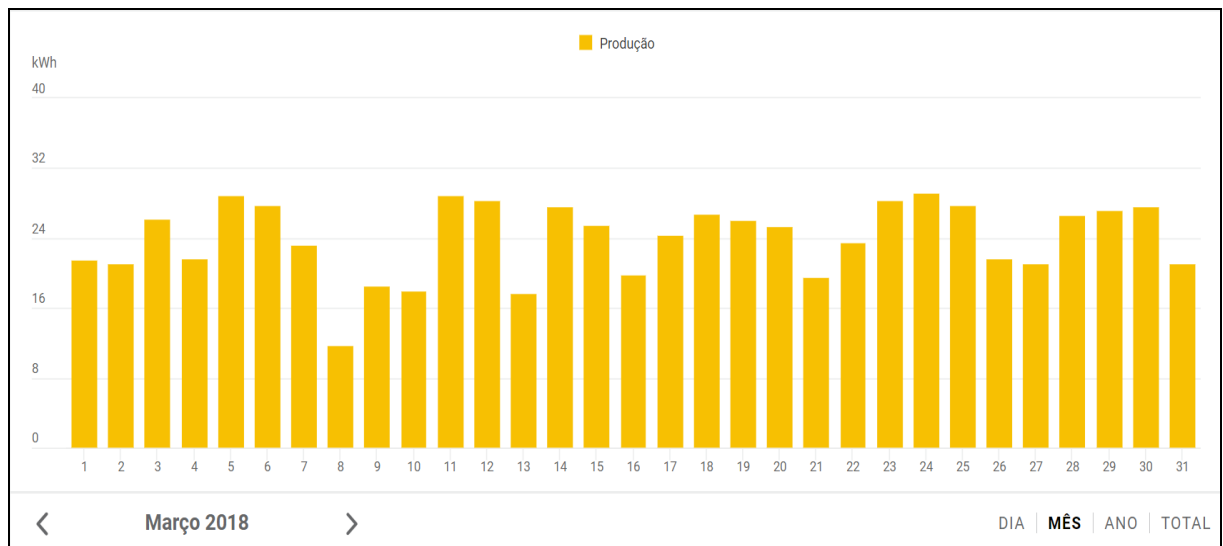
Tabela 8 - Tabela de geração solar 2018 - Guaratinguetá.

Ano 2018	Produção [kWh]		Variação	
	Real	Teórica	[kWh]	[%]
Média	596,69	664,76	-68,07	-10%
Janeiro	644,45	620,47	23,98	4%
Fevereiro	583,10	627,59	-44,49	-7%
Março	744,05	664,16	79,89	12%
Abril	659,62	708,52	-48,90	-7%
Mai	633,84	705,97	-72,13	-10%
Junho	452,34	705,37	-253,03	-36%
Julho	587,53	727,63	-140,10	-19%
Agosto	522,49	814,14	-291,65	-36%
Setembro	532,10	657,88	-125,78	-19%
Outubro	529,96	640,25	-110,29	-17%
Novembro	574,24	574,64	-0,40	0%
Dezembro	696,6	641,00	55,60	9%

Fonte: Elaboração Própria

A figura 27 apresenta a produção diária do mês de março de 2018, que teve variação de 12%, observamos que somente em um dia a produção foi abaixo de 16 kWh.

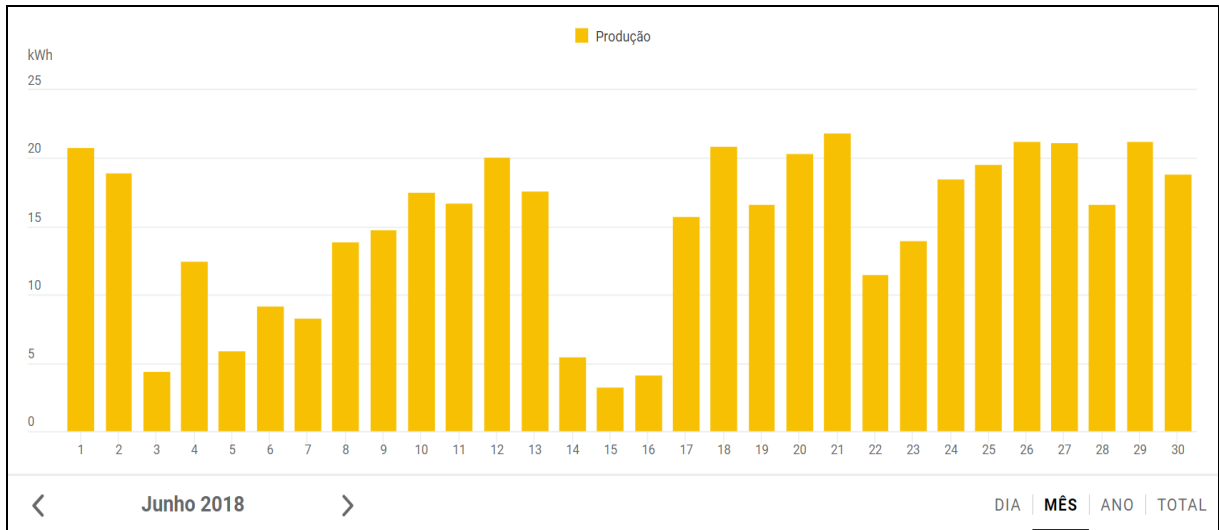
Figura 27 - Produção diária no mês de março 2018 - Guaratinguetá



Fonte: Fronius (2021)

A figura 28 apresenta a produção diária do mês de junho de 2018, cuja variação foi de 36%, observamos que em 7 dias a produção foi inferior a 10 kWh.

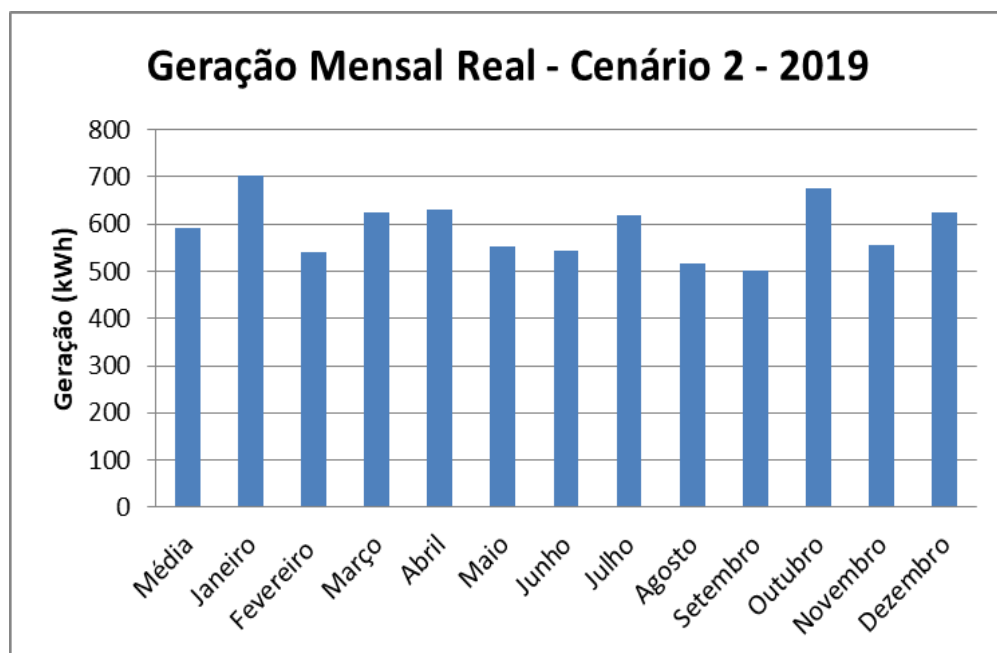
Figura 28 - Produção diária no mês de junho 2018 - Guaratinguetá



Fonte: Fronius (2021)

A figura 29 apresenta a produção mensal real do sistema no ano de 2019.

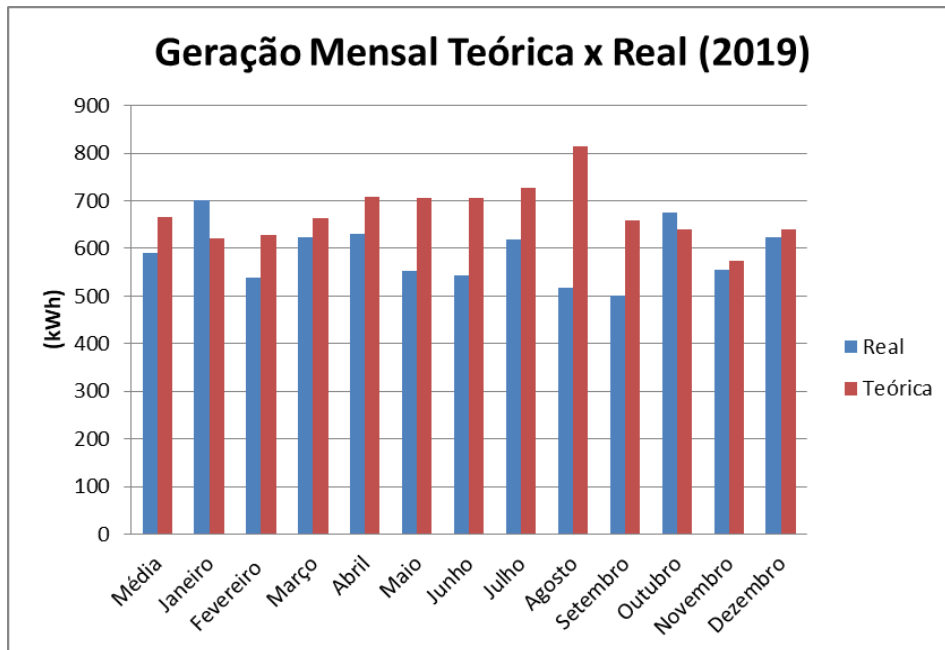
Figura 29 - Geração real - Guaratinguetá/SP



Fonte: adaptado Fronius (2021)

A figura 30 apresenta a diferença entre a produção teórica e a real no ano de 2019 na residência localizada na cidade de Guaratinguetá-SP. Houve uma variação média de -11% na produção de energia no ano, sendo em agosto a maior variação com -37% de produção e a menor variação registrada no mês de Novembro com 3%.

