

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE PRODUÇÃO E SISTEMAS
CURSO ENGENHARIA DE PRODUÇÃO ELÉTRICA

GUILHERME COSTA SAMPAIO

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL

Florianópolis

2019

GUILHERME COSTA SAMPAIO

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia de Produção Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista
Orientador: Prof. Dr. Javier Gutierrez Castro

Florianópolis

2019

Ficha de identificação da obra

Sampaio, Guilherme

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA INSTALAÇÃO
FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL / Guilherme Sampaio; orientador,
Javier Castro, 2019.

76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia de Produção Elétrica, Florianópolis,
2019.

Inclui referências.

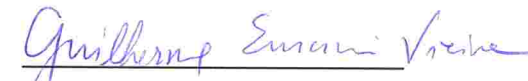
1. Engenharia de Produção Elétrica. 2. Viabilidade
Econômica. 3. Energia Fotovoltaica. I. Castro, Javier. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia de Produção Elétrica. III. Título.

GUILHERME COSTA SAMPAIO

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UMA INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL

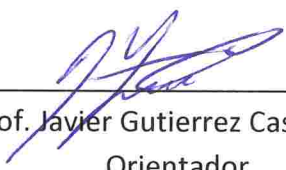
Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista com habilitação em produção e aprovado em sua forma final pelo Curso Engenharia de Produção Elétrica

Florianópolis, 27 de outubro de 2019.




Prof. Guilherme E. Vieira, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:



Prof. Javier Gutierrez Castro, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Profa. Denise Prado Kronbauer, Dra.
Avaliadora
Universidade do Vale do Itajaí



Prof. Marco A. de O. V. Goulart, Dr.
Avaliador
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus amigos e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Luis Guilherme e Neusa por todo apoio durante esta difícil jornada, por me darem motivação e ajudarem nos momentos das escolhas mais difíceis, por nunca desistirem e por toda a dedicação ao longo de todos esses anos.

Aos meus colegas de turma, em especial ao Bernardo, Rafael e Sandro, que sempre estiveram presentes e participaram de várias das minhas boas lembranças durante o tempo na universidade.

Aos meus amigos, André Capela, Fabio, entre tantos outros que fiz amizade e as mantenho até hoje, sempre renovando minha motivação para concluir esta etapa e superar os desafios que a vida nos proporciona.

A professora Myriam Barbejat pelo seu apoio e conselhos e as suas aulas de meditação que proporciona a todos um momento de reflexão e calma.

E por fim, mas não menos importante, a Claudia Brilhante, palavras não são capazes de expressar minha gratidão por tê-la ao meu lado.

“Caminhante não há caminho, o caminho se faz ao andar”

(Antonio Machado, 1875-1939)

RESUMO

A crescente preocupação com o meio ambiente e a constante procura por novas soluções de geração de energia limpa tem tido como foco, o estudo da tecnologia fotovoltaica, uma vez que o sol é uma fonte inesgotável de energia e de acesso irrestrito em toda superfície do planeta. Porém, o elevado custo de aquisição dessa tecnologia tem sido objeto de estudo e é considerado um dos principais limitadores para a difusão da tecnologia fotovoltaica. Com isso, o objetivo do presente estudo foi realizar uma análise de viabilidade econômica para a geração de energia, por meio de placas fotovoltaicas, em residências do município de Indaiatuba-SP. Três diferentes sistemas foram criados, variando a potência instalada entre eles. Os custos das placas e dos componentes necessários foram obtidos através do site de uma empresa da região estudada. Os dados acerca do consumo elétrico e do número de unidades consumidoras foram fornecidos pela concessionária de energia elétrica atuante na região (CPFL Piratininga). Para a análise de viabilidade utilizou-se os indicadores: Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback* descontado e o Custo Nivelado de Energia. Os sistemas considerados mais atrativos economicamente, foram submetidos a uma análise de sensibilidade. A análise de sensibilidade foi realizada para o VPL e o *Payback*, considerando as seguintes variáveis: o custo dos equipamentos, a taxa IGP-M (relacionada aos custos de manutenção e serviço) e a taxa SELIC (utilizada como TMA). Os resultados mostraram que todos os cenários são economicamente viáveis. Contudo, houve uma grande diferença no retorno financeiro entre eles. O sistema com menor potência apresentou um retorno financeiro considerado baixo, sendo assim, menos atrativo. A partir da análise de sensibilidade, observou-se que os custos dos equipamentos afetam significativamente o VPL do sistema. No entanto, o tempo de *payback* é mais afetado pela taxa SELIC. A variação no IGP-M não demonstrou alterações significativas. Portanto, pode-se concluir que quanto maior a potência instalada, maior o retorno do investimento.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica. Viabilidade Econômica. Engenharia Econômica.

ABSTRACT

The growing concern with the environment and the constant search for new clean energy generation solutions has focused on the study of photovoltaic technology, since the sun is an inexhaustible source of energy and unrestricted access all over the planet. However, the high cost of acquiring this technology has been the object of study and is considered one of the main limiters for the diffusion of photovoltaic technology. Thus, the objective of the present study was to perform an economic feasibility analysis for the generation of energy by means of photovoltaic modules, in residences, in the city of Indaiatuba-SP. Three different systems were created, varying the installed power between them. The costs of the necessary solar modules and components were obtained through the website of a company in the studied region. Data on electric consumption and the number of consumer units were provided by the electric provider in the region (CPFL Piratininga). For the feasibility analysis the following indicators were used: Net Present Value, Internal Rate of Return, Discounted Payback and Levelized Energy Cost. The most economically attractive systems were submitted to a sensitivity analysis. Sensitivity analysis was performed for NPV and Payback, considering the following variables: equipment cost, IGP-M rate (related to maintenance and service costs) and SELIC rate (used as TMA). The results showed that all scenarios are economically viable. However, there was a big difference in the financial return between them. The system with lower power had a financial return considered low, and thus was considered less attractive. From the sensitivity analysis, it was observed that equipment costs were significantly affected by the system NPV. However, the payback time was most affected by the SELIC rate. The variation in IGP-M showed no significant changes. Therefore, it can be concluded that the higher the installed power, the higher the return on investment.

Keywords: Photovoltaic. Economic viability. Solar power.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução na emissão de CO ₂ entre 1990 e 2015.....	2
Figura 2 - Percentual de fontes de energia renováveis na matriz energética.....	3
Figura 3 - Movimento Elíptico da Terra.....	7
Figura 4 - Reflexão da Energia Solar.	7
Figura 5 - Placa da primeira instalação fotovoltaica para linha telefônica.	9
Figura 6 - Comparação de eficiência entre células e módulos fotovoltaicos.....	10
Figura 7 – Preços (em dólares) de módulos fotovoltaicos do 1º semestre 2014 até 1º semestre de 2018.	13
Figura 8 - Cadeia de processamento do silício para sistemas fotovoltaicos.....	14
Figura 9 - Exemplo módulo fotovoltaico m-Si (esq) e p-Si (dir).	15
Figura 10 - Exemplo de módulo a-Si.....	16
Figura 11 - Aplicação de módulos de CdTe em fachada residencial.	17
Figura 12 - Exemplo de módulo CIGS flexível.....	18
Figura 13 – Emissão anual de gases de efeito estufa entre os anos de 1970 e 2010.	19
Figura 14 - Exemplo de um fluxo de caixa de um projeto.....	24
Figura 15 - Exemplo de cálculo da TIR em um projeto.....	25
Figura 16 - Exemplo de cálculo do PB de um projeto.....	27
Figura 17 - Tarifa elétrica de 2008 a 2018 da concessionária CPFL Piratininga (R\$/MWh).....	36
Figura 18 - Histórico (2012-2019) e Projeção (2020-2022) para a taxa SELIC (%).	41
Figura 19 – Histórico (2008-2018) e projeção (2020-2022) do índice IGP-M (FGV).	42
Figura 20 - Taxa Interna de Retorno dos Sistemas Fotovoltaicos Instalados.....	47
Figura 21 - TIR x Período - SISTEMA 1.	48
Figura 22 - TIR x Período - SISTEMA 2.	49
Figura 23 - TIR x Período - SISTEMA 3.	49
Figura 24 - Gráfico do VPL e LCOE por cenário.....	50
Figura 25 - VPL x Período (Sistemas 2 e 3).	51
Figura 26 - Gráfico da análise de sensibilidade em porcentagem para VPL e <i>Payback</i>	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – As quatro maiores usinas hidrelétricas do Brasil.....	20
Tabela 2 - Radiação solar global média nos municípios - Estado de São Paulo.....	31
Tabela 3 - Consumo de energia elétrica residencial da cidade de Indaiatuba – SP.....	33
Tabela 4 - Número de unidades consumidoras na cidade de Indaiatuba-SP.....	33
Tabela 5 - Censo demográfico da cidade de Indaiatuba-SP.....	34
Tabela 6 – Consumo por unidade consumidora da cidade de Indaiatuba-SP.....	35
Tabela 7 - Bandeiras Tarifárias cobradas pela CPFL Piratininga em 2019.....	37
Tabela 8 - Preço da tarifa de energia elétrica de Indaiatuba-SP.....	37
Tabela 9 - Tabela ICMS (Estado de São Paulo)	38
Tabela 10 – Valor ajustado da tarifa de energia elétrica pelos impostos PIS/COFINS/ICMS...38	
Tabela 11 - Custos dos sistemas fotovoltaicos e estimativa de geração de energia.	39
Tabela 12 - Custos da manutenção do SFV	40
Tabela 13 - Tabela dos Cenários.....	42
Tabela 14 – Resultados dos indicadores econômicos.	44
Tabela 15 - Resultados do método LCOE.	45
Tabela 16 - Geração dos sistemas no início do projeto e no fim do projeto.	46
Tabela 17 - Análise de Sensibilidade em porcentagem para VPL e <i>Payback</i>	52
Tabela 18 - Cenário 1 – Sistema 1 / Bandeira Verde.....	65
Tabela 19 - Cenário 2 – Sistema 1 / Bandeira Amarela.....	66
Tabela 20 - Cenário 3 – Sistema 1 / Bandeira Vermelha Patamar 1	67
Tabela 21 - Cenário 4 – Sistema 1 / Bandeira Vermelha Patamar 2	68
Tabela 22 - Cenário 5 – Sistema 2 / Bandeira Verde.....	69
Tabela 23 - Cenário 6 – Sistema 2 / Bandeira Amarela.....	70
Tabela 24 - Cenário 7 – Sistema 2 / Bandeira Vermelha Patamar 1	71
Tabela 25 -Cenário 8 – Sistema 2 / Bandeira Vermelha Patamar 2	72
Tabela 26 - Cenário 9 – Sistema 3 / Bandeira Verde.....	73
Tabela 27 - Cenário 10 – Sistema 3 / Bandeira Amarela.....	74
Tabela 28 - Cenário 11 – Sistema 3 / Bandeira Vermelha Patamar 1	75
Tabela 29 - Cenário 12 – Sistema 3 / Bandeira Vermelha Patamar 2	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BCB – Banco Central do Brasil

CPFL – Companhia Piratininga de Força e Luz

DPS – Dispositivo de Proteção contra Surto

EIA – U.S. Energy Information Administration

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPIA – *European Photovoltaic Industry Association*

EUA – Estados Unidos da América

FRC – Fator de Recuperação de Capital

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de efeito Estufa

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change*

IPG-M – Índice Geral de Preços de Mercado

LCOE – *Levelized Cost of Energy*

MME – Ministério de Minas e Energia

NREL – *National Renewable Energy Laboratory*

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

SFV – Sistema Solar Fotovoltaico

SIN – Sistema Interligado Nacional

TE – Tarifa de Energia Consumida

TIR – Taxa Interna de Retorno

TISST - Técnico Instalador de Sistemas Solares Térmicos

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição

UNFCCC – Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

URSS – União das Repúblicas Socialistas Soviéticas

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS.....	5
1.1.1	Objetivo geral	5
1.1.2	Objetivos específicos	5
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	6
2.1	A ENERGIA FOTOVOLTAICA	6
2.1.1	A Fonte de Energia: O Sol	6
2.1.2	A Evolução da Geração de Energia Fotovoltaica.....	8
2.1.3	Como determinar o local de instalação do sistema solar.....	10
2.1.4	Tipos de Tecnologia Fotovoltaica.....	11
2.1.4.1	<i>Silício Cristalino (c-Si).....</i>	<i>14</i>
2.1.4.2	<i>Silício Amorfo (a-Si).....</i>	<i>15</i>
2.1.4.3	<i>Telureto de Cádmio (CdTe)</i>	<i>16</i>
2.1.4.4	<i>Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS ou CIS).....</i>	<i>17</i>
2.2	CONTEXTO MUNDIAL	18
2.2.1	Avanços em política sustentáveis	18
2.3	CONTEXTO BRASILEIRO	20
2.3.1	Geração Elétrica no Brasil.....	20
2.4	INDICADORES ECONÔMICOS.....	22
2.4.1	Valor Presente Líquido	23
2.4.2	Taxa Interna de Retorno	24
2.4.3	Período de <i>payback</i>	26
2.4.4	Taxa de Lucratividade	28
2.5	MÉTODO LCOE.....	28

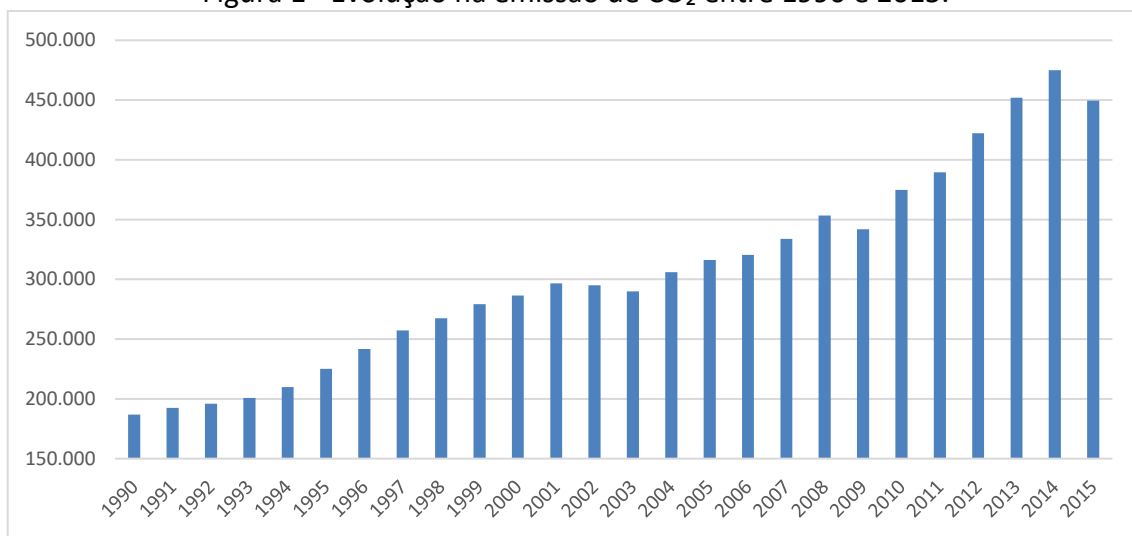
3	METODOLOGIA.....	31
3.1	LOCALIZAÇÃO.....	31
3.2	PESQUISA E COLETA DE DADOS.....	32
3.2.1	Consumo de Energia Elétrica	32
3.2.2	Bandeiras e Tarifas Energéticas	35
3.3	O SISTEMA FOTOVOLTAICO	38
3.4	TAXA DE JUROS E INFLAÇÃO NO PERÍODO.....	40
3.5	VIABILIDADE ECONÔMICA.....	42
4	RESULTADOS DOS CENÁRIOS	44
4.1	INDICADORES ECONÔMICOS.....	44
4.2	MÉTODO LCOE.....	45
5	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	46
5.1	ANÁLISE DA TIR.....	47
5.2	ANÁLISE DO VPL E LCOE	50
5.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	52
6	CONCLUSÃO	54
	REFERÊNCIAS	56
	APÊNDICES A – Tabela completa dos cenários 1 a 12	65

1 INTRODUÇÃO

Desde o início da era industrial até os dias de hoje, o mundo vem sofrendo mudanças climáticas que estão afetando tanto a temperatura da superfície terrestre como a temperatura dos mares (ABREU; ALBUQUERQUE; FREITAS, 2014). Estas mudanças são consequências diretas das práticas e do modo como a sociedade atual opera. A tendência anual de aumento de temperatura é de 0,8°C a 1,06°C por ano, e grande parte desse efeito é causado pela emissão de gases poluentes, também conhecidos como GEE (Gases de Efeito Estufa), tais como, o CO₂, CH₄ e N₂O na atmosfera (IPCC, 2015).

O aumento da emissão desses gases na atmosfera está relacionado com o crescimento populacional, que por sua vez, está diretamente ligado ao crescimento da indústria, dos meios de transporte, do desmatamento, da necessidade de produção de alimentos, principalmente, o gado e devido a queima de combustíveis derivados do petróleo (SIRENE, 2017). Em países desenvolvidos, onde os recursos naturais são limitados, a maior parte da energia elétrica é gerada por termelétricas. Apesar de serem uma fonte de energia eficiente, ela resulta na emissão dos GEE para a atmosfera, causando aquecimento global, efeito estufa, e outros problemas climáticos (JARDIM, 2007).

A Figura 1 mostra a evolução da emissão de CO₂ do setor energético brasileiro, desde 1990 até 2015. Em 1990, foram emitidos o equivalente a 186.707,20 Gg de CO₂ (1 Gigagrama é equivalente a 1 Tonelada) como subproduto da energia consumida no ano, já em 2015, esse valor foi de 449.407,50 Gg. Percebe-se um aumento de 240,7% na quantidade de CO₂ emitida.

Figura 1 - Evolução na emissão de CO₂ entre 1990 e 2015.

Fonte: (SIRENE, 2017).

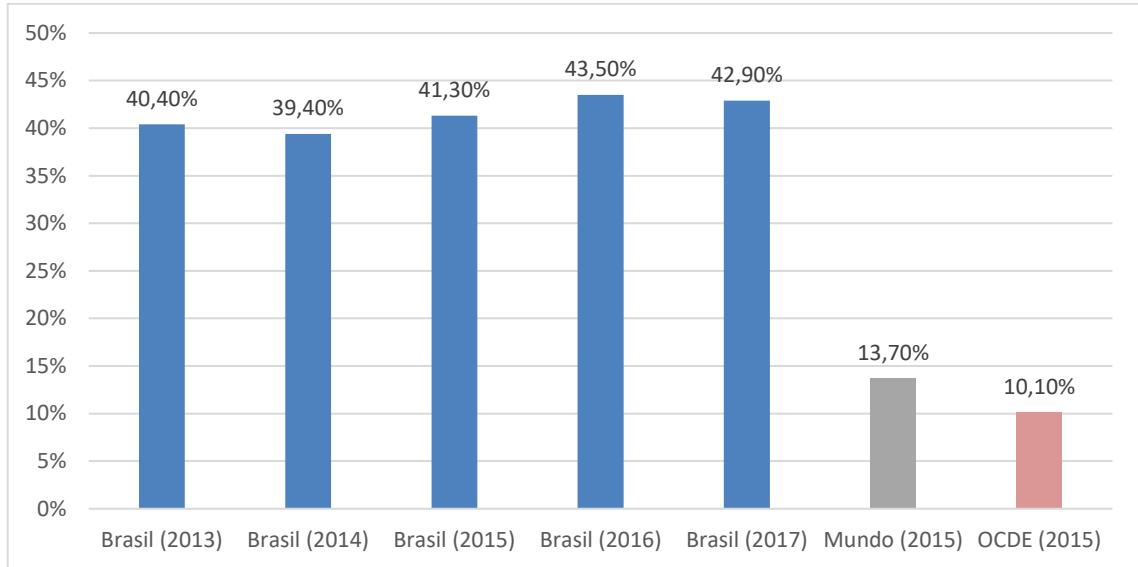
Com o aumento no preço do petróleo nos últimos anos, houve também um aumento nos custos de produção, transporte e outras atividades dependentes desta matéria prima, como por exemplo, a sua queima para geração de energia elétrica (DUTRA et al., 2013). Por esse e outros motivos, a busca por fontes de energia renovável vem ganhando força pois, pode-se reduzir custos a longo prazo e diminuir os impactos causados por fontes não-renováveis ao meio ambiente (JARDIM, 2007).

A geração de energia elétrica através de fontes renováveis diminui a poluição e ao mesmo tempo consegue diversificar a matriz energética no local onde é utilizada. No Brasil, o custo da energia elétrica é muito elevado (CASTRO et al., 2015). Tal fator pode ser atribuído, em grande parte, a longa distância percorrida para a transmissão da energia, o que gera perdas e altos custos de manutenção, pois, os centros urbanos que mais consomem eletricidade ficam distantes das fontes geradoras (CASTRO et al., 2015). Entre as fontes de energia renováveis, destacam-se as fontes eólicas, hidráulicas, fotovoltaicas e de biomassa.

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública, criada a fim de promover estudos e pesquisa na área do planejamento energético brasileiro e vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a participação de fontes geradoras de energia renovável na matriz energética brasileira foi, 42,9% em 2017, enquanto que no resto do mundo esse percentual foi de 13,7%, em 2015 e de 10,10% para países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico. Os principais membros da OCDE são Estados Unidos, Canadá e países da União Européia (Figura 2). Dentre os 42,9% das

fontes renováveis, pode-se citar: biomassa da cana (17,0%), hidráulica (12%), lenha e carvão vegetal (8,0%), lixívia e outras fontes renováveis (5,9%) (EPE, 2018).

Figura 2 - Percentual de fontes de energia renováveis na matriz energética.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2017).

Os últimos dados levantados pela EPE (2017) também apontaram que a capacidade de geração de energia proveniente de fonte solar no Brasil, aumentou de 85 GWh, em 2016, para 832 GWh, em 2017. Um aumento correspondente a 875,6%. Esse aumento se deve a diversos fatores, tais como: incentivos governamentais, o aumento nos custos dos combustíveis fósseis, a crescente preocupação mundial com o meio ambiente e a diminuição do custo de produção e aquisição dos sistemas fotovoltaicos (CRESPI, 2015), além do fato da energia solar ser uma fonte renovável que não gera poluição, é inesgotável, tem grande confiabilidade e é autônoma (DUTRA et al., 2013)

No ano de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a resolução normativa n°482, cuja finalidade é regulamentar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (ANEEL, 2012) e, posteriormente, a resolução normativa n°687 de 2015, que autoriza a geração compartilhada de energia, o autoconsumo e a criação de múltiplas unidades consumidoras (ANTONIOLLI et al., 2018). Por meio dessa resolução, qualquer pessoa, pode gerar energia em sua residência e estando ela conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), revender a energia produzida em excesso, para as respectivas concessionárias de sua

região. A venda é feita através de créditos que podem ser descontados na fatura da conta de luz, os quais têm validade de 60 meses (ANEEL, 2015).

“O crédito gerado pelo sistema fotovoltaico pode ser utilizado, em até 60 meses, para compensar o consumo em outra unidade consumidora desde que pertença a mesma titularidade e faça parte da mesma área de concessão” (ANEEL, 2015).