Figura 30 - Comparação produção teórica x real do ano de 2019 - Guaratinguetá



Fonte: Elaboração Própria

Tabela 9 - Tabela de geração solar ano de 2019 - Guaratinguetá.

Ano	Produção [kWh]		Variação	
	Real	Teórica	[kWh]	[%]
2019				
Média	589,97	664,76	-74,80	-11%
Janeiro	701,65	620,47	81,18	13%
Fevereiro	539,02	627,59	-88,57	-14%
Março	623,72	664,16	-40,44	-6%
Abril	629,53	708,52	-78,99	-11%
Maió	551,73	705,97	-154,24	-22%
Junho	543,11	705,37	-162,26	-23%
Julho	618,84	727,63	-108,79	-15%
Agosto	516,24	814,14	-297,90	-37%
Setembro	501,55	657,88	-156,33	-24%
Outubro	674,91	640,25	34,66	5%
Novembro	555,48	574,64	-19,16	-3%
Dezembro	623,8	641,00	-17,20	-3%

Fonte: Elaboração Própria

Analisando a tabela 9 e a figura 30, observa-se que a produção está 11% menor que o previsto para o ano de 2019, tendo variações mensais de -37% a +13%.

5 ANÁLISE ECONÔMICA

5.1 PROCEDIMENTOS RELACIONADOS A ANÁLISE DE RETORNO DO INVESTIMENTO

A análise de retorno do investimento dos sistemas fotovoltaicos será realizada com os seguintes requisitos:

- Custos dos equipamentos, incluindo instalação e projeto.
- Dados de geração, obtidos por software de monitoramento.
- Tarifas cobradas pela concessionária por kWh consumidos.
- Tempo de análise do investimento de 25 anos, que é o tempo de garantia dos módulos FV ofertada pelos fabricantes.
- Valor do investimento.

Para este estudo, utilizaremos indicadores de análise de investimentos, serão aplicados os seguintes métodos: payback composto, valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR).

5.1.1 Payback

“O payback é o período de tempo em que ocorre o retorno do investimento inicial (BRITO, 2012)”. Este método mede o tempo estimado para a recuperação do capital inicialmente investido.

Segundo Brom (2011), as principais aplicações da metodologia do payback são as seguintes:

O método de payback é frequentemente utilizado para decisões de investimento pouco importantes, pois trata-se de uma metodologia simples e rápida: aquisição de pequenas máquinas, reformas, pequenas construções etc.;

Como metodologia para auxiliar na avaliação de grandes projetos, o payback, além de indicar o tempo de vinculação dos recursos a um dado projeto, apresenta, também, indicador auxiliar para liquidez e risco: quanto mais curto o payback, menor o risco e maior a liquidez do projeto e vice-versa.

A regra de decisão do método de período de payback é apresentada conforme os itens a seguir:

- a) Se o investimento se pagar dentro do período de tempo estabelecido pelo investidor, aceita-se o projeto de investimento;
- b) Se o investimento não se pagar dentro do período de tempo estabelecido pelo investidor, rejeita-se o projeto de investimento.

5.1.2 Valor Presente Líquido (VPL)

“O Valor Presente Líquido (VPL) é a soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para instante presente, ou seja, o investimento inicial (MOTTA E CALÔBA, 2012)”.

Também conhecido como método de avaliação de fluxos de caixa descontados, o VPL proporciona uma comparação entre o valor do investimento e o valor dos retornos esperados, com todos os valores considerados no momento atual (BROM E BALIAN, 2007).

Este método permite avaliar, em valor atual, todos os fluxos de caixa pertinentes a um determinado projeto de investimento. Para medir o VPL correspondente, faz-se uma estimativa do valor atual para os futuros fluxos de reais gerados e deduz-se o investimento feito inicialmente. Matematicamente, o VPL pode ser calculado conforme a equação (6):

$$\text{VPL} = -\text{Investimento} + \frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n} \quad (6)$$

Onde:

FCn= fluxo de caixa após imposto no ano n (R\$)

i = taxa de desconto ou de atratividade (%)

n = vida do projeto em anos

VPL= valor presente líquido (R\$)

Existe uma regra de decisão básica pelo método VPL, conforme a seguir:

- a) Se $\text{VPL} > 0$: o projeto é viável (aceita-se o projeto de investimento), pois os retornos oferecidos cobrirão o capital investido.
- b) Se $\text{VPL} = 0$: VPL o projeto de investimento apresenta-se indiferente, pois o retorno do investimento apenas cobrirá o capital investido e o retorno cobrado pelo investidor (não oferece qualquer vantagem ou ganho);

- c) Se $VPL < TMA$: o projeto é rejeitado, pois os retornos oferecidos não cobrirão o capital investido acrescido de retorno mínimo exigido pelo investidor.

5.1.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) representa a taxa média periódica de retorno de um projeto suficiente para suprir, de forma integral, o investimento realizado. Para fins de cálculo, a TIR não depende de qualquer informação externa ao próprio fluxo de caixa do projeto de investimento, igualando as saídas e as entradas e, posteriormente, um VPL igual a zero, conforme equação (7):

$$-Investimento + \frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n} = 0 \quad (7)$$

Onde:

FCn= fluxo de caixa após imposto no ano n (R\$)

i = taxa de desconto ou de atratividade (%)

n = vida do projeto em anos

Um ponto importante a ser elencado para aceitação, indiferença ou rejeição da TIR é se determinar a taxa mínima de atratividade (TMA). Brom (2011) a define como uma taxa de retorno minimamente requerida pelo investidor, ou seja, de um retorno mínimo aceitável pelo investidor. Esta também pode ser definida como o custo de capital (próprio) da empresa, que é a expectativa mínima de remuneração dos investidores.

Assim como para o VPL, existe uma regra de decisão básica pelo método TIR, conforme a seguir:

- a) Se $TIR > TMA$: aceita-se o projeto de investimento;
- b) Se $TIR = TMA$: VPL será zero (indiferente);
- c) Se $TIR < TMA$: rejeita-se o projeto de investimento.

5.1.4 Índice de lucratividade (IL)

O índice de lucratividade (IL) é um método que considera a relação entre o valor atual líquido do investimento e o valor inicial do investimento. Segundo o Sebrae (2013), “o índice de lucratividade é um dos principais indicadores econômicos das empresas e consumidores, pois está relacionado diretamente à sua competitividade”. Este é calculado conforme a equação (8):

$$IL = \frac{\frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n}}{\text{Investimento}} \quad (8)$$

Onde:

FCn= fluxo de caixa após imposto no ano n (R\$)

i = taxa de desconto ou de atratividade (%)

IL= Índice de lucratividade

n = vida do projeto em anos

A regra de decisão básica para o índice de lucratividade é dada conforme a seguir:

- a) Se **IL > 1**: recomenda-se o projeto de investimento (quanto maior o índice, mais atrativo será o investimento);
- b) Se **IL < 1**: o investimento deverá ser rejeitado.

5.1.5 Taxas de atratividade a serem consideradas

Para fins de comparação, com finalidade de orientar investidores, foram utilizadas 3 taxas de juros no estudo, a primeira taxa de 1,4% ao ano que é a taxa de juros da poupança, que é equivalente a 70% da taxa SELIC que atualmente é de 2%, as outras 2 taxas de 4% e 12% aa.

5.2 ESTUDO DE CASO 1 – RESIDÊNCIA NA CIDADE DE LORENA/SP

Com base nos dados fornecidos pelo proprietário da usina fotovoltaica localizada na cidade de Lorena-SP, o sistema em estudo é composto dos equipamentos descritos na tabela 9, com os respectivos investimentos necessários.

Tabela 10 - Tabela de valores de investimento

Investimento do Projeto				
Item	Descrição	Quantidade	Valor Unitário	Valor Total
1	Painel Solar - Jinko 315Wp	10	R\$ 700,00	R\$ 7.000,00
2	Inversor Solar Fronius 2.5kWp	1	R\$ 4.000,00	R\$ 4.000,00
3	Suporte de fixação de painéis	10	R\$ 120,00	R\$ 1.200,00
4	Demais equipamentos e custos	1	R\$ 1.500,00	R\$ 1.500,00
5	Mão de Obra e comissionamento	1	R\$ 2.000,00	R\$ 2.000,00
6	Projeto com ART	1	R\$ 1.200,00	R\$ 1.200,00
Total				R\$ 16.900,00

Fonte: Elaboração Própria

O investimento em equipamentos para instalação do sistema e geração de energia através de painéis fotovoltaicos foi de R\$16.900,00, R\$5.365,08 por kW.

As tarifas médias praticadas pela concessionária de energia EDP BANDEIRANTE nas faturas de energia elétrica da propriedade no ano de 2018 foi de R\$ 0,55/kWh incluindo tarifa de energia consumida, distribuição e impostos.

A análise foi feita considerando o preço do kWh gerado pelo sistema FV igual ao valor da energia elétrica da concessionária. O tempo de retorno do investimento foi estimado considerando reajuste tarifário da energia convencional de 7% ao ano para um período de 25 anos (RÜTHER, SALAMONI et al., 2008).

Tabela 11 - Payback estimado para o município de Lorena/SP

Ano	Produção* (kWh)	Tarifa** (R\$/kWh)	Remuneração (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
2017			Instalação (Investimento inicial)	-R\$ 16.900,00
2018	4337,02	R\$ 0,55	R\$ 2.385,36	-R\$ 14.514,64
2019	4126,38	R\$ 0,59	R\$ 2.428,37	-R\$ 12.086,26
2020	4093,37	R\$ 0,63	R\$ 2.577,57	-R\$ 9.508,69
2021	4060,62	R\$ 0,67	R\$ 2.735,94	-R\$ 6.772,75
2022	4028,14	R\$ 0,72	R\$ 2.904,04	-R\$ 3.868,71
2023	3995,91	R\$ 0,77	R\$ 3.082,46	-R\$ 786,25
2024	3963,94	R\$ 0,83	R\$ 3.271,85	R\$ 2.485,59
2025	3932,23	R\$ 0,88	R\$ 3.472,87	R\$ 5.958,46
2026	3900,78	R\$ 0,95	R\$ 3.686,24	R\$ 9.644,70
2027	3869,57	R\$ 1,01	R\$ 3.912,72	R\$ 9.557,43

*Depreciação estimada do painel fotovoltaico em 0,8% a.a. (base no datasheet do fabricante)

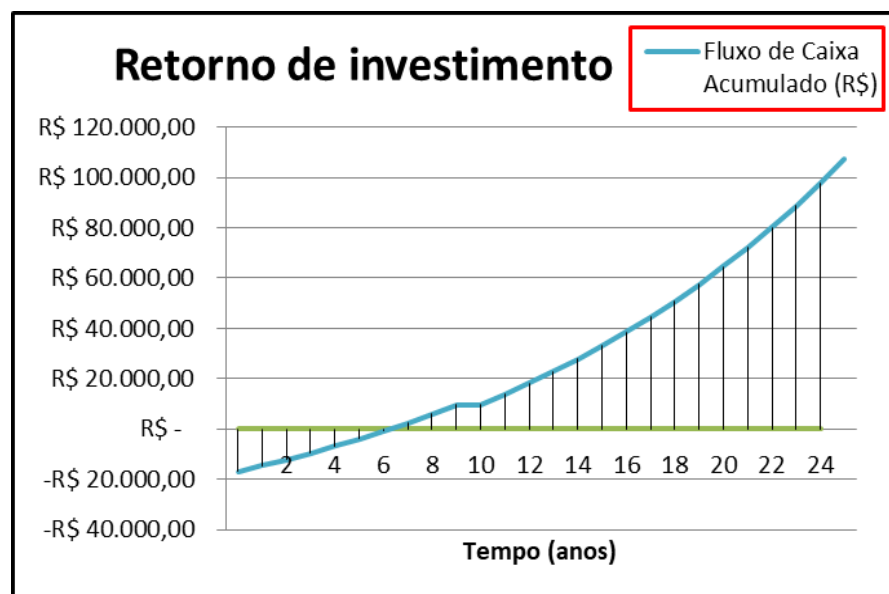
**Reajuste de 7% a.a. na tarifa (base em estatísticas passadas pela Aneel e previsões do IGPM e IRT)

Fonte: Elaboração Própria.

A tabela 11 apresenta os dados projetados para o município de Lorena/SP, tendo o retorno do investimento feito inicialmente no período de 6,5 anos.

A figura 31 apresenta todos os dados referentes ao retorno de investimento relacionado com os anos de produção de energia do sistema, considerando substituição do inversor no décimo ano.

Figura 31 - Retorno de investimento x tempo



Fonte: Elaboração Própria

No que se refere aos indicadores de viabilidade econômica VPL, TIR e IL, a tabela 12 apresenta como exemplo os dados projetados para o cenário 1, localizado no município de Lorena/SP, correspondente a taxa de atratividade de 1,4% ao ano.

Para a análise destes indicadores, são levados em consideração a análise comparativa das taxas de atratividade de 4% e 12% ao ano, apresentados nas tabelas 13 e 14, respectivamente.

Tabela 12 - VPL, TIR e IL estimados para o município de Lorena/SP

Taxa de atratividade 1,4% a.a.

Ano	Produção (kWh)(*)	Tarifa (R\$/kWh) (**)	Remuneração	Custo de Manutenção (***)	Fluxo de caixa	Valor Presente (1,4% a.a.)
2017	Instalação (Investimento inicial)			-	-R\$ 16.900,00	-R\$ 16.900,00
2018	4337,02	R\$ 0,55	R\$ 2.385,36	R\$ 150,00	R\$ 2.235,36	R\$ 2.204,50
2019	4126,38	R\$ 0,59	R\$ 2.428,37	R\$ 154,50	R\$ 2.273,87	R\$ 2.211,52
2020	4093,37	R\$ 0,63	R\$ 2.577,57	R\$ 159,14	R\$ 2.418,44	R\$ 2.319,64
2021	4060,62	R\$ 0,67	R\$ 2.735,94	R\$ 163,91	R\$ 2.572,03	R\$ 2.432,90
2022	4028,14	R\$ 0,72	R\$ 2.904,04	R\$ 168,83	R\$ 2.735,21	R\$ 2.551,53
2023	3995,91	R\$ 0,77	R\$ 3.082,46	R\$ 173,89	R\$ 2.908,57	R\$ 2.675,79
2024	3963,94	R\$ 0,83	R\$ 3.271,85	R\$ 179,11	R\$ 3.092,74	R\$ 2.805,93
2025	3932,23	R\$ 0,88	R\$ 3.472,87	R\$ 184,48	R\$ 3.288,39	R\$ 2.942,25
2026	3900,78	R\$ 0,95	R\$ 3.686,24	R\$ 190,02	R\$ 3.496,23	R\$ 3.085,02
2027	3869,57	R\$ 1,01	R\$ 3.912,72	R\$ 195,72	R\$ 3.717,01	R\$ 3.234,55
2028	3838,61	R\$ 1,08	R\$ 4.153,12	R\$ 201,59	R\$ 3.951,53	R\$ 3.391,16
2029	3807,90	R\$ 1,16	R\$ 4.408,29	R\$ 207,64	R\$ 4.200,66	R\$ 3.555,18
2030	3777,44	R\$ 1,24	R\$ 4.679,14	R\$ 213,86	R\$ 4.465,27	R\$ 3.726,96
2031	3747,22	R\$ 1,33	R\$ 4.966,62	R\$ 220,28	R\$ 4.746,34	R\$ 3.906,86
2032	3717,24	R\$ 1,42	R\$ 5.271,77	R\$ 226,89	R\$ 5.044,88	R\$ 4.095,26
2033	3687,51	R\$ 1,52	R\$ 5.595,67	R\$ 233,70	R\$ 5.361,97	R\$ 4.292,57
2034	3658,01	R\$ 1,62	R\$ 5.939,47	R\$ 240,71	R\$ 5.698,76	R\$ 4.499,20
2035	3628,74	R\$ 1,74	R\$ 6.304,39	R\$ 247,93	R\$ 6.056,46	R\$ 4.715,59
2036	3599,71	R\$ 1,86	R\$ 6.691,73	R\$ 255,36	R\$ 6.436,36	R\$ 4.942,19
2037	3570,91	R\$ 1,99	R\$ 7.102,87	R\$ 263,03	R\$ 6.839,84	R\$ 5.179,49
2038	3542,35	R\$ 2,13	R\$ 7.539,27	R\$ 270,92	R\$ 7.268,35	R\$ 5.427,99
2039	3514,01	R\$ 2,28	R\$ 8.002,48	R\$ 279,04	R\$ 7.723,44	R\$ 5.688,21
2040	3485,90	R\$ 2,44	R\$ 8.494,15	R\$ 287,42	R\$ 8.206,74	R\$ 5.960,71
2041	3458,01	R\$ 2,61	R\$ 9.016,03	R\$ 296,04	R\$ 8.720,00	R\$ 6.246,05
2042	3430,34	R\$ 2,79	R\$ 9.569,98	R\$ 304,92	R\$ 9.265,06	R\$ 6.544,85
					TOTAL	R\$ 81.735,89
				VPL	R\$ 81.735,89	VPL > 0
				TIR	18%	TIR > TMA
				IL	5,84	IL > 1

*Depreciação estimada do painel fotovoltaico em 0,8% a.a. (datasheet do fabricante)

**Reajuste de 7% a.a. na tarifa (base em estatísticas passadas pela Aneel e previsões do IGPM e IRT)

*** Custo de manutenção com reajuste de 3% ao ano

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 13 - VPL, TIR e IL estimados para o município de Lorena/SP

Taxa de atratividade 4% a.a.