Segundo a *SolarPower Europe* (2018), antiga *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA), os custos de geração elétrica através de módulos fotovoltaicos estão equivalentes ao da geração a carvão ou nuclear. A média do custo da tarifa da energia elétrica no Brasil, para o consumo residencial (padrão B1), em 2016, foi de 0,473 R\$/kWh e de 0,488 R\$/kWh na região sudeste (ABRADEE, 2016). Em comparação, o custo nivelado da tarifa da energia fotovoltaica (LCOE) feito em um estudo, no Chile, por Parrado et al. (2016) variou de 0,1288 US\$/kWh a 0,0843 US\$/kWh, ou na média 0,4338 R\$/kWh (Cotação Dólar R\$ 4,071, no dia 23/10/2019 (BCB, 2019)). Percebe-se então as vantagens da geração fotovoltaica, que hoje, possui um custo de geração por quilowatt menor que a energia comum.

Apesar dos benefícios que a geração fotovoltaica apresenta, os sistemas solares ainda requerem um alto investimento inicial (RANGEL; BORGES; SANTOS, 2016), fato que dificulta a sua aquisição pela maioria da população. Porém, considerando estudos recentes e os incentivos governamentais a difusão desse tipo de tecnologia torna-se interessante (RANGEL; BORGES; SANTOS, 2016). Não somente pelos efeitos benéficos ao meio ambiente, mas também pelo fato de o indivíduo conseguir gerar energia em sua residência, e descontar os excedentes em forma de créditos em sua fatura de luz (ANEEL, 2015). Isto diminui seus gastos mensais, acarretando, em menor impacto sobre sua renda devido a despesas com energia elétrica.

Tendo em vista o crescente interesse da comunidade científica em pesquisar e desenvolver novas tecnologias para proporcionar um melhor padrão de vida às pessoas e a queda nos custos de investimentos em geração de energia através de placas fotovoltaicas, justifica-se o estudo deste tema pelo seu grau de proximidade com o desenvolvimento sustentável, a ética ecológica e financeira da população.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Calcular a viabilidade econômica da instalação de placas fotovoltaicas para a geração de energia elétrica, em residências no município de Indaiatuba – SP.

1.1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos são:

- Obter dados comparativos entre os diferentes sistemas fotovoltaicos, a fim de se saber qual é o mais atrativo economicamente.
- Construir uma planilha que possa ser adaptada em diferentes regiões para o mesmo tipo de análise.
- Identificar as variáveis que mais afetam os custos de uma instalação fotovoltaica.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste referencial teórico serão abordados os temas que serão utilizados como base para conceituar a presente pesquisa. Para tal, será abordada, a história da evolução da energia fotovoltaica no Brasil e no mundo, a atual legislação em vigor, além dos seguintes indicadores econômicos: *Payback* Descontado, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR).

2.1 A ENERGIA FOTOVOLTAICA

2.1.1 A Fonte de Energia: O Sol

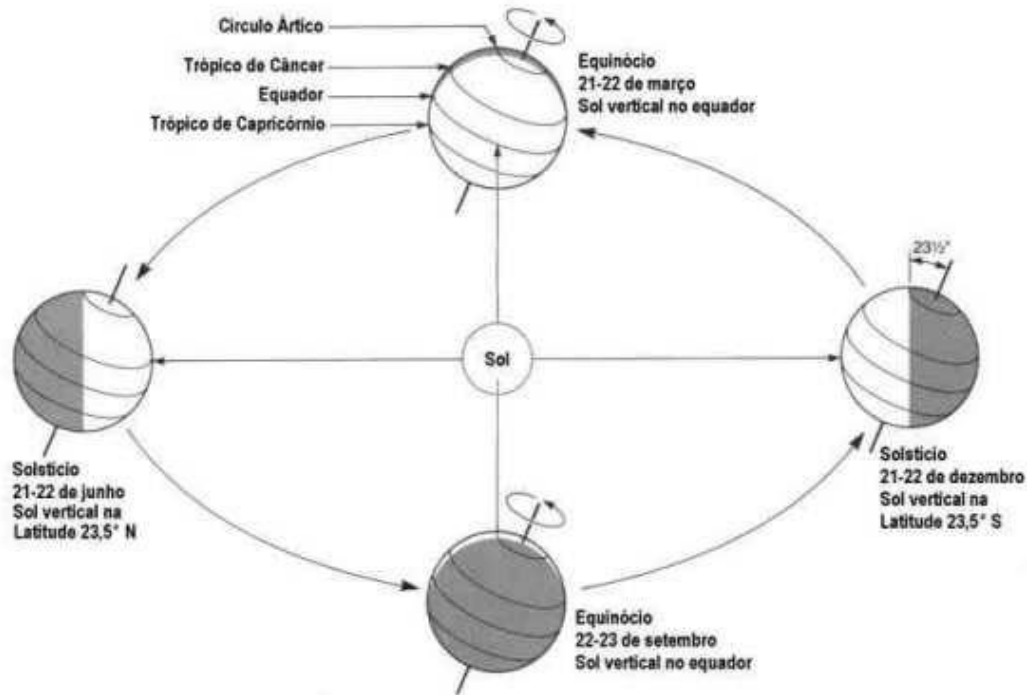
O sol é o corpo celeste central do nosso sistema Solar. Ele é uma esfera composta, principalmente, pelos gases Hélio (He) e Hidrogênio (H). Ele pode ser considerado como sendo um reator nuclear operando a cerca de 100.000.000°C (RÜTHER, 2004). A consequência deste fenômeno, é que ele emite energia constantemente através da fusão nuclear do hidrogênio em seu núcleo.

A energia liberada pelo Sol, a partir de sua superfície para o universo, é de $3,8 \times 10^{23}$ kW/ano (GOSWAMI, 2014). Já a Terra é uma esfera que possui um raio de $6,4 \times 10^6$ m e dista cerca de 150.000.000 km do Sol, porém, pela diferença de tamanho entre o Sol e a Terra, assim como a sua distância, apenas $1,75 \times 10^{14}$ kW/ano chegam a sua superfície.

Segundo Rütther (2004), o tempo necessário para que toda a demanda energética mundial seja abastecida pelo sol é de 12 minutos. Esse cálculo não leva em consideração diversos fatores que podem aumentar esse tempo, como a difusão da energia do sol devido ao vapor de água da atmosfera, a superfície disponível para que sejam instalados os módulos fotovoltaicos e a capacidade ou o rendimento dos painéis em relação ao montante de energia oferecido.

A Figura 3 mostra o movimento da terra em volta do Sol. Esse movimento é em forma de elipse, o ângulo da Terra em relação ao seu eixo também varia de $\pm 23,5^\circ$. Estes fatores acarretam uma variação da irradiação solar aproximadamente de $\pm 3,4\%$, dependendo da posição relativa entre a Terra e o Sol (GOSWAMI, 2014).

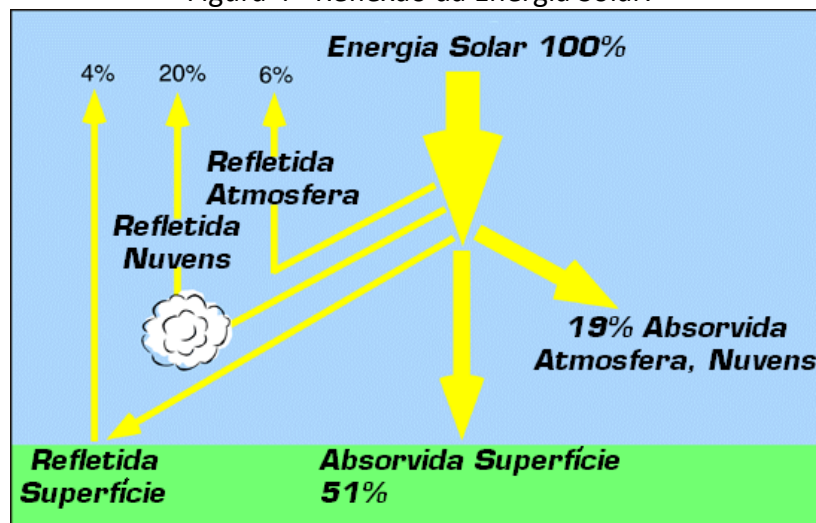
Figura 3 - Movimento Elíptico da Terra.



Fonte: (GRIMM, 1999)

Da irradiação que incide sobre a Terra apenas aproximadamente 51% chega à superfície terrestre. Os outros 49% são refletidos ou absorvidos por outros meios e fenômenos naturais, o efeito de reflexão da energia solar é demonstrado abaixo, na Figura 4 (GOSWAMI, 2014).

Figura 4 - Reflexão da Energia Solar.



Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015)

Além disso, sabe-se que 70% da superfície terrestre são oceanos, restando apenas 30% de terra firme. Apesar de todos esses valores, o resultante de energia que incide na nossa superfície é o suficiente para suprir toda a demanda energética do planeta (RÜTHER, 2004).

2.1.2 A Evolução da Geração de Energia Fotovoltaica

Segundo Dassi et al., (2015), o efeito da geração de energia a partir de células fotovoltaicas foi observado primeiramente no século XIX, pelo físico Alexandre Edmond Becquerel. Através de um experimento com barras de selênio e condutores de platina, ele observou uma variação na resistência do material, de acordo com a intensidade de luz na qual as barras eram expostas.

Em 1877, Charles Fritts criou a primeira célula verdadeiramente fotovoltaica. Era um dispositivo de selênio coberto por um fino filme de ouro, porém, a sua eficiência ainda era muito baixa, sendo, aproximadamente, de apenas 1% (VALLÊRA; BRITO, 2006).

No entanto, foi apenas no século XX (1905), com a explicação do efeito fotoelétrico, dado por Albert Einstein, e por meio do desenvolvimento de técnicas de dopagem e purificação do silício e a física dos semicondutores, que realmente pode-se ver um avanço na tecnologia fotovoltaica (VALLÊRA; BRITO, 2006).

A primeira célula conseguia atingir apenas 5% a 6% de eficiência. Ela foi patenteada em 1954 pelo *Bell Labs* e apresentada no *National Academy of Science* em *Washington* (FRAAS, 2014). Em 1955, uma linha telefônica em *Americus*, no estado da *Georgia*, operou com essas células por um período de 6 meses (Figura 5), os resultados foram promissores. Contudo, constatou-se que pelo alto custo de manutenção e instalação, essa tecnologia só seria utilizada em situações bem específicas, como por exemplo, a geração de energia no espaço.

Figura 5 - Placa da primeira instalação fotovoltaica para linha telefônica.



Fonte: (CITY-DATA, 1961)

Em 1958, o satélite americano, *Vanguard I* foi equipado com um sistema de geração fotovoltaico para servir de *backup* caso a sua pilha química falhasse, o que de fato aconteceu e o sistema fotovoltaico entrou em operação, os resultados surpreenderam a todos (GREEN; LOMASK, 2012). O sistema de geração de energia solar funcionou por 8 anos consecutivos, fazendo com que a NASA adotasse esse sistema em todos os seus futuros satélites.