Ano	Produção (kWh)(*)	Tarifa (**) (R\$/kWh)	Remuneração	Custo de Manutenção (***)	Fluxo de caixa	Valor Presente (4% a.a.)
2017	Instalação (Investimento inicial)			-	-R\$ 16.900,00	-R\$ 16.900,00
2018	4337,02	R\$0,55	R\$ 2.385,36	R\$ 150,00	R\$ 2.235,36	R\$ 2.149,39
2019	4126,38	R\$0,59	R\$ 2.428,37	R\$ 154,50	R\$ 2.273,87	R\$ 2.102,32
2020	4093,37	R\$ 0,63	R\$ 2.577,57	R\$ 159,14	R\$ 2.418,44	R\$ 2.149,98
2021	4060,62	R\$ 0,67	R\$ 2.735,94	R\$ 163,91	R\$ 2.572,03	R\$ 2.198,58
2022	4028,14	R\$ 0,72	R\$ 2.904,04	R\$ 168,83	R\$ 2.735,21	R\$ 2.248,14
2023	3995,91	R\$ 0,77	R\$ 3.082,46	R\$ 173,89	R\$ 2.908,57	R\$ 2.298,68
2024	3963,94	R\$ 0,83	R\$ 3.271,85	R\$ 179,11	R\$ 3.092,74	R\$ 2.350,23
2025	3932,23	R\$ 0,88	R\$ 3.472,87	R\$ 184,48	R\$ 3.288,39	R\$ 2.402,79
2026	3900,78	R\$ 0,95	R\$ 3.686,24	R\$ 190,02	R\$ 3.496,23	R\$ 2.456,40
2027	3869,57	R\$ 1,01	R\$ 3.912,72	R\$ 195,72	R\$ 3.717,01	R\$ 2.511,08
2028	3838,61	R\$ 1,08	R\$ 4.153,12	R\$ 201,59	R\$ 3.951,53	R\$ 2.566,84
2029	3807,90	R\$ 1,16	R\$ 4.408,29	R\$ 207,64	R\$ 4.200,66	R\$ 2.623,72
2030	3777,44	R\$ 1,24	R\$ 4.679,14	R\$ 213,86	R\$ 4.465,27	R\$ 2.681,73
2031	3747,22	R\$ 1,33	R\$ 4.966,62	R\$ 220,28	R\$ 4.746,34	R\$ 2.740,89
2032	3717,24	R\$ 1,42	R\$ 5.271,77	R\$ 226,89	R\$ 5.044,88	R\$ 2.801,24
2033	3687,51	R\$ 1,52	R\$ 5.595,67	R\$ 233,70	R\$ 5.361,97	R\$ 2.862,80
2034	3658,01	R\$ 1,62	R\$ 5.939,47	R\$ 240,71	R\$ 5.698,76	R\$ 2.925,59
2035	3628,74	R\$ 1,74	R\$ 6.304,39	R\$ 247,93	R\$ 6.056,46	R\$ 2.989,64
2036	3599,71	R\$ 1,86	R\$ 6.691,73	R\$ 255,36	R\$ 6.436,36	R\$ 3.054,97
2037	3570,91	R\$ 1,99	R\$ 7.102,87	R\$ 263,03	R\$ 6.839,84	R\$ 3.121,61
2038	3542,35	R\$ 2,13	R\$ 7.539,27	R\$ 270,92	R\$ 7.268,35	R\$ 3.189,60
2039	3514,01	R\$ 2,28	R\$ 8.002,48	R\$ 279,04	R\$ 7.723,44	R\$ 3.258,95
2040	3485,90	R\$ 2,44	R\$ 8.494,15	R\$ 287,42	R\$ 8.206,74	R\$ 3.329,69
2041	3458,01	R\$ 2,61	R\$ 9.016,03	R\$ 296,04	R\$ 8.720,00	R\$ 3.401,86
2042	3430,34	R\$ 2,79	R\$ 9.569,98	R\$ 304,92	R\$ 9.265,06	R\$ 3.475,48
TOTAL					R\$ 50.992,22	
VPL			R\$ 50.992,22		VPL > 0	
TIR			18%		TIR > TMA	
IL			4,02		IL > 1	

*Depreciação estimada do painel fotovoltaico em 0,8% a.a. (datasheet do fabricante)

**Reajuste de 7% a.a. na tarifa (base em estatísticas passadas pela Aneel e previsões do IGPM e IRT)

*** Custo de manutenção com reajuste de 3% ao ano

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 14 - VPL, TIR e IL estimados para o município de Lorena/SP –
Taxa de atratividade 12% a.a.

Ano	Produção (kWh)(*)	Tarifa (R\$/kWh) (**)	Remuneração	Custo de Manutenção (***)	Fluxo de caixa	Valor Presente (12% a.a.)
2017	Instalação (Investimento inicial)			-	-R\$ 16.900,00	-R\$ 16.900,00
2018	4337,02	R\$ 0,55	R\$ 2.385,36	R\$ 150,00	R\$ 2.235,36	R\$ 1.995,86
2019	4126,38	R\$ 0,59	R\$ 2.428,37	R\$ 154,50	R\$ 2.273,87	R\$ 1.812,72
2020	4093,37	R\$ 0,63	R\$ 2.577,57	R\$ 159,14	R\$ 2.418,44	R\$ 1.721,40
2021	4060,62	R\$ 0,67	R\$ 2.735,94	R\$ 163,91	R\$ 2.572,03	R\$ 1.634,57
2022	4028,14	R\$ 0,72	R\$ 2.904,04	R\$ 168,83	R\$ 2.735,21	R\$ 1.552,03
2023	3995,91	R\$ 0,77	R\$ 3.082,46	R\$ 173,89	R\$ 2.908,57	R\$ 1.473,57
2024	3963,94	R\$ 0,83	R\$ 3.271,85	R\$ 179,11	R\$ 3.092,74	R\$ 1.399,00
2025	3932,23	R\$ 0,88	R\$ 3.472,87	R\$ 184,48	R\$ 3.288,39	R\$ 1.328,12
2026	3900,78	R\$ 0,95	R\$ 3.686,24	R\$ 190,02	R\$ 3.496,23	R\$ 1.260,77
2027	3869,57	R\$ 1,01	R\$ 3.912,72	R\$ 195,72	R\$ 3.717,01	R\$ 1.196,78
2028	3838,61	R\$ 1,08	R\$ 4.153,12	R\$ 201,59	R\$ 3.951,53	R\$ 1.135,97
2029	3807,90	R\$ 1,16	R\$ 4.408,29	R\$ 207,64	R\$ 4.200,66	R\$ 1.078,20
2030	3777,44	R\$ 1,24	R\$ 4.679,14	R\$ 213,86	R\$ 4.465,27	R\$ 1.023,32
2031	3747,22	R\$ 1,33	R\$ 4.966,62	R\$ 220,28	R\$ 4.746,34	R\$ 971,20
2032	3717,24	R\$ 1,42	R\$ 5.271,77	R\$ 226,89	R\$ 5.044,88	R\$ 921,68
2033	3687,51	R\$ 1,52	R\$ 5.595,67	R\$ 233,70	R\$ 5.361,97	R\$ 874,65
2034	3658,01	R\$ 1,62	R\$ 5.939,47	R\$ 240,71	R\$ 5.698,76	R\$ 829,99
2035	3628,74	R\$ 1,74	R\$ 6.304,39	R\$ 247,93	R\$ 6.056,46	R\$ 787,58
2036	3599,71	R\$ 1,86	R\$ 6.691,73	R\$ 255,36	R\$ 6.436,36	R\$ 747,31
2037	3570,91	R\$ 1,99	R\$ 7.102,87	R\$ 263,03	R\$ 6.839,84	R\$ 709,06
2038	3542,35	R\$ 2,13	R\$ 7.539,27	R\$ 270,92	R\$ 7.268,35	R\$ 672,76
2039	3514,01	R\$ 2,28	R\$ 8.002,48	R\$ 279,04	R\$ 7.723,44	R\$ 638,28
2040	3485,90	R\$ 2,44	R\$ 8.494,15	R\$ 287,42	R\$ 8.206,74	R\$ 605,56
2041	3458,01	R\$ 2,65	R\$ 9.016,03	R\$ 296,04	R\$ 8.720,00	R\$ 574,49
2042	3430,34	R\$ 2,79	R\$ 9.569,98	R\$ 304,92	R\$ 9.265,06	R\$ 545,00
TOTAL						R\$ 10.589,89
VPL				R\$ 10.589,89	VPL > 0	
TIR				18%	TIR > TMA	
IL				1,63	IL > 1	

*Depreciação estimada do painel fotovoltaico em 0,8% a.a. (datasheet do fabricante)

**Reajuste de 7% a.a. na tarifa (base em estatísticas passadas pela Aneel e previsões do IGPM e IRT)

*** Custo de manutenção com reajuste de 3% ao ano

Fonte: Elaboração Própria

Analisando-se a tabela 14 cuja taxa de atratividade é a mais alta, é viável investir-se na implantação do sistema solar fotovoltaico nas condições do cenário 1, localizado no município de Lorena/SP. Segundo as regras de decisão para os indicadores econômicos apresentados: $VPL > 0$ ($VPL = R\$ 10.589,89$) é viável, pois os retornos oferecidos cobrirão o capital investido, a $TIR > TMA$ ($18\% > 12\%$) devendo-se aceitar o projeto e o $IL > 1$ ($IL = 1,63$), recomendando-se o projeto de investimento.

5.3 ESTUDO DE CASO 2 – RESIDÊNCIA NA CIDADE DE GUARATINGUETÁ/SP

Com base nos dados fornecidos pelo proprietário da usina fotovoltaica localizada na cidade de Guaratinguetá-SP, o sistema em estudo é composto dos equipamentos descritos na tabela 15, com os respectivos investimentos necessários.

Tabela 15 - Tabela de valores de investimento – Sistema de Guaratinguetá

Investimento do Projeto				
Item	Descrição	Quantidade	Valor	Valor total
1	Painel Solar - Jnko 315Wp	16	R\$ 700,00	R\$ 11.200,00
2	Inversor Solar - Fronius 4 kWp	1	R\$ 5.580,00	R\$ 5.580,00
3	Suporte de fixação de paineis	16	R\$ 120,00	R\$ 1.920,00
4	Demais equipamentos e custos	1	R\$ 1.600,00	R\$ 1.600,00
5	Mão de obra e comissionamento	1	R\$ 2.400,00	R\$ 2.400,00
6	Projeto com ART	1	R\$ 1.300,00	R\$ 1.300,00
TOTAL				R\$ 24.000,00

Fonte: Elaboração Própria

Verifica-se que o investimento em equipamentos para instalação do sistema e geração de energia através de painéis fotovoltaicos, conforme pode ser visualizado na Tabela 15, é de R\$24.000,00, ou seja R\$4.761,90 por kW.

As tarifas médias praticadas pela concessionária de energia EDP BANDEIRANTE verificadas nas faturas de energia elétrica da propriedade no ano de 2018 foi de R\$ 0,55/kWh incluindo tarifa de energia consumida, distribuição e impostos.

A análise foi feita considerando o preço do kWh gerado pelo sistema FV igual ao valor da energia elétrica da concessionária. O tempo de retorno do investimento foi estimado considerando reajuste tarifário da energia convencional de 7% ao ano para um período de 25 anos (RÜTHER, SALAMONI et al., 2008).

Tabela 16 - Payback estimado para o município de Guaratinguetá/SP

Ano	Produção* (kWh)	Tarifa** (R\$/kWh)	Remuneração (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)
2017	Instalação (Investimento inicial)			-R\$ 24.000,00
2018	7160,32	R\$ 0,55	R\$ 3.938,18	-R\$ 20.061,82
2019	7079,58	R\$ 0,59	R\$ 4.166,33	-R\$ 15.895,49
2020	7022,94	R\$ 0,63	R\$ 4.422,31	-R\$ 11.473,18
2021	6966,76	R\$ 0,67	R\$ 4.694,02	-R\$ 6.779,16
2022	6911,03	R\$ 0,72	R\$ 4.982,42	-R\$ 1.796,74
2023	6855,74	R\$ 0,77	R\$ 5.288,54	R\$ 3.491,80
2024	6800,89	R\$ 0,83	R\$ 5.613,47	R\$ 9.105,27
2025	6746,48	R\$ 0,88	R\$ 5.958,36	R\$ 15.063,63
2026	6692,51	R\$ 0,95	R\$ 6.324,44	R\$ 21.388,07
2027	6638,97	R\$ 1,01	R\$ 6.713,01	R\$ 24.101,08

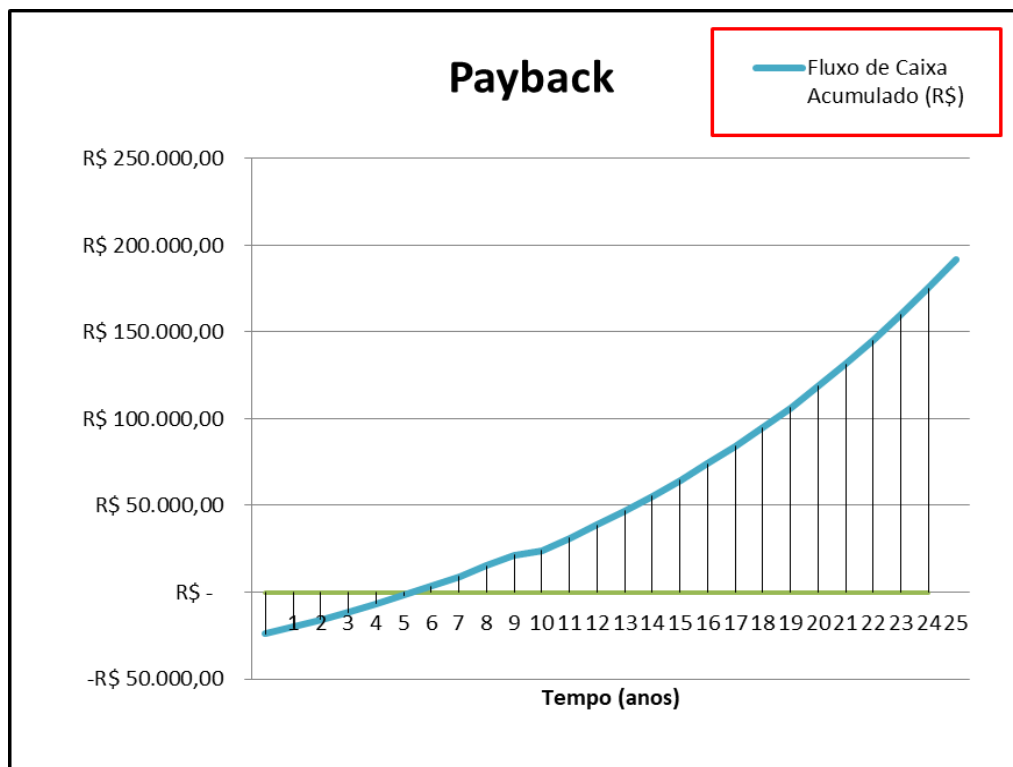
*Depreciação estimada do painel fotovoltaico em 0,8% a.a. (base no datasheet do fabricante)

**Reajuste de 7% a.a. na tarifa (base em estatísticas passadas pela Aneel e previsões do IGPM e IRT)

Fonte: Elaboração Própria

A tabela 16 apresenta os dados projetados para o município de Guaratinguetá/SP, tendo o retorno do investimento feito inicialmente no período de 5 anos e 4 meses.

Figura 32 - Gráfico de payback



Fonte: Elaboração Própria

A figura 32 apresenta todos os dados referentes ao retorno de investimento relacionado com os anos de produção de energia do sistema, considerando substituição do inversor no decimo ano.

No que se refere aos indicadores de viabilidade econômica VPL, TIR e IL, a tabela 17 apresenta como exemplo os dados projetados para o cenário 1, localizado no município de Guaratinguetá/SP, correspondente a taxa de atratividade de 1,4% ao ano.

Para a análise destes indicadores, foi levada em consideração a análise comparativa das taxas de atratividade de 4% e 12% ao ano, respectivamente, apresentadas nas tabelas 18 e 19.

Tabela 17 - VPL, TIR e IL estimados para o município de Guaratinguetá/SP

Taxa de atratividade de 1,4% a.a.

Ano	Produção (kWh)(*)	Tarifa (R\$/kWh) (**)	Remuneração	Custo de Manutenção (***)	Fluxo de caixa	Valor Presente (1,4% a.a.)
2017	Instalação (Investimento inicial)			-	-R\$ 24.000,00	-R\$ 24.000,00
2018	7160,32	R\$ 0,55	R\$ 3.938,18	R\$ 150,00	R\$ 3.788,18	R\$ 3.735,87
2019	7079,58	R\$ 0,59	R\$ 4.166,33	R\$ 154,50	R\$ 4.011,83	R\$ 3.901,82
2020	7022,94	R\$ 0,63	R\$ 4.422,31	R\$ 159,14	R\$ 4.263,18	R\$ 4.089,02
2021	6966,76	R\$ 0,67	R\$ 4.694,02	R\$ 163,91	R\$ 4.530,11	R\$ 4.285,06
2022	6911,03	R\$ 0,72	R\$ 4.982,42	R\$ 168,83	R\$ 4.813,59	R\$ 4.490,34
2023	6855,74	R\$ 0,77	R\$ 5.288,54	R\$ 173,89	R\$ 5.114,65	R\$ 4.705,31
2024	6800,89	\$ 0,83	R\$ 5.613,47	R\$ 179,11	R\$ 5.434,36	R\$ 4.930,41
2025	6746,48	R\$ 0,88	R\$ 5.958,36	R\$ 184,48	R\$ 5.773,88	R\$ 5.166,11
2026	6692,51	R\$ 0,95	R\$ 6.324,44	R\$ 190,02	R\$ 6.134,42	R\$ 5.412,93
2027	6638,97	R\$ 1,01	R\$ 6.713,01	R\$ 195,72	R\$ 6.517,30	R\$ 5.671,37
2028	6585,86	R\$ 1,08	R\$ 7.125,46	R\$ 201,59	R\$ 6.923,87	R\$ 5.941,99
2029	6533,17	R\$ 1,16	R\$ 7.563,25	R\$ 207,64	R\$ 7.355,61	R\$ 6.225,35
2030	6480,91	R\$ 1,24	R\$ 8.027,94	R\$ 213,86	R\$ 7.814,07	R\$ 6.522,05
2031	6429,06	R\$ 1,33	R\$ 8.521,17	R\$ 220,28	R\$ 8.300,89	R\$ 6.832,72
2032	6377,63	R\$ 1,42	R\$ 9.044,71	R\$ 226,89	R\$ 8.817,82	R\$ 7.158,01
2033	6326,61	R\$ 1,52	R\$ 9.600,42	R\$ 233,70	R\$ 9.366,73	R\$ 7.498,61
2034	6275,99	R\$ 1,62	R\$ 10.190,27	R\$ 240,71	R\$ 9.949,56	R\$ 7.855,23
2035	6225,79	R\$ 1,74	R\$ 10.816,36	R\$ 247,93	R\$ 10.568,43	R\$ 8.228,63
2036	6175,98	R\$ 1,86	R\$ 11.480,92	R\$ 255,36	R\$ 11.225,55	R\$ 8.619,59
2037	6126,57	R\$ 1,99	R\$ 12.186,31	R\$ 263,03	R\$ 11.923,28	R\$ 9.028,94
2038	6077,56	R\$ 2,13	R\$ 12.935,03	R\$ 270,92	R\$ 12.664,12	R\$ 9.457,53
2039	6028,94	R\$ 2,28	R\$ 13.729,76	R\$ 279,04	R\$ 13.450,72	R\$ 9.906,28
2040	5980,71	R\$ 2,44	R\$ 14.573,32	R\$ 287,42	R\$ 14.285,90	R\$ 10.376,11
2041	5932,86	R\$ 2,61	R\$ 15.468,70	R\$ 296,04	R\$ 15.172,66	R\$ 10.868,03
2042	5885,40	R\$ 2,79	R\$ 16.419,10	R\$ 304,92	R\$ 16.114,18	R\$ 11.383,07
					TOTAL	R\$ 148.290,36
				VPL	R\$ 148.290,36	VPL > 0
				TIR	21%	TIR > TMA
				IL	7,18	IL > 1

*Depreciação estimada do painel fotovoltaico em 0,8% a.a. (datasheet do fabricante)

**Reajuste de 7% a.a. na tarifa (base em estatísticas passadas pela Aneel e previsões do IGPM e IRT)

*** Custo de manutenção com reajuste de 3% ao ano

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 18 - VPL, TIR e IL estimados para o município de Guaratinguetá/SP

Taxa de atratividade 4% a.a.