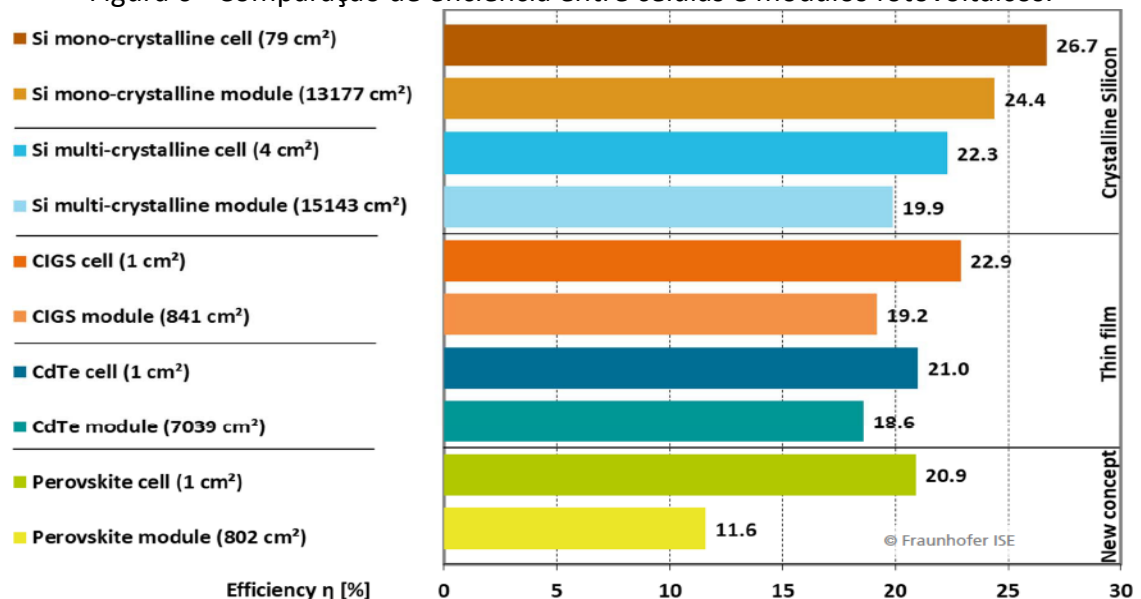
Nessa mesma época, a antiga União Soviética também lançou seu satélite *Sputnik III* funcionando com tecnologia fotovoltaica (VEISSID; BARUEL, 2012), e por este motivo na década de 60, essa corrida espacial entre Estados Unidos e a antiga URSS, impulsionou o investimento em tecnologias solares. No ano de 1962 o primeiro satélite de telecomunicações foi lançado ao espaço, e pela primeira vez na história transmissões de televisão entre Europa e Estados Unidos podiam ser vistas ao vivo (WINTER et al., 2007).

Entretanto, na década de 70, devido à crise do petróleo, procurou-se baratear o custo de fabricação das placas solares, além da constante procura em aumentar sua eficiência. Isto fez com que, em uma década, o custo caísse de 80 US\$/Wp para 12 US\$/Wp e a eficiência máxima aumentasse de 13,5% para, aproximadamente, 25% (VALLÊRA; BRITO, 2006).

Pode-se dizer que essa tecnologia começou realmente a amadurecer durante as décadas de 80 e 90 (COELHO, 2008), pois, nessa época começaram a surgir discussões sobre o meio-ambiente e as ameaças que a queima de combustíveis fósseis provocava no mesmo. Segundo Brito e Serra (2005) países como Alemanha e Japão também começaram a criar programas para incentivar o uso dessas tecnologias, através de subsídios e taxas mais baratas para usuários de tecnologia “limpa”.

Alguns estudos mais recentes feitos por Green et al. (2018), comparam em laboratório a eficiência entre uma célula com os módulos construídos a partir destas. As células individualmente apresentam um rendimento maior do que os módulos, essas comparações podem ser vistas na Figura 6. Os módulos de m-Si lideram no quesito eficiência, chegando a atingir 24,4%, em seguida, tem-se os módulos de p-Si com 19,9%, CIGS com 19,2% e CdTe com 18,6%. (GREEN et al., 2018).

Figura 6 - Comparação de eficiência entre células e módulos fotovoltaicos.



Fonte: (GREEN ET AL., 2018).

2.1.3 Como determinar o local de instalação do sistema solar

Para a geração de energia fotovoltaica o efeito mais importante é a radiação solar. Ela é medida na unidade de kW/m² e pode variar de 0 kW/m² a 1 kW/m² (CINTRA et al., 2018). A fim de auxiliar na tomada de decisão do local no qual devem ser instalados os módulos fotovoltaicos, e para que seja gerada a maior quantidade de energia possível, é necessário

analisar a incidência solar de toda a região em que se pretende instalar o sistema. Desta forma, aproveita-se os módulos em sua eficiência máxima.

Para este fim, utiliza-se um conjunto de aparelhos de medição que são denominados, Estação Solarimétrica. A EPE definiu uma norma com os requisitos mínimos para que uma estação seja certificada (EPE, 2017).

Ela deve possuir pelo menos (OLIVEIRA et al., 2011 e CINTRA et al., 2018):

- 2 x Piranômetros - Instrumento utilizado para a medição da irradiância global, podendo ela ser de natureza global, horizontal, difusa ou direta.
- 1 x Anemômetro - Instrumento utilizado para a medição da velocidade e direção do vento.
- 1 x Sensor de Temperatura e Umidade Relativa - Instrumento utilizado para medir a temperatura do ar e a sua umidade.

Outros instrumentos que podem ser utilizados em paralelo a estes são (OLIVEIRA et al., 2011 e CINTRA et al., 2018):

- Barômetro - Instrumento utilizado para medição da pressão atmosférica barométrica.
- Pireliômetro - Instrumento utilizado para a medição da radiação solar direta.
- Heliógrafo - Instrumento utilizado para registrar a quantidade de horas de insolação.

Através da instalação de estações solarimétricas em diversas regiões foi possível criar um mapa com a radiação média em qualquer região do Brasil, denominado Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017), este mapa é gratuito e disponibilizado online.

2.1.4 Tipos de Tecnologia Fotovoltaica

Em um sistema fotovoltaico, o primeiro passo a ser decidido é o tipo de aplicação e a configuração dele. A configuração do sistema pode ser dividida em três grandes vertentes:

sistemas isolados da rede ou “*Off grid*”, sistemas híbridos e sistemas conectados à rede (BRAGA, 2008).

Os sistemas isolados são aqueles que não são conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), os sistemas “*off grid*” podem ser com ou sem armazenamento (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015). Os sistemas sem armazenamento são mais baratos e bastante utilizados em meios rurais, por exemplo, para bombeamento de água. (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Já os sistemas com armazenamento utilizam baterias químicas para armazenar a energia gerada. As baterias possuem um tempo de vida curto em relação ao SFV, risco de explosão, e risco ao meio-ambiente caso venham a vazar (HERNÁNDEZ-CALLEJO; GALLARDO-SAAVEDRA; ALONSO-GÓMEZ, 2019). Além disso, necessitam de um projeto mais elaborado, pois, devem ser capazes de fornecer energia quando a irradiação for baixa ou em período noturno (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Os sistemas híbridos possuem outra fonte de energia além da energia solar, sendo ela tanto por meio de geradores a diesel/gás ou geradores eólicos. Ela funciona de forma complementar a energia solar, sendo acionada conforme a carga das baterias, para que o fornecimento seja ininterrupto (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

O outro tipo de sistema é aquele conectado à rede, o qual será o foco do presente trabalho. Este tipo de sistema difere do anterior por operar em paralelo com o SIN. Dentre os sistemas conectados à rede existem duas configurações básicas: as centralizadas (como por exemplo, parques fotovoltaicos para geração de energia) ou integrados às próprias unidades consumidoras (RÜTHER, 2004). Embora esses dois tipos de sistema sejam diferentes, ambos utilizam os mesmos tipos de painéis fotovoltaicos em sua instalação.

As tecnologias fotovoltaicas mais encontradas, atualmente, para comercialização são os módulos de silício cristalino e os de filmes finos, sendo o silício multi-cristalino o tipo de tecnologia mais usada e comercializada (EPE, 2012).

Existem vários materiais semicondutores que podem ser utilizados para a construção dos módulos fotovoltaicos, dentre eles e em ordem decrescente de maturidade e utilização estão: silício cristalino (c-Si), silício amorfo hidrogenado (a-Si), telureto de cádmio (CdTe) e outros compostos relacionados ao disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS) (RÜTHER, 2014).

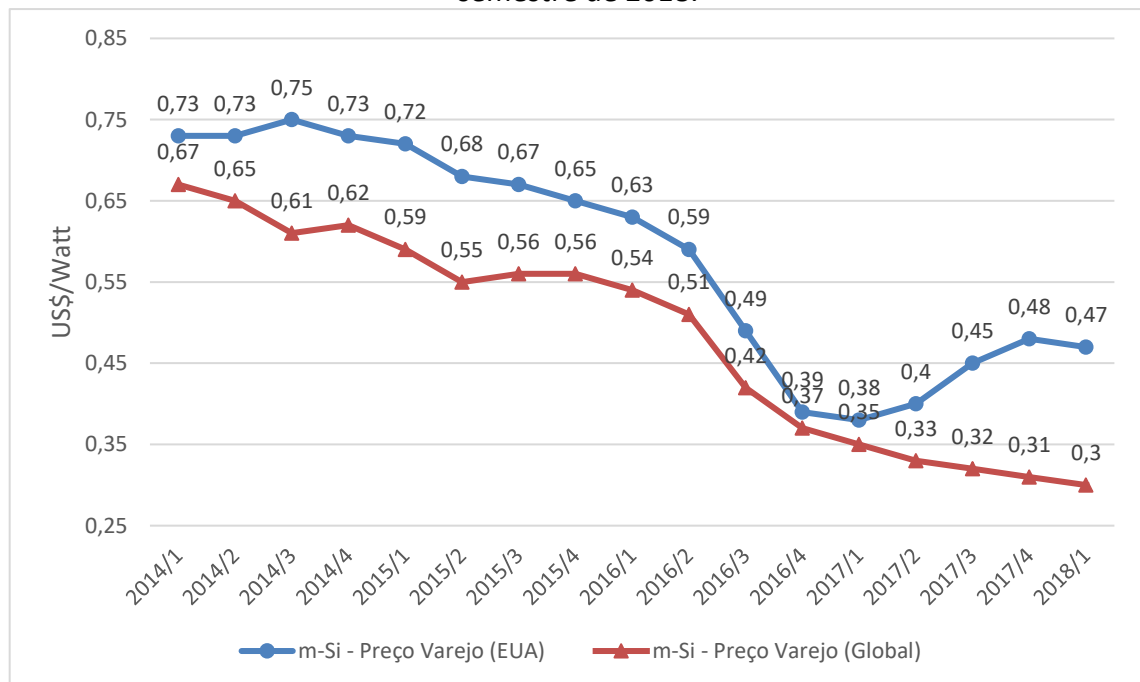
Embora as tecnologias que não utilizam o silício possam apresentar rendimentos equivalentes a um menor custo de produção, o grande problema desses materiais é a aparição

de componentes tóxicos, como o Cd, Se e Te, ou muito raros (Te, Se, Ga, In, Cd), ou ambos (RÜTHER 2014).

O silício, além de ser um dos materiais mais abundantes da superfície terrestre, (mais de 25% da crosta terrestre é composta pelo mesmo) (HAMMOND, 2000), possui uma toxicidade até 100 vezes menor que os outros elementos supracitados (SHAH, 1992).

Os preços dos módulos fotovoltaicos também vêm diminuindo de 6% a 7% ao ano (FELDMAN; MARGOLIS, 2019). A Figura 7 mostra a evolução da média dos preços dos módulos fotovoltaicos a partir de 2014. Como pode ser observado, os preços dos módulos de m-Si, diminuíram 35%, no mercado americano e 55% no mercado global, em relação a 2014.

Figura 7 – Preços (em dólares) de módulos fotovoltaicos do 1º semestre 2014 até 1º semestre de 2018.



Fonte: Adaptado de (FU; FELDMAN; MAGOLIS, 2018)

Abaixo serão discutidas as principais características de alguns dos módulos fotovoltaicos disponíveis comercialmente.

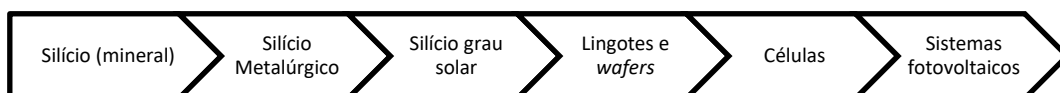
2.1.4.1 Silício Cristalino (c-Si)

As placas de silício cristalino estão entre as mais utilizadas mundialmente. Em questão de escala de produção, abrangem cerca de 90% do mercado mundial (FRAUNHOFER, 2019). O silício cristalino é uma tecnologia que se demonstrou extremamente robusta e confiável, porém, o custo de produção do silício puro para a produção de módulos fotovoltaicos é elevado, e as possibilidades de redução de custo de produção já estão praticamente esgotadas (RÜTHER, 2014).

As placas solares compostas de silício monocristalino (m-Si) (Figura 9a) possuem o maior rendimento dentre os painéis solares de cristal de silício, mas, também, são as que possuem o maior custo. Isto ocorre, pois, o custo de produção do m-Si é elevado. Tal fator, está relacionado a velocidade de crescimento do cristal que é extremamente lenta. Essa velocidade é considerada alta, quando apresenta valores a partir de 2 nm/s (MATSUDA, 2004). Desta forma, o tempo que a energia gerada leva para pagar seus custos de fabricação são superiores a dois anos (RÜTHER, 2014), o que o torna menos competitivo quando comparado a outras tecnologias.

O silício deve passar por um processo de purificação rigoroso para que se obtenha a pureza necessária para a manufatura dos módulos. Sendo que a pureza mínima, deve estar entre 99,9% e 99,9999%. Podem ser produzidos através de 3 processos: Processo *Siemens*, Processo *Du Pont* ou Processo *Czochralski*, sendo este o mais comum (DAVIES; FRISSE; BRANDÃO, 2018). A Figura 8 mostra a cadeia produtiva do silício.

Figura 8 - Cadeia de processamento do silício para sistemas fotovoltaicos.



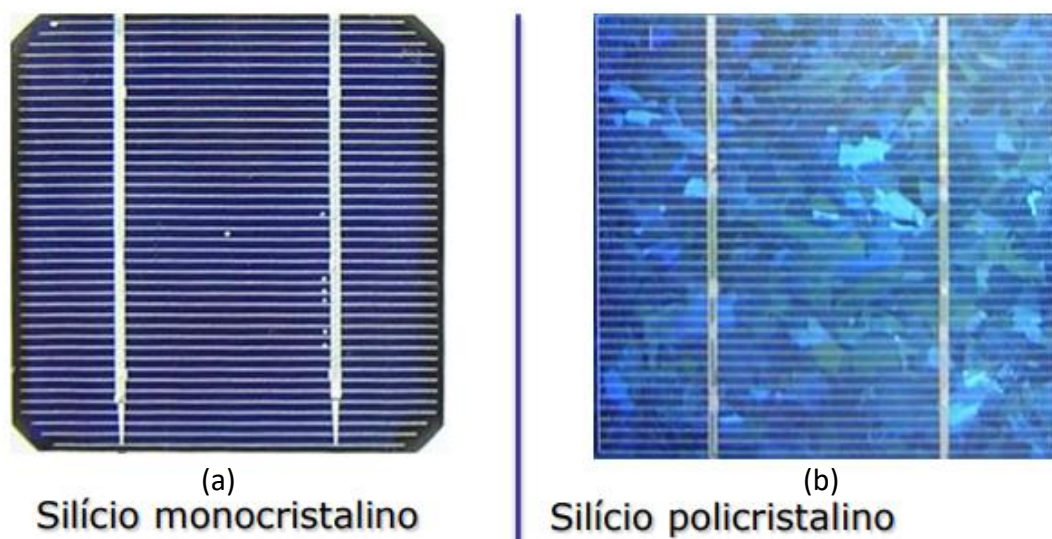
Fonte: (DAVIES; FRISSE; BRANDÃO, 2018).

Outra opção de tecnologia dentre os módulos de silício cristalino, é o silício policristalino ou p-Si (Figura 9b). Este material requer um processo menos rigoroso, apresentando menor grau de pureza que os cristais de silício monocristalino e, conseqüentemente, menor custo de produção e eficiência (CARVALHO, 2013). Contudo, a relação entre a redução do custo de produção e a sua perda de eficiência é negativa, fazendo

com que essa tecnologia seja viável economicamente. Dessa forma, o p-Si, ganhou espaço no mercado fotovoltaico mundial.

Segundo Green et al. (2018) ele pode ser produzido a partir de tiras ou fitas, o que dispensa o fatiamento dos tarugos de silício em lâminas, diminuindo a perda de material. Assim, as células são fabricadas com a espessura final necessária. Atualmente, possui um *marketshare* de mais de 50% da produção mundial de módulos solares fotovoltaicos.

Figura 9 - Exemplo módulo fotovoltaico m-Si (9a) e p-Si (9b).



Fonte: (CEPEL, 2013)

2.1.4.2 Silício Amorfo (*a-Si*)

É uma tecnologia que despontou no início dos anos 80, pois, era a única tecnologia em filmes finos. Seu uso principal foi em calculadoras e relógios, os quais requerem uma baixa necessidade energética (RÜTHER, 2014).

Os filmes de silício amorfo possuem um processo de fabricação muito mais barato que o silício mono e policristalino, pois, requer uma menor quantidade de energia para sua produção. Seu processo de fabricação possibilita o depósito do silício em diversos materiais (Figura 10), como: vidro, aço inox e plásticos, possibilitando empregá-lo em superfícies semitransparente, flexíveis, inquebráveis, leves e curvas, o que torna seu uso mais versátil (GOMES, 2009). Entretanto, também apresenta algumas desvantagens em relação aos módulos de m-Si e p-Si. Pode-se citar sua menor eficiência energética, além do fato de

sofrerem um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, o que faz com que sua eficiência ao longo dos anos seja prejudicada (PRADO, 2008).

Figura 10 - Exemplo de módulo a-Si.



Silício amorfo

Fonte: (CEPEL, 2013)

2.1.4.3 Telureto de Cádmio (CdTe)

Esta é uma tecnologia mais recente quando comparada aos módulos de silício. O módulo fotovoltaico de Telureto de Cádmio também é considerado, filme fino (CARVALHO, 2013). De acordo com Rüther (2004), esta tecnologia vem ganhando bastante espaço no mercado, pois, apresenta atrativos estéticos que podem ser integrados à projetos arquitetônicos (Figura 11).

Segundo NREL (2019) os módulos de CdTe apresentam eficiências comparáveis aos módulos de p-Si, a um custo de produção mais barato. Estudos mostram que embora o Cádmio puro seja tóxico, o composto CdTe não é um elemento que causa malefícios em caso de ingestão ou em contato com a pele (CHUANGCHOTE et al., 2012).

Figura 11 - Aplicação de módulos de CdTe em fachada residencial.



Fonte: (TEKENERGY, 2018).

2.1.4.4 Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS ou CIS)

Outro tipo de tecnologia que é utilizada na aplicação fotovoltaica é baseado no composto disseleneto de cobre e índio (CuInSe_2 - CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (Cu(InGa)Se_2 - CIGS). Estes painéis são fabricados em estruturas flexíveis (Figura 12) e podem ser utilizados em aplicações arquitetônicas ou em itens de uso pessoal por apresentarem uma ótima aparência estética (RÜTHER, 2004).

Fazendo um comparativo entre o rendimento das diversas tecnologias de filmes finos existentes no mercado, os módulos fotovoltaicos de CIGS são os que apresentam o melhor rendimento e, portanto, estão ganhando grande espaço no mercado, tanto no mercado consumidor quanto em termos de produção (RÜTHER, 2004).

Figura 12 - Exemplo de módulo CIGS flexível.



Fonte: (HARROP, 2009).

2.2 CONTEXTO MUNDIAL

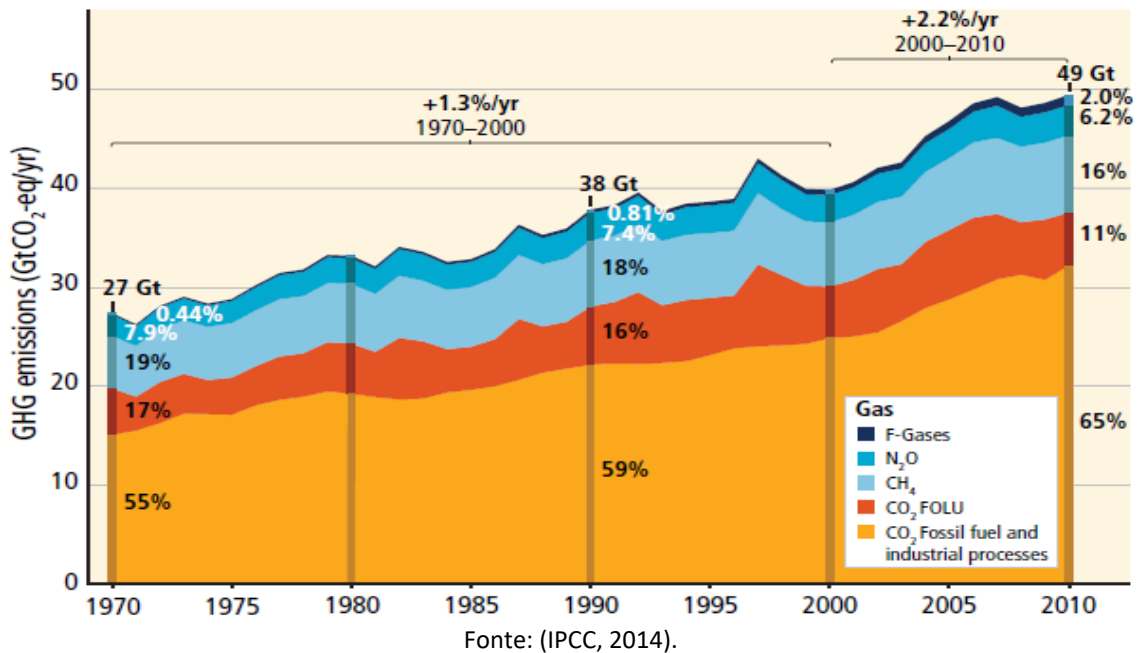
Atualmente a matriz energética mundial é composta, prioritariamente, por geração de energia através da queima de combustíveis fósseis ou nuclear (LUCON; GOLDEMBERG, 2009). Os combustíveis fósseis podem ser divididos em: petróleo, carvão mineral e gás natural.

2.2.1 Avanços em política sustentáveis

Como é reconhecido pela comunidade científica a temperatura média vem aumentando todos os anos, esse aumento se dá a diversos fatores, porém, os que mais contribuem são os gases que causam o efeito estufa. De acordo com o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), os seres humanos são o principal causador do aumento do efeito estufa (IPCC, 2014).

Denominados de GEE, esses gases são altamente poluentes e causam grandes impactos ambientais, dentre os principais gases pode-se citar: dióxido de carbono (CO_2), gás nitroso (N_2O), CFC's (CF_xCl_x), halocarbonetos hidrogenados (HFC e HCFC) e metano (CH_4). Na Figura 13 pode-se observar a evolução na emissão dos GEE de 1970 até 2010 (JUNGES et al., 2018).

Figura 13 – Emissão anual de gases de efeito estufa entre os anos de 1970 e 2010.



A partir da Figura 13 percebe-se que 65% da emissão do CO₂ é proveniente da queima de combustíveis fósseis para a geração de energia e em processos industriais. A fim de tentar controlar esse crescimento exponencial da emissão dos GEE e amenizar as mudanças climáticas decorrentes do efeito estufa, a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), constituída de países desenvolvidos e aqueles que apresentavam economia em transição para o capitalismo, se uniram e criaram o protocolo de Kyoto (MMA, 2017). Ratificado em Kyoto, no Japão, em 1997 (MMA, 2017).

A meta do protocolo era que os países participantes reduzissem suas emissões de CO₂ para 95% das emissões em 1990. Em fevereiro de 2005 ele entrou em vigor, e em 2011 o Canadá renunciou a ele, alegando que as metas seriam impossíveis de se atingir sem a participação de EUA e China, que não assinaram o acordo inicialmente. Portanto, seria necessário outro pacto a fim de resolver a situação da emissão dos gases GEE (CNN, 2018).

Esse novo pacto foi denominado de Tratado de Paris. O principal objetivo do Tratado é combater a ameaça da mudança climática reduzindo o aumento da temperatura mundial para menos de 2°C ao ano (UNFCCC, 2016). Além de aumentar a capacidade dos países de lidar com os impactos causados por mudanças climáticas e promover recursos e tecnologias que diminuam a emissão de GEE.

Sobre as tecnologias de geração de energia limpa, existem diversas opções a serem utilizadas, as mais conhecidas são (DAMASIO; TAVARES, 2007):

- Hidráulica: Utiliza a força da gravidade e da água para gerar energia. Pode ser tanto em larga escala quanto em pequena escala, denominada Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).
- Eólica: Utiliza a força dos ventos para gerar energia através de “motores”. O vento faz com que hélices rotacionem o eixo dos motores e gerem energia.
- Fotovoltaica: Utiliza a radiação solar para converter energia térmica em energia elétrica. Composta por placas de silício do tipo P-N ou outros materiais semicondutores.

2.3 CONTEXTO BRASILEIRO

2.3.1 Geração Elétrica no Brasil

O Brasil possui um sistema de geração elétrica prioritariamente centralizado e de fonte hídrica (LUCON; GOLDEMBERG, 2009), isto é, possui grandes centros produtores de energia elétrica. A Tabela 1 mostra as principais usinas hidrelétricas brasileiras. De acordo com Matos e Catalão (2013) a geração centralizada possui algumas vantagens que justificam o seu uso, sendo elas, o alto rendimento dos equipamentos, facilidade de gerenciamento e economia de escala. Em contrapartida, necessita de investimentos de alto valor, tem perdas na transmissão a longa distância e um alto custo de manutenção das linhas de transmissão.

Tabela 1 – As quatro maiores usinas hidrelétricas do Brasil.

Nome da Usina	Capacidade (MW)
Itaipu	14.000
Belo Monte	11.233
São Luiz do Tapajós	8.381
Tucuruí	8.370

Fonte: Adaptado de (SHIMAKO, 2018).

Porém nos últimos anos outra forma de geração de energia vem ganhando espaço no cenário brasileiro e mundial, essa é a Geração Distribuída (GD). Ela é definida da seguinte maneira.

Entende-se que a geração distribuída é a produção de energia em pequena escala localizadas próximas dos consumidores, podendo ser interligadas à rede elétrica ou funcionar independentemente da mesma. (MATOS; CATALÃO, 2013).

Outro fator que fez com que a geração distribuída ganhasse espaço nas últimas décadas, foi a mudança no perfil da geração de energia. Antes, em muitos países, predominava o monopólio, ao passo que, atualmente, os países estão migrando para um regime mais liberal, com a abertura de espaço para concorrentes no setor de geração de energia (SANTOS; SANTOS, 2016).

O aumento constante no consumo em diversas regiões mais distantes dos grandes centros urbanos, aliado à política mais liberal, deu espaço para a GD crescer. Além disso, com o avanço da tecnologia, a necessidade de se ter qualidade e confiabilidade (*“Power reliability”* e *“Power quality”*) na energia também cresceu, e nessa questão a geração distribuída ganha muito espaço, uma vez que ela consegue suprir esses propósitos com maior facilidade, já que é um tipo de geração flexível e com menores custos de instalação.

Segundo Santos & Santos (2016), pode-se destacar algumas vantagens da GD:

- Diminuir perdas nas linhas de transmissão e distribuição, reduzindo assim os custos de operação das redes do sistema elétrico;
- Redução no custo de implementação de novos pontos de geração, pois, pode-se implementar a GD de forma modular, à medida que a demanda cresce se implementa mais módulos ao sistema;
- Diminuição nos custos de planejamento, pois, as unidades de geração podem ter tamanhos reduzidos;
- Maior estabilidade do sistema elétrico, pois a geração local ajuda na redução dos picos de demanda energética quando operam em conjunto com a rede elétrica;
- Maior qualidade da energia na rede elétrica, pois os consumidores estarão mais próximos ao local de produção e assim, tem menor probabilidade de problemas causados pela transmissão e/ou distribuição;
- Com políticas de incentivo adequadas pode-se poupar com as tarifas de energia, pois, pode-se gerar energia durante os picos de demanda, isso torna a amortização do investimento mais rápida;

- Pode-se disponibilizar energia em locais com grande sensibilidade ecológica, pois, tem-se opção de equipamentos que não geram poluentes nem debilitam o ecossistema local;
- Possibilidade de geração em lugares remotos, sem infraestrutura adequada para grandes instalações;
- Tecnologias flexíveis permitem a modularização da instalação, melhorando a eficiência da energia fornecida;
- Possibilidade da diminuição dos impactos ambientais resultante da menor utilização de combustíveis fósseis;
- Crescimento na oportunidade de comercialização à medida que locais que antes eram remotos agora podem ter acesso a energia elétrica.

Contudo, algumas desvantagens podem ser citadas:

- Maior complexidade do sistema, necessitando de maior planejamento administrativo, comercial e contratual;
- Maior complexidade do sistema de manutenção e segurança;
- As tarifas da geração centralizada podem vir a aumentar, pois utilizar-se-á menos as redes das grandes concessionárias de energia, fazendo quem não tenha acesso a GD sofrer as consequências desse aumento.

2.4 INDICADORES ECONÔMICOS

Realizar uma análise de viabilidade econômica é de suma importância para qualquer tipo de empreendimento. Pois, para que seja feita a tomada de decisão precisa-se saber se o empreendimento analisado traz qualquer expectativa futura, seja ela negativa, ou positiva (DASSI et al., 2015).

Dentre os principais métodos de avaliação de investimentos e os mais utilizados pelos CFO's (*Chief Financial Officers*) em empresas (GRAHAM e HARVEY, 2001) estão: Valor Presente Líquidos (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback* descontado.

As ferramentas comumente utilizadas para a análise de projetos de viabilidade são:

- Valor Presente Líquido (VPL);

- *Payback*, em especial o *payback* descontado;
- Taxa Interna de Retorno (TIR).

2.4.1 Valor Presente Líquido

Para a maioria dos casos de análise em engenharia econômica, exige-se o uso de uma taxa de juros básica, essa taxa é denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (TORRES, 2004).

A TMA, como o próprio nome já diz, representa a taxa mínima de rentabilidade para que aquele investimento se torne aceitável. Portanto, ela serve como base para a rejeição ou aceitação de um projeto ou proposta de investimento.

Segundo Gitman (2010) o VPL é uma sofisticada técnica para a representação do dinheiro no tempo e é utilizada para se realizar o orçamento de capital. A partir do valor inicial de um projeto, são descontadas as entradas de caixa. Esses descontos são feitos à base da taxa de custo de capital da empresa, ou outra taxa escolhida, como por exemplo, a TMA.

O VPL é encontrado quando se subtrai o investimento inicial (FC_0) do valor presente de suas entradas de caixa (FC_t), descontadas à taxa de custo de capital da empresa (r) (GITMAN, 2010). É expressado pela seguinte fórmula:

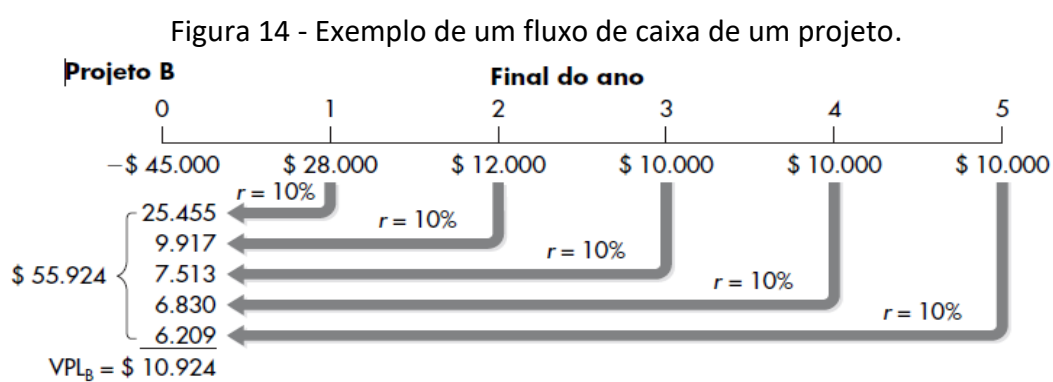
$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (1)$$

Onde,

- VPL = Valor Presente Líquido
- t = Período considerado
- FC_0 = Fluxo de caixa Inicial
- FC_t = Fluxo de caixa do período t
- r = Taxa custo de capital
- n = Número de períodos a serem considerados

A representação do VPL é feita em valores monetários atuais. Com isso, tem-se que o valor do investimento é automaticamente declarado em valor de dinheiro no presente.

Em suma, o cálculo do VPL mostra ao investidor do projeto o rendimento líquido esperado, e serve como um critério para a tomada de decisão. Portanto, caso o VPL seja positivo, deve-se aceitar o projeto, caso o retorno esteja dentro das expectativas dos investidores. Caso o valor do VPL seja negativo, isto significa que o projeto trará prejuízo e, portanto, deve ser descartado (GASLENE; FENSTERSEIFER; LAMB, 2001). Um exemplo de fluxo de caixa é apresentado na Figura 14.



Fonte: (GITMAN, 2010).

Neste exemplo um investimento inicial de R\$ 45.000 é feito no período 0, no primeiro ano tem-se um retorno de R\$ 28.000, este valor é calculado a valor presente através da fórmula do VPL (Fórmula 1), resultando em um fluxo positivo de R\$ 25.455, os outros anos apresentam um retorno de R\$ 12.000, para o segundo ano, e R\$ 10.000 para os outros anos. Estes valores são calculados pela fórmula e então somados, o resultado é um valor positivo de R\$ 55.924, resultando em um VPL de R\$ 10.924.

2.4.2 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno ou TIR é uma das técnicas de análise de orçamento de capital mais utilizadas (GITMAN, 2010)

Ela é a taxa na qual o valor presente das entradas de fluxo de caixa se iguala ao valor das saídas do fluxo de caixa, ou seja, é a taxa na qual o VPL torna-se igual a zero. Para o cálculo do VPL utiliza-se a TMA como valor fixo e o VPL como variável (SOUSA, 2007). Já no cálculo da

TIR, inverte-se os papéis de ambos, coloca-se, assim, a taxa de desconto como variável (SOUSA, 2007).

Para todos os efeitos a TIR é a taxa de retorno anual composta que a empresa obterá caso invista no projeto, recebendo as entradas de caixa previstas. Matematicamente ela é o valor do “R” na equação do VPL que faz com que o seu valor se torne igual a zero.

A equação da TIR é descrita abaixo:

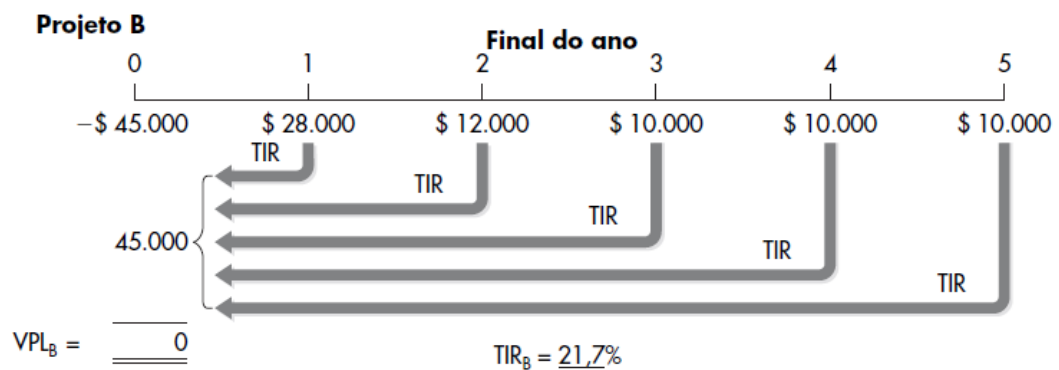
$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - FC_0 \quad (2)$$

Onde,

- t = Período considerado
- FC_0 = Fluxo de caixa Inicial
- FC_t = Fluxo de caixa do período t
- TIR = Taxa interna de retorno
- n = Número de períodos a serem considerados

Para fins de tomada de decisão deve-se considerar que quando a TIR for maior que a taxa de custo de capital, o projeto pode ser aceito (HOJI, 2006). Caso ela seja menor, o projeto deve ser descartado. A Figura 15 mostra um exemplo do cálculo da TIR.

Figura 15 - Exemplo de cálculo da TIR em um projeto.



Fonte: (GITMAN, 2010).

Para este exemplo tem-se um investimento inicial de R\$ 45.000, os fluxos dos períodos são fornecidos de acordo com a Figura 15, o objetivo da fórmula da TIR é calcular qual a taxa necessária para que a soma dos fluxos a valor presente somem o mesmo valor do custo inicial, de R\$ 45.000, neste exemplo a taxa necessária é de 21,7% de retorno.

Lembrando que o uso de qualquer ferramenta isoladamente não é recomendado, pois a TIR fornece um retorno percentual, ao passo que o VPL fornece um retorno monetário. Há casos onde a TIR pode ser superior em relação a outro projeto, ao passo que o VPL é inferior (COSTA, 2017).

2.4.3 Período de *payback*

O período de *payback* é uma técnica utilizada para mensurar o tempo necessário para que um investimento inicial seja recuperado. Ele é calculado dividindo-se o investimento inicial pelas entradas de caixa (GITMAN, 2010).

De acordo com Gitman (2010), embora seja uma técnica popular esta não é muito sofisticada, pois, não considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo. Ao se utilizar o período de *payback* para tomadas de decisão são aplicados os seguintes critérios: se o período calculado for menor que o tempo máximo aceitável no projeto, ele pode ser aceito. Caso contrário, o projeto não é viável economicamente. Esse período deve ser estipulado pela empresa ou pelos investidores do projeto e é fixado subjetivamente, utilizando-se diversos fatores como percepção de risco e outras análises relevantes para cada tipo de investimento.

Em questão de prós e contras o período de *payback*, pode-se dizer que entre seus prós está a simplicidade dos cálculos e seus apelos intuitivos, pois tem-se a rapidez na qual o investimento é recuperado. Já dentre os contras, pode-se citar a fragilidade do método. Por não ser determinado de forma objetiva, ele não se baseia nos descontos de fluxo de caixa e, portanto, não é possível determinar se o projeto agregará valor a empresa ou investimento.

Para contornar essa situação pode-se utilizar a TMA para converter o valor futuro dos fluxos de caixa ao valor presente, este método é denominado de *payback* descontado (COSTA, 2017).

A fórmula para o *payback* descontado é:

$$0 = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (3)$$

Onde,

- T = Período a ser determinado
- FC_0 = Fluxo de caixa Inicial
- FC_t = Fluxo de caixa descontado do período t
- r = Custo de capital

A variável “T” na equação indica o período mínimo para que o valor do investimento inicial seja retornado. A Figura 16 ilustra um exemplo do cálculo do PBD.

Figura 16 - Exemplo de cálculo do PBD de um projeto.

$$\$ 200.000 = \underbrace{\frac{\$ 75.000}{(1,15)^1} + \frac{\$ 75.000}{(1,15)^2} + \dots + \frac{\$ 75.000}{(1,15)^T}}_{VP} \left\{ \begin{array}{l} \text{Se } T = 3 \Rightarrow VP = \$ 171.242 \\ \text{Se } T = 4 \Rightarrow VP = \$ 214.123 \end{array} \right\} \Rightarrow T = 4$$

O investimento (\$ 200.000) será recuperado em no mínimo 4 anos.

Fonte: (SAMANEZ, 2010).

Neste exemplo tem-se um investimento inicial de R\$ 200.000 e retornos anuais de R\$ 75.000, a taxa utilizada é de 15%, o objetivo do cálculo do *Payback* é determinar o tempo necessário para que o valor do investimento inicial seja alcançado, no exemplo o tempo necessário é de 4 anos.

Para se descobrir o tempo de forma mais precisa, pode-se utilizar a fórmula abaixo:

$$PBD = p - \frac{Saldo_p}{VP_{p+1}} \quad (4)$$

Onde,

- p = Período anterior ao valor positivo do saldo
- Saldo = Soma dos fluxos descontados

- VP = Valor presente

Utilizando o exemplo da Figura 16, tem-se $p = 3$, $\text{Saldo}_p = \text{R\$ } -28.758$ e $\text{VP}_4 = \text{R\$ } 42.881$, utilizando a fórmula 4, obtém-se um PBD de 3,67 anos.

2.4.4 Taxa de Lucratividade

A taxa de lucratividade, também conhecida como índice de lucratividade ou relação de custo-benefício é utilizada como ponto de partida para a seleção de projetos (GITMAN, 2010)

Sua fórmula pode ser calculada através da seguinte equação:

$$IL = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Fc_t}{(1+i)^t}}{-Fc_0} \quad (5)$$

Onde,

- Fc_t = Fluxo de caixa do período
- i = taxa de juros
- Fc_0 = Fluxo de caixa Inicial
- t = período

A fórmula pode ser entendida como a soma dos fluxos de caixa descontados divididos pelo valor do investimento inicial (GITMAN, 2010).

Ela representa o valor de retorno para cada R\$ 1 investido no projeto. E está ligada ao VPL, caso o VPL seja positivo, o IL é maior que 1 e caso o VPL seja negativo, seu valor é menor que 1.

2.5 MÉTODO LCOE

O Custo Nivelado de Energia, é a tradução do inglês para *Levelized Cost of Energy* (LCOE), um dos métodos internacionais mais consagrados para se avaliar o custo real da geração de energia. Permite o cálculo do custo real por quilowatt-hora, desde a construção da planta até o fim do seu período de vida útil (ROMEIRO; ALMEIDA; LOSEKANN, 2015).

Segundo Eia (2019), ele representa o mínimo de geração de capital para que o projeto seja capaz de recuperar o investimento e os custos de manutenção e operação. Em suma, é a uma representação do valor competitivo do projeto.

A fórmula do LCOE pode ser obtida de diferentes maneiras, neste trabalho optou-se pela definição dada por Ramadhan e Naseeb (2011) que utiliza um Fator de Recuperação de Capital (FRC), multiplicado pelo custo inicial da instalação. A equação do LCOE é:

$$LCOE = \frac{(CI \times FRC) + \sum_n CM}{\sum_n PT} \quad (6)$$

Onde,

- CI = Custo da Instalação
- FRC = Fator de Recuperação de Capital (da sigla em inglês CRF ou *Capital Recovery Factor*)
- CM = Custo de Manutenção
- PT = Produção Total
- N = Número de períodos

O custo da instalação é o próprio custo de aquisição do sistema fotovoltaico. O custo de manutenção é o custo atribuído para manter o sistema em funcionamento, assim como eventuais trocas de equipamento. A produção total é quanto de energia o sistema vai gerar ao longo de sua vida útil. E, por fim, o FRC é o custo de recuperação de capital. Ele possui uma fórmula própria, expressa pela equação abaixo:

$$FRC = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (7)$$

Onde,

- i = Taxa de juros
- n = Número de períodos

Um estudo feito por Holdermann, Kissel e Beigel em 2014 mostrou que, naquele ano, utilizando-se o método LCOE para sistemas fotovoltaicos, em nenhuma das 63 redes de

distribuição brasileiras essa tecnologia seria viável. Porém, se houvesse uma melhora nas condições de financiamento, queda no preço dos sistemas em pelo menos 20% e uma diminuição da taxa de desconto de 10% para 6%, ela passaria a se tornar amplamente atrativa no território nacional. Como visto no capítulo 2.1.4 os preços dos módulos estão 17% mais baratos que no ano de 2014, e a taxa de juros nacional, a SELIC, também teve redução, estando em 5,5% em 2019. Esses fatores mostram que houve uma melhora no cenário para investimento em energias sustentáveis no Brasil.

3 METODOLOGIA

Nesta seção serão discutidos os processos metodológicos escolhidos, assim como as etapas necessárias para o desenvolvimento do estudo. A metodologia utilizada foi adaptada de Budel (2017).

3.1 LOCALIZAÇÃO

O presente estudo foi realizado na região metropolitana da cidade de Indaiatuba, localizada no estado de São Paulo, à 20 km de Campinas. Este município possui, cerca de, 250 mil habitantes e um PIB per capita de 50 mil reais (IBGE, 2018). A concessionária de energia da região é a CPFL Energia, mais especificamente a CPFL Piratininga, que atende principalmente a região do interior e litoral do estado de SP.

A Tabela 2 mostra os dados de radiação solar global médias nas principais cidades do estado, bem como a média nas quatro estações do ano – primavera, verão, outono e inverno. A cidade de Indaiatuba fica localizada entre os municípios de Campinas (20km de distância), de Sorocaba (60km de distância) e São Paulo (100km de distância).

Tabela 2 - Radiação solar global média nos municípios - Estado de São Paulo.

Município	(kWh/m ² ×dia)				
	Anual	Primavera	Verão	Outono	Inverno
Araçatuba	5,520	6,672	5,970	4,697	4,741
Barretos	5,509	6,711	6,057	4,474	4,794
Bauru	5,466	6,540	5,919	4,581	4,824
Campinas	5,388	6,347	6,147	4,402	4,658
Franca	5,484	6,385	6,133	4,618	4,801
Marília	5,384	6,590	5,786	4,573	4,588
P. Prudente	5,401	6,578	6,039	4,517	4,468
Registro	4,388	5,239	5,560	3,482	3,273
Ribeirão Preto	5,489	6,545	6,117	4,476	4,819
Santos	4,709	5,747	5,455	3,881	3,753
São Carlos	5,444	6,390	6,089	4,480	4,819
S. J. Campos	5,053	6,002	5,625	4,227	4,357
S. J. R. Preto	5,512	6,695	5,876	4,597	4,878
São Paulo	4,589	5,251	5,352	3,967	3,784
Sorocaba	5,126	6,105	5,933	4,237	4,231

Fonte: (SECRETARIA DE ENERGIA, 2013).

3.2 PESQUISA E COLETA DE DADOS

Para o desenvolvimento desta pesquisa foram criados três sistemas. Os sistemas foram denominados: Sistema 1, Sistema 2 e Sistema 3. Eles fornecem um percentual de energia equivalente a 50%, 100% e 200%, respectivamente, do consumo médio mensal. Como existem quatro bandeiras tarifárias e três sistemas, foram calculados doze cenários distintos. Os dados para esta pesquisa foram obtidos em diversas fontes, tais como: o site da ANEEL, do Governo do Estado de SP e da concessionária CPFL Energia. O equipamento foi dimensionado utilizando a potência efetiva necessária para cada cenário. Os dados dos equipamentos, como os custos, rendimentos e manutenção necessárias foram obtidos através do site da empresa Portal Solar.

Para o cálculo dos dados econômicos, a taxa de custo de capital escolhida foi a média da projeção da taxa SELIC e do IGP-M para os próximos anos. Estes dados foram obtidos através do boletim FOCUS do Banco Central.