Ano	Produção (kWh)(*)	Tarifa (R\$/kWh) (**)	Remuneração	Custo de Manutenção (***)	Fluxo de caixa	Valor Presente (4% a.a.)
2017	Instalação (Investimento inicial)			-	-R\$ 24.000,00	-R\$ 24.000,00
2018	7160,32	R\$ 0,55	R\$ 3.938,18	R\$ 150,00	R\$ 3.788,18	R\$ 3.642,48
2019	7079,58	R\$ 0,59	R\$ 4.166,33	R\$ 154,50	R\$ 4.011,83	R\$ 3.709,16
2020	7022,94	R\$ 0,63	R\$ 4.422,31	R\$ 159,14	R\$ 4.263,18	R\$ 3.789,95
2021	6966,76	R\$ 0,67	R\$ 4.694,02	R\$ 163,91	R\$ 4.530,11	R\$ 3.872,36
2022	6911,03	R\$ 0,72	R\$ 4.982,42	R\$ 168,83	R\$ 4.813,59	R\$ 3.956,42
2023	6855,74	R\$ 0,77	R\$ 5.288,54	R\$ 173,89	R\$ 5.114,65	R\$ 4.042,18
2024	6800,89	R\$ 0,83	R\$ 5.613,47	R\$ 179,11	R\$ 5.434,36	R\$ 4.129,67
2025	6746,48	R\$ 0,88	R\$ 5.958,36	R\$ 184,48	R\$ 5.773,88	R\$ 4.218,92
2026	6692,51	R\$ 0,95	R\$ 6.324,44	R\$ 190,02	R\$ 6.134,42	R\$ 4.309,97
2027	6638,97	R\$ 1,01	R\$ 6.713,01	R\$ 195,72	R\$ 6.517,30	R\$ 4.402,85
2028	6585,86	R\$ 1,08	R\$ 7.125,46	R\$ 201,59	R\$ 6.923,87	R\$ 4.497,62
2029	6533,17	R\$ 1,16	R\$ 7.563,25	R\$ 207,64	R\$ 7.355,61	R\$ 4.594,30
2030	6480,91	R\$ 1,24	R\$ 8.027,94	R\$ 213,86	R\$ 7.814,07	R\$ 4.692,93
2031	6429,06	R\$ 1,33	R\$ 8.521,17	R\$ 220,28	R\$ 8.300,89	R\$ 4.793,56
2032	6377,63	R\$ 1,42	R\$ 9.044,71	R\$ 226,89	R\$ 8.817,82	R\$ 4.896,23
2033	6326,61	R\$ 1,52	R\$ 9.600,42	R\$ 233,70	R\$ 9.366,73	R\$ 5.000,97
2034	6275,99	R\$ 1,62	R\$ 10.190,27	R\$ 240,71	R\$ 9.949,56	R\$ 5.107,84
2035	6225,79	R\$ 1,74	R\$ 10.816,36	R\$ 247,93	R\$10.568,43	R\$ 5.216,88
2036	6175,98	R\$ 1,86	R\$ 11.480,92	R\$ 255,36	R\$ 11.225,55	R\$ 5.328,12
2037	6126,57	R\$ 1,99	R\$ 12.186,31	R\$ 263,03	R\$ 11.923,28	R\$ 5.441,63
2038	6077,56	R\$ 2,13	R\$ 12.935,03	R\$ 270,92	R\$ 12.664,12	R\$ 5.557,44
2039	6028,94	R\$ 2,28	R\$ 13.729,76	R\$ 279,04	R\$ 13.450,72	R\$ 5.675,60
2040	5980,71	R\$ 2,44	R\$ 14.573,32	R\$ 287,42	R\$ 14.285,90	R\$ 5.796,17
2041	5932,86	R\$ 2,61	R\$ 15.468,70	R\$ 296,04	R\$ 15.172,66	R\$ 5.919,18
2042	5885,40	R\$ 2,79	R\$ 16.419,10	R\$ 304,92	R\$ 16.114,18	R\$ 6.044,70
					TOTAL	R\$ 94.637,11
			VPL	R\$ 94.637,11	VPL > 0	
			TIR	21%	TIR > TMA	
			IL	4,94	IL > 1	

*Depreciação estimada do painel fotovoltaico em 0,8% a.a. (datasheet do fabricante)

**Reajuste de 7% a.a. na tarifa (base em estatísticas passadas pela Aneel e previsões do IGPM e IRT)

*** Custo de manutenção com reajuste de 3% ao ano

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 19 - VPL, TIR e IL estimados para o município de Guaratinguetá/SP

Taxa de atratividade 12% a.a.

Ano	Produção (kWh) (*)	Tarifa (R\$/kWh) (**)	Remuneração	Custo de Manutenção (***)	Fluxo de caixa	Valor Presente (12% a.a.)
2017	Instalação (Investimento inicial)			-	-R\$ 24.000,00	-R\$ 24.000,00
2018	7160,32	R\$ 0,55	R\$ 3.938,18	R\$ 150,00	R\$ 3.788,18	R\$ 3.382,30
2019	7079,58	R\$ 0,59	R\$ 4.166,33	R\$ 154,50	R\$ 4.011,83	R\$ 3.198,21
2020	7022,94	R\$ 0,63	R\$ 4.422,31	R\$ 159,14	R\$ 4.263,18	R\$ 3.034,45
2021	6966,76	R\$ 0,67	R\$ 4.694,02	R\$ 163,91	R\$ 4.530,11	R\$ 2.878,97
2022	6911,03	R\$ 0,72	R\$ 4.982,42	R\$ 168,83	R\$ 4.813,59	R\$ 2.731,36
2023	6855,74	R\$ 0,77	R\$ 5.288,54	R\$ 173,89	R\$ 5.114,65	R\$ 2.591,24
2024	6800,89	R\$ 0,83	R\$ 5.613,47	R\$ 179,11	R\$ 5.434,36	R\$ 2.458,23
2025	6746,48	R\$ 0,88	R\$ 5.958,36	R\$ 184,48	R\$ 5.773,88	R\$ 2.331,97
2026	6692,51	R\$ 0,95	R\$ 6.324,44	R\$ 190,02	R\$ 6.134,42	R\$ 2.212,14
2027	6638,97	R\$ 1,01	R\$ 6.713,01	R\$ 195,72	R\$ 6.517,30	R\$ 2.098,40
2028	6585,86	R\$ 1,08	R\$ 7.125,46	R\$ 201,59	R\$ 6.923,87	R\$ 1.990,45
2029	6533,17	R\$ 1,16	R\$ 7.563,25	R\$ 207,64	R\$ 7.355,61	R\$ 1.888,00
2030	6480,91	R\$ 1,24	R\$ 8.027,94	R\$ 213,86	R\$ 7.814,07	R\$ 1.790,78
2031	6429,06	R\$ 1,33	R\$ 8.521,17	R\$ 220,28	R\$ 8.300,89	R\$ 1.698,53
2032	6377,63	R\$ 1,42	R\$ 9.044,71	R\$ 226,89	R\$ 8.817,82	R\$ 1.610,98
2033	6326,61	R\$ 1,52	R\$ 9.600,42	R\$ 233,70	R\$ 9.366,73	R\$ 1.527,92
2034	6275,99	R\$ 1,62	R\$ 10.190,27	R\$ 240,71	R\$ 9.949,56	R\$ 1.449,10
2035	6225,79	R\$ 1,74	R\$ 10.816,36	R\$ 247,93	R\$ 10.568,43	R\$ 1.374,31
2036	6175,98	R\$ 1,86	R\$ 11.480,92	R\$ 255,36	R\$ 11.225,55	R\$ 1.303,36
2037	6126,57	R\$ 1,99	R\$ 12.186,31	R\$ 263,03	R\$ 11.923,28	R\$ 1.236,05
2038	6077,56	R\$ 2,13	R\$ 12.935,03	R\$ 270,92	R\$ 12.664,12	R\$ 1.172,19
2039	6028,94	R\$ 2,28	R\$ 13.729,76	R\$ 279,04	R\$ 13.450,72	R\$ 1.111,60
2040	5980,71	R\$ 2,44	R\$ 14.573,32	R\$ 287,42	R\$ 14.285,90	R\$ 1.054,13
2041	5932,86	R\$ 2,61	R\$ 15.468,70	R\$ 296,04	R\$ 15.172,66	R\$ 999,61
2042	5885,40	R\$ 2,79	R\$ 16.419,10	R\$ 304,92	R\$ 16.114,18	R\$ 947,89
					TOTAL	R\$24.072,15
VPL				R\$ 24.072,15	VPL > 0	
TIR				21%	TIR > TMA	
IL				2,00	IL > 1	

*Depreciação estimada do painel fotovoltaico em 0,8% a.a. (datasheet do fabricante)

**Reajuste de 7% a.a. na tarifa (base em estatísticas passadas pela Aneel e previsões do IGPM e IRT)

*** Custo de manutenção com reajuste de 3% ao ano

Fonte: Elaboração Própria

Analisando-se a tabela 18, cuja taxa de atratividade é a mais alta, é viável investir-se na implantação do sistema solar fotovoltaico nas condições do cenário 2, localizado no município de Guaratinguetá/SP. Segundo as regras de decisão para os indicadores econômicos apresentados: $VPL > 0$ ($VPL = R\$ 24.072,15$) é viável, pois os retornos oferecidos cobrirão o capital investido, a $TIR > TMA$ ($21\% > 12\%$) devendo-se aceitar o projeto e o $IL > 1$ ($IL = 2,00$), recomendando-se o projeto de investimento.

6 ANÁLISE AMBIENTAL

Neste capítulo foi desenvolvida a análise das emissões ambientais das tecnologias envolvidas no sistema fotovoltaico. O primeiro passo tomado pelos governos de países desenvolvidos foi o tratado de Kyoto, onde foi concordado reduzir as emissões limitando a utilização das fontes convencionais de energia entre o ano 2000 e 2012 (CUCCHIELLA et al., 2012).

O desenvolvimento do mercado de painéis solares fotovoltaicos na atualidade tem mostrado a necessidade de desenvolver um método sustentável para tratamento dos resíduos dos módulos fotovoltaicos, uma vez terminada sua vida útil. As indústrias têm desenvolvido estratégias e técnicas para recuperar os materiais valiosos contidos nos produtos fotovoltaicos para ter um impacto ambiental positivo (CUCCHIELLA et al., 2012).

6.1 AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA

A avaliação do ciclo de vida ou life cycle assessment (LCA por suas siglas em inglês) é um método para explorar como a entrega ou a demanda de um produto ou serviço específico, envolve processos que podem causar impactos ambientais. A LCA ajuda a ter uma imagem completa da responsabilidade ambiental causada por um produto (ARVESEN; HERTWICH, 2012). A LCA leva em consideração os impactos diretos e indiretos através do ciclo de vida do produto, incluindo as fontes de materiais, a fabricação, a operação, o transporte e a reciclagem (YUE; YOU; DARLING, 2014).

Existem dois métodos que são utilizados para conhecer o valor de LCA. O primeiro método é o convencional, o qual é conhecido como processo LCA. Este método define e descreve as operações em termos físicos, utilizando informação que é específica para os processos envolvidos, tornando os resultados altamente detalhados e precisos. No entanto, a utilização deste método, exclui as operações que tem pouca contribuição. (AVELLA, 2016)

O segundo método, chamado análise de input-output (EEIOA - Environmentally extended input-output analysis), utiliza dados monetários dos setores econômicos. Este método não exclui operações como o processo LCA. Entretanto, a análise EEIOA é muito geral, o qual tem dificuldades com produtos específicos. O método mais utilizado na literatura é o processo LCA (ARVESEN; HERTWICH, 2012).

Segundo o Nugent e Sovacool (2014), existem quatro fases de ciclo de vida: a obtenção

da matéria prima e fabricação, a construção, a operação, a reutilização e a reciclagem.(AVELLA, 2016).

Matéria Prima e Fabricação

A fase de obtenção da matéria prima e fabricação representa toda a extração da matéria prima, o processo dos materiais e a união do produto final. Dentro da obtenção do material estão os processos de mineração, refinação e purificação do silício e outros metais ou materiais requeridos na fabricação de células fotovoltaicas, vidro, estruturas, inversores e outros equipamentos eletrônicos. Adicionalmente, a extração de petróleo para a produção de plásticos e a extração de gás natural para processos de aquecimento dos materiais é incluída também nesta fase. (NUGENT; SOVACOOOL, 2014)

Construção

As emissões de gases de efeito estufa nesta fase incluem a queima de combustíveis fósseis no transporte e na montagem do sistema no local, além das estruturas de suporte dos sistemas, cabos e subestações em alguns casos (NUGENT; SOVACOOOL, 2014).

Operação e Manutenção

No sistema de energia solar fotovoltaica, a operação inclui a manutenção, com a reposição de peças quando necessário, limpeza dos módulos, entre outros processos. (NUGENT; SOVACOOOL, 2014).

Reutilização e Reciclagem

A reutilização e reciclagem é a fase final do ciclo de vida do produto. Esta etapa envolve os processos de desconstrução, refugo, reciclagem, entre outros (NUGENT; SOVACOOOL, 2014).

6.2 IMPACTOS AMBIENTAIS DA ENERGIA SOLAR

O ciclo de vida dos sistemas solares fotovoltaicos consiste nas seguintes fases: a primeira é de fabricação ou manufatura, a segunda de transporte, a terceira é a de operação e por última a de reciclagem (SENG; LALCHAND; LIN, 2008). A energia solar fotovoltaica não produz poluentes na fase de operação. Os impactos ambientais ocorrem nas etapas de fabricação e de transporte.

Segundo Boyle (2004), na fase de manufatura, o processo de extração de silício e fabricação das células de silício consomem eletricidade, dependendo da matriz energética do país, e assim pode-se variar a quantidade de emissões. Na fase de reutilização/reciclagem, o autor aponta que a reciclagem diminui consideravelmente o impacto ambiental, já que pode recuperar-se a matéria prima para reutilizar na indústria eletrônica. No entanto, é necessária a energia elétrica para realizar a reciclagem dos materiais. Esta eletricidade pode ser fornecida pela concessionária, tendo uma porcentagem de utilização de combustíveis fósseis para a geração (SENG; LALCHAND; LIN, 2008).

De acordo com o estudo realizado por Nugent e Sovacool (2014), o intervalo de emissões de gases de efeito estufa sobre o ciclo de vida da energia solar fotovoltaica está entre 1 e 218 g CO₂-eq/kWh, com um valor médio de 49,9 g CO₂-eq/kWh. Esta variação é causada pelos fatores como fontes da matriz energética do país, o tipo de painel fotovoltaico, o tamanho do módulo solar, o local de instalação (TURCONI; BOLDRIN; ASTRUP, 2013). A obtenção de matérias primas e fabricação representam 71% das emissões, seguido da construção com 19%, a operação com 13% e reutilização/reciclagem com a porcentagem restante (3,3%).(AVELLA, 2016).

6.3 CO₂ ECONOMIZADO

Segundo Cucchiella et al. (2012) para produzir 1 kWh de eletricidade é necessário queimar 2,56 kWh de combustíveis fósseis, os quais emitem 0,53 kg de CO₂ na atmosfera. Isso significa que cada kWh produzido, utilizando combustíveis fósseis, evita a emissão de 0,53 kg de dióxido de carbono, já para produção de energia por hidrelétricas, os reservatórios de água emitem cerca de 0,08 kg de CO₂ na atmosfera. A Tabela 20 apresenta a quantidade de dióxido de carbono economizado para os dois cenários estudados considerando geração por combustíveis fósseis e por hidrelétricas, descontando o valor médio de emissão de CO₂ da geração fotovoltaica. (AVELLA, 2016).

Tabela 20 – kg de CO₂ economizados nos anos de produção

Ano	Guaratinguetá/SP			Lorena/SP		
	Produção*	Combustíveis Fósseis - FV	Hidrelétricas - FV	Produção*	Combustíveis Fósseis - FV	Hidrelétricas - FV
	(kWh)	kg CO ₂ /ano	kg CO ₂ /ano	(kWh)	kg CO ₂ /ano	kg CO ₂ /ano
2018	7.160,32	3.437,67	227,70	4337,02	2.082,20	137,92
2019	7.079,58	3.398,91	225,13	4126,38	1.981,08	131,22
2020	7.022,94	3.371,72	223,33	4093,37	1.965,23	130,17
2021	6.966,76	3.344,74	221,54	4060,62	1.949,50	129,13
2022	6.911,03	3.317,98	219,77	4028,14	1.933,91	128,09
2023	6.855,74	3.291,44	218,01	3995,91	1.918,44	127,07
2024	6.800,89	3.265,11	216,27	3963,94	1.903,09	126,05
2025	6.746,48	3.238,99	214,54	3932,23	1.887,87	125,05
2026	6.692,51	3.213,08	212,82	3900,78	1.872,76	124,04
2027	6.638,97	3.187,37	211,12	3869,57	1.857,78	123,05
2028	6.585,86	3.161,87	209,43	3838,61	1.842,92	122,07
2029	6.533,17	3.136,58	207,75	3807,90	1.828,17	121,09
2030	6.480,91	3.111,48	206,09	3777,44	1.813,55	120,12
2031	6.429,06	3.086,59	204,44	3747,22	1.799,04	119,16
2032	6.377,63	3.061,90	202,81	3717,24	1.784,65	118,21
2033	6.326,61	3.037,40	201,19	3687,51	1.770,37	117,26
2034	6.275,99	3.013,11	199,58	3658,01	1.756,21	116,32
2035	6.225,79	2.989,00	197,98	3628,74	1.742,16	115,39
2036	6.175,98	2.965,09	196,40	3599,71	1.728,22	114,47
2037	6.126,57	2.941,37	194,83	3570,91	1.714,40	113,56
2038	6.077,56	2.917,84	193,27	3542,35	1.700,68	112,65
2039	6.028,94	2.894,49	191,72	3514,01	1.687,07	111,75
2040	5.980,71	2.871,34	190,19	3485,90	1.673,58	110,85
2041	5.932,86	2.848,37	188,67	3458,01	1.660,19	109,96
2042	5.885,40	2.825,58	187,16	3430,34	1.646,91	109,08
SOMA		77.929,00	5.161,72		45.499,97	3.013,75

Fonte: Elaboração Própria

6.4 EFICIENCIA ECOLOGICA

O estudo ambiental é muito importante no momento de dimensionar um projeto para conhecer os impactos ao meio ambiente, na saúde dos animais e humanos (BRAGA, 2014). Os principais gases de efeito estufa estão descritos na Tabela 21 (AVELLA, 2016).

Tabela 21 – Principais gases de efeito estufa

Nome do Poluente	Símbolo
Dióxido de Carbono	CO ₂
Dióxido de Enxofre	SO ₂
Óxidos de Nitrogênio	NO _x
Material Particulado	MP

Fonte: Elaboração Própria

De acordo com Cardu e Baica (1999), a eficiência ecológica avalia o quanto poluidor é uma tecnologia ou sistema, considerando a combustão de combustível e não a quantidade de gases liberados por unidade de energia gerada. O CO₂ em kg/kgc equivalente está descrito pelas equações (9) e (10).

$$(\text{CO}_2)_e = \text{CO}_2 + (\text{SO}_2)_e + (\text{NO}_x)_e + (\text{MP})_e \quad (9)$$

$$(\text{CO}_2)_e = \text{CO}_2 + 80(\text{SO}_2)_e + 50(\text{NO}_x)_e + 67(\text{MP})_e \quad (10)$$

Segundo Silveira et al. (2012), a eficiência ecológica é um indicador adimensional que permite avaliar o impacto ambiental das emissões gasosas de uma planta de geração de energia, mediante uma comparação entre emissões de poluentes integrados hipoteticamente (emissões equivalente de CO₂) com os padrões existentes de qualidade do ar.

A tecnologia utilizada no sistema estudado não precisa de combustíveis fósseis para gerar eletricidade. A energia solar fotovoltaica utiliza os recursos naturais que possui o local de instalação da planta de geração. O indicador de poluição ou de emissões Π_g está definido como a quantidade de quilogramas de CO₂ equivalente por energia consumida (MJ). Este é empregado em LCA para quantificar o impacto ambiental da produção e implementação de um tipo de tecnologia (BRAGA, 2014). Para os cálculos da eficiência ecológica utilizou-se os

valores médios apresentados por Nugent e Sovacool (2014). O indicador de emissões para painéis solares fotovoltaicos é de 0,0499 kg (CO₂)e/kWh (AVELLA, 2016).