Para todos os cálculos foi utilizado o programa Microsoft Excel. Os resultados foram estudados com o intuito de verificar a viabilidade econômica dos projetos, fazendo o uso dos métodos VPL, TIR, *Payback* e *Payback* descontado. Ao final utilizou-se o método LCOE para obter o custo real da produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico e assim compará-lo com a tarifa estabelecida pela concessionária de energia.

3.2.1 Consumo de Energia Elétrica

Para o consumo médio de energia elétrica anual dos habitantes da cidade, utilizou-se dados do site da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do estado de São Paulo, entre o período de 2012 a 2018, uma vez que se trata do período máximo disponibilizado (SÃO PAULO, 2019). Estes dados podem ser vistos na Tabela 3.

Tabela 3 - Consumo de energia elétrica residencial da cidade de Indaiatuba – SP.

Ano	Consumo (MWh)	Varição
2012	212.218	8%
2013	226.383	7%
2014	243.338	7%
2015	240.661	-1%
2016	238.931	-1%
2017	247.313	4%
2018	245.101	-1%

Fonte: Adaptado de (SÃO PAULO,2019).

Observando os dados, percebe-se um aumento constante no consumo até o ano de 2015. Desde então, o consumo vem mantendo um crescimento baixo ou até mesmo negativo. A variação do consumo foi de 15,5%. Alguns fatores podem ser atribuídos à redução no consumo de energia elétrica entre 2015 e 2018. As possíveis causas para esse fato serão discutidas ao final do capítulo.

Os dados do número de unidades consumidoras da cidade também foram obtidos no site da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente e podem ser observados na Tabela 4.

Tabela 4 - Número de unidades consumidoras na cidade de Indaiatuba-SP.

Ano	Unidades Consumidoras	Varição
2012	76.947	0%
2013	80.140	4%
2014	83.078	4%
2015	86.036	4%
2016	90.131	5%
2017	92.826	3%
2018	94.248	2%

Fonte: Adaptado de (SÃO PAULO,2019).

O número de unidades consumidoras foi crescente e constante durante todo o período analisado. A média do número de unidades consumidoras entre o período de 2012 a 2018 é de 86.200, o que corresponde a uma variação no crescimento de 22,5%.

Em seguida, também foram coletados dados do censo demográfico da cidade, a fim de realizar uma comparação entre o crescimento do número de habitantes e do consumo de energia elétrica. O censo demográfico foi avaliado do ano de 2012 a 2018 e pode ser visto na Tabela 5.

Tabela 5 - Censo demográfico da cidade de Indaiatuba-SP.

Ano	Habitantes	Variação
2012	210.696	0%
2013	215.670	2%
2014	220.762	2%
2015	231.033	5%
2016	235.367	2%
2017	232.586	-1%
2018	235.964	1%

Fonte: Adaptado (SÃO PAULO,2019).

A partir da análise dos dados da Tabela 5 observa-se um crescimento constante da população da cidade à uma taxa média de 1,8% ao ano, variando um pouco nos últimos quatro anos.

Embora o número de habitantes tenha crescido, a partir de 2015, a Tabela 3 mostra a redução em 2015, 2016 e 2018 de 1% no consumo de energia. O consumo não cresceu na mesma proporção que o número de unidades consumidoras. Este fato pode ter como causa a crescente preocupação com a pesquisa e desenvolvimento de tecnologias mais eficientes. Um grande contribuinte, por exemplo, é a grande difusão do uso de lâmpadas LED, assim como refrigeradores, máquinas de lavar roupa e equipamentos condicionadores de ar que passaram a utilizar tecnologias mais eficientes, com motores inversores. Isto, aliado a queda dos preços dessas novas tecnologias trazem diversos benefícios para a população, visto que estas novas tecnologias reduzem o consumo doméstico.

Posteriormente, trabalhou-se com os dados das Tabelas 3 e 4 para relacionar o número de unidades consumidoras com o consumo médio, possibilitando a obtenção do consumo de energia elétrica por unidade consumidora. Estes dados são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 – Consumo por unidade consumidora da cidade de Indaiatuba-SP.

Ano	Consumo Individual (MWh)	Variação
2012	2,7580	0%
2013	2,8248	2%
2014	2,9290	4%
2015	2,7972	-5%
2016	2,6509	-5%
2017	2,6643	1%
2018	2,6006	-2%

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019).

O consumo individual segue o mesmo padrão do consumo residencial anual. Ele foi crescente até 2014, e decrescente de 2015 a 2018. Este padrão está condizente com os dados encontrados no trabalho de Budel (2017) e dados da EPE (2017).

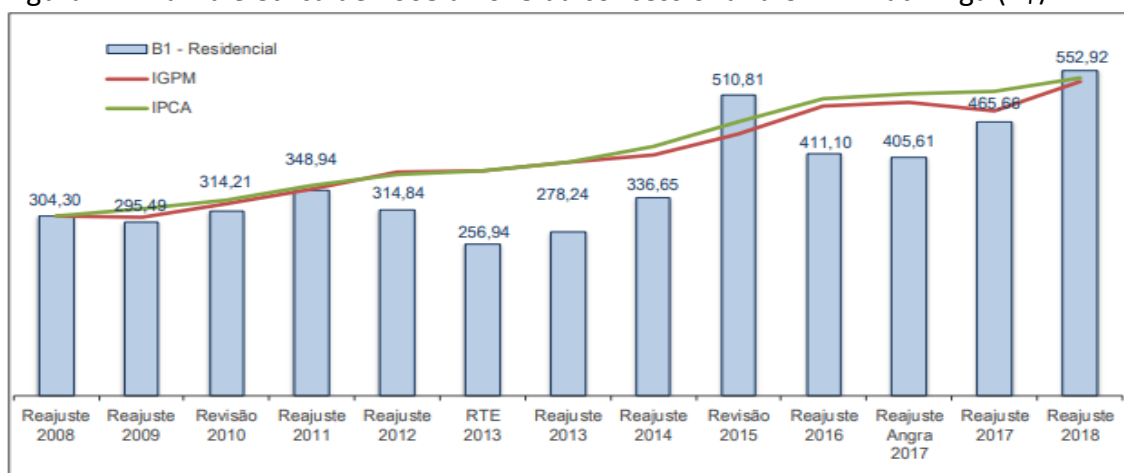
Houve uma redução do consumo doméstico, em Indaiatuba, entre 2012 e 2018 de 5,7%, pode-se, então, dizer que a redução média foi de 0,815% ao ano. Além disso, a média do consumo individual nos últimos 7 anos foi de 2,7464 MWh/ano ou 228,86 kWh/mês.

Neste estudo foi considerado que a média de consumo individual é de 230 kWh/mês. A variação do consumo individual foi calculada fazendo-se a média da projeção de demanda por energia elétrica residencial feita pela EPE (2019), de 2,1% ao ano, e do histórico encontrado, de -0,815% ao ano. Portanto foi considerado um aumento de 0,6425% ao ano do consumo individual

3.2.2 Bandeiras e Tarifas Energéticas

Os dados em relação a tarifa de energia elétrica foram coletados no site da concessionária que fornece energia para a cidade, a CPFL Piratininga. A empresa disponibiliza em seu site a tarifa de energia atualmente vigente, bem como, os reajustes anuais em porcentagem. A tarifa de energia elétrica é calculada a partir de dois valores, Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia Consumida (TE). Esses valores são apresentados na Figura 17.

Figura 17 - Tarifa elétrica de 2008 a 2018 da concessionária CPFL Piratininga (R\$/MWh).



Fonte: (SGT, 2018).

A partir dos dados da Figura 17, nota-se que houve um aumento no preço da tarifa nos últimos dez anos. O valor em 2008 era de 304,30 R\$/MWh e aumentou para 552,92 R\$/MWh em 2018. O que corresponde a um aumento de 81,70% no período de dez anos ou 6,17% ao ano, ao passo que a variação do IGP-M foi de 75,22%, para o mesmo período.

Houve um grande aumento da tarifa em 2014 e 2015, devido à crise das bacias hidrográficas no território brasileiro, principalmente no estado de SP, onde os níveis do reservatório da Cantareira (o principal da região) diminuíram em 95% devido à falta de chuva, chegando ao fim do volume operacional e utilizando-se do volume morto (JANAINA, 2015).

Em abril de 2013, a ANEEL criou a Resolução Normativa nº. 547/13, que trata da aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias para as concessionárias de energia elétrica (ANEEL, 2013). Essa resolução entrou em vigor a partir de janeiro de 2015. Este sistema permite que a concessionária repasse ao consumidor os custos adicionais derivados das condições de geração de energia elétrica (ANEEL, 2013). Ela é dividida em três níveis, que são explicados na Tabela 7. A bandeira verde, corresponde a um cenário no qual as condições para a geração de energia elétrica são favoráveis, com baixa geração termelétrica, portanto, não há nenhum acréscimo na conta de luz. A bandeira amarela, corresponde a situação em que as condições para gerar energia estão menos favoráveis, com média geração termelétrica, portanto, é repassado um custo de 0,015R\$/KWh para o consumidor. Já a bandeira vermelha, onde há grande geração termelétrica, é dividida em dois patamares: no patamar 1 é adicionado um custo de 0,04R\$/KWh e no patamar 2 é adicionado um custo de 0,06R\$/KWh para o consumidor final.

Tabela 7 - Bandeiras Tarifárias cobradas pela CPFL Piratininga em 2019.

Bandeira Tarifária	Geração Termelétrica (R\$/MWh)	Alteração no preço da tarifa
Verde	Até 211,28	Não há
Amarela	De 211,28 até 422,56	Acresce R\$ 0,015
Vermelha patamar 1	De 422,56 até 610	Acresce R\$ 0,040
Vermelha patamar 2	Maior que 610	Acresce R\$ 0,060

Fonte: (CPFL, 2019).

Como observa-se na Tabela 7, a bandeira vermelha é um cenário preocupante para o consumidor, pois, a diferença no valor acrescido na fatura entre as bandeiras amarela e vermelha chegam a 166% no patamar 1 e a 400% no patamar 2. Apesar do sistema de bandeiras tarifárias serem atualmente aplicados no território brasileiro, por se tratar de um sistema recente, não foi considerado que haverá reajuste no valor cobrado das bandeiras tarifárias, mantendo-se constante durante o período de análise, de 30 anos.

A Tabela 8 mostra os valores da tarifa de energia elétrica para o ano de 2019 na cidade de Indaiatuba.

Tabela 8 - Preço da tarifa de energia elétrica de Indaiatuba-SP.

Bandeira	Tarifa (R\$/KWh)
Verde	0,55292
Amarela	0,56792
Vermelha Patamar 1	0,59292
Vermelha Patamar 2	0,61292

Fonte: Adaptado de (CPFL, 2019).

Sobre o valor base da tarifa energética, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e os impostos federais, o Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (PIS/COFINS), também são acrescidos. Os valores do PIS/COFINS foram determinados pela edição das Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004 em 1,65% e 7,6%, respectivamente, (CPFL, 2019). Para o estado de São Paulo, a Lei Estadual 13.918/09 rege a tributação do ICMS (CPFL, 2019), que pode ser visualizada na Tabela 9.

Tabela 9 - Tabela ICMS (Estado de São Paulo)

Classe	Faixa de Consumo (kWh)	Alíquota
Residencial	0 a 90	Isento
	91 a 200	12%
	Acima de 200	25%
Poder Público e Autarquias Estaduais	----	Isento
Poder Público e Autarquias Municipais	----	18%
Demais Classes	Qualquer Consumo	18%

Fonte: Adaptado de (CPFL, 2019).

A partir dos dados das Tabelas 8 e 9, pode-se elaborar uma tabela com o preço ajustado da tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores. Neste trabalho, como a média de consumo elétrico individual por unidade consumidora é acima dos 200 kWh/mês, foram utilizadas as alíquotas de 1,65%, 7,6% e 25% para os impostos