O valor de 0,0499 kg (CO₂)e/kWh é referente a fabricação dos equipamentos fotovoltaicos, pois não há emissão de CO₂ no funcionamento do sistema.

7 CONCLUSÕES

É possível concluir que o objetivo principal do estudo foi alcançado, pois após análises energética e financeira, é comprovada a viabilidade de implantação dos projetos fotovoltaicos, ambos os sistemas provam ser investimentos rentáveis, mais atrativos do que comparado à poupança, tendo o sistema de Lorena a taxa interna de retorno (TIR) de 18% e em Guaratinguetá de 21%.

Para determinar a potência dos equipamentos a ser instalados nas residências de Lorena e Guaratinguetá, foi realizado levantamento de dados, constituído por estudo do perfil do consumo de energia elétrica com histórico de consumo de energia elétrica. Em seguida fez-se o estudo das plantas arquitetônicas das edificações, considerando orientação, ângulo e área disponíveis para os painéis. Após dimensionamento inicial do sistema, os cálculos foram refeitos considerando informações técnicas de perda de eficiência, como temperatura de operação, nível de resíduos depositados sobre os painéis fotovoltaicos, conectores entre outros, sendo considerada perda total de 20% sobre a produção.

Analisando os indicadores de viabilidade econômica *payback*, nas residências o investimento se paga antes de 7 anos de operação, sendo no caso de Guaratinguetá em 5 anos e 4 meses. Utilizando a metodologia do Valor presente líquido (VPL) descrito no item 5.1.2 todas as análises foram favoráveis, nos casos foram comparados com os juros da poupança e devido a grande diferença de rendimento, foram analisados com juros anuais de 4% e 12% ao ano, e mesmo assim o sistema solar fotovoltaico foi avaliado como melhor investimento. Importante ressaltar que, os valores energéticos analisados no estudo de viabilidade foram reais nos 2 primeiros anos, e estimativa nos seguintes, utilizando dados de irradiação do CRESESB.

Analisou-se o ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos, determinando-se que para os painéis solares, a fabricação é a etapa onde se tem maior impacto ao meio ambiente, em razão do consumo de energéticos associados. Verificou-se que com as implementações dos sistemas pode-se economizar 45 e 77 ton CO₂/vida útil. No caso de Lorena, as reduções de emissões são de 3 ton CO₂/vida útil em comparação com energia de fonte hidrelétrica e 45 ton CO₂/vida útil em comparação com energia de fonte fóssil. Para Guaratinguetá as reduções foram de 5 e 77 ton CO₂/vida útil, em comparação com as fontes de energia hidrelétrica e fóssil, respectivamente.

Finalmente, como sugestão de trabalhos futuros, propõe-se:

- Análise econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos instalados em outras cidades do Vale do Paraíba.

- Análise econômica dos estudos de caso deste trabalho considerando mudanças da lei 5.829/19.

- Análise exegetica das plantas de Guaratinguetá e Lorena.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/dados/tarifas>. Acesso em: 01 dez. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>. Acesso em: 01 dez. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução nº 482/2012**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR - ABSOLAR. **Avanços tributários para a energia solar**. São Paulo, 2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/geracao-solar-distribuida-atinge-marca-de-3-gw-de-potencia-instalada-no-brasil/>. Acesso em: 28 nov. 2021.
- ARVESEN, A.; HERTWICH, E. G. Assessing the life cycle environmental impacts of wind power: a review of present knowledge and research needs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 8, p. 5994–6006, 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.06.023>. Acesso em: 18 out. 2019.
- AVELLAR, J. M. **Technical, economical and environmental aspects of the implementation of wind energy and solar photovoltaics energy in buildings**. 2016. Dissertation (Master in Mechanical Engineering) – Faculty of Engineering of Guaratinguetá, São Paulo State University, Guaratinguetá, 2016.
- BRAGA, L. B. **Aspectos técnicos, econômicos e ecológicos de processos de produção de hidrogênio**. 2014. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.
- BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Emissões de dióxido de carbono e de metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros**: relatório técnico. Brasília, 2006. Disponível em: <https://livroaberto.ibict.br/handle/1/730>. Acesso em: 12 jun. 2017.
- BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Tabela fator médio mensal e anual (tCO₂/MWh)**. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html>. Acesso em: 10 mar. 2017.
- BRITO, P. **Análise e viabilidade de projetos de investimentos**. São Paulo: Atlas, 2012.
- BROM, L.G.; BAALIAN, J.E.A. **Análise de investimentos e capital de giro**: conceitos e aplicações. São Paulo: Saraiva, 2007.
- BROM, L. G. **Análise de investimentos e capital de giro**: conceitos e aplicações. São Paulo: Saraiva, 2011.

BOYLE, G. *et al.* **Renewable energy: power for a sustainable future**. 2nd ed. Oxford: University Press, 2004. 464 p.

CARDU, M.; BAICA, M. Regarding a global methodology to estimate the energy-ecologic efficiency of thermopower plants. **Energy Conversion and Management**, v.40, p. 71-87, 1999.

CUCCHIELLA, F. *et al.* Renewable energy options for buildings: performance evaluations of integrated photovoltaic systems. **Energy and Buildings**, v. 55, p. 208–217, 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.08.029>. Acesso em: 10 jun. 2020.

CUCCHIELLA, F.; DADAMO, I. Estimation of the energetic and environmental impacts of a roof-mounted building-integrated photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 7, p. 5245–5259, 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.034>. Acesso em: 24 set. 2020.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB. **Energia solar princípios e aplicações**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/solar/apstenergiasolar.htm>. Acesso em: 12 jan. 2021.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION - EPIA. **Global market outlook for photovoltaics 2014-2018**. Belgium, 2014.

MORAES FILHO, J.R.S. **Análise de viabilidade econômica do mercado de microgeração fotovoltaica on grid no estado do maranhão**. 2017. Dissertação (Mestrado em Energia e Ambiente) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017.

FRONIUS. **Inversor solar**. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-3-0-1>. Acesso em: 01 dez. 2021.

GALDINO, M. A. Análise de custos históricos de sistemas fotovoltaicos no Brasil. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 9.; CONFERENCIA LATINO-AMERICANA DA ISES, 5., 2012, São Paulo. **Resumos** [...]. São Paulo, SP: Memorial da América Latina, 2012. Disponível em: <http://docplayer.com.br/9458398-Analise-de-custos-historicos-de-sistemas-fotovoltaicos-no-brasil.html>. Acesso em: 01 dez. 2021.

HAMAKAWA, Y. Solar PV energy conversion and the 21st century's civilization. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, n. 74, p. 13-23, 2002.

HAMMOND, C. R. **The elements handbook of chemistry and physics**. USA: CRC Press, 1998.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Realidade das tarifas de energia elétrica no Brasil**. São Paulo: ACENDE, 2012.

INSTITUTO DE PESQUISA ESPACIAL - INPE. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos, 2006. 60 p.

LARONDE, R. **Reliability of photovoltaic modules based on climatic measurement data**. France: University of Angers, 2010.

LEIAUT DICAS. **Associação de painéis solares**. Disponível em: <https://www.leiautdicas.com>. Acesso em: 12 abr. 2020.

JINKO SOLAR. **Eagle 1500V 72-340-360 Watt**. Disponível em: <https://jinkosolar.com/ftp/EN-360M-72-PERC-V.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2020.

MOTA, R.R.; CALOBA, G. M. **Análise de investimentos: tomada decisão em projetos industriais**. São Paulo: Atlas, 2012.

NASCIMENTO, R. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Consultor Legislativo da Área XII. Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos. Estudo Técnico. Brasília: Câmara dos deputados, mar. 2017.

NUGENT, D.; SOVACOOOL, B. K. Assessing the life cycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: a critical meta-survey. **Energy Policy**, v. 65, p. 229–244, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.048>. Acesso em: 23 out. 2020.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 17 jun. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB Edição, 2014.

PORTAL SOLAR. **Principais células comerciais utilizadas no Brasil**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/modelos-de-placa-solar.html>. Acesso em: 10 mar. 2020.

ROBERTS, J. J. **Análise de desempenho de um sistema híbrido de geração de energia solar-eólico-diesel considerando variações probabilísticas da carga e dos recursos renováveis**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

SALAMONI, I. T. **Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e belo horizonte**. Florianópolis – SC, 2004.

SENG, L. Y.; LALCHAND, G.; SOW LIN, G. M. Economical, environmental and technical analysis of building integrated photovoltaic systems in Malaysia. **Energy Policy**, v. 36, n. 6, p.2130–2142, 2008.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E.; LAMAS, W. Q. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 133–141, abr. 2013.

SOUSA, F. J. R. **Evolução das tarifas de energia elétrica e do salário mínimo**. Brasília: Biblioteca Digital Câmara, 2005.

SWERA. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro – RJ: [S.n.], 2016.

TURCONI, R.; BOLDRIN, A.; ASTRUP, T. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: overview, comparability and limitations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, p. 555–565, 2013. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.013>. Acesso em: 22 abr. 2021.

UOL. **Como se beneficiar dos juros baixos da poupança**, [2020]. Disponível em: <https://economia.uol.com.br/colunas/econoweb/2020/10/13/como-se-beneficiar-dos-juros-baixos-da-poupanca>. Acesso em: 13 out. 2020.

YUE, D.; YOU, F.; DARLING, S. B. Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis. **Solar Energy**, v. 105, p. 669–678, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.008>. Acesso em: 17 fev. 2021.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL - UFRGS. **Radiasol**. Porto Alegre: Laboratório de Energia Solar- GESTE-PROMECC 2001.

VALINA, M.M. **Instalaciones solares fotovoltaicas**. Madrid: Paraninfo, 2010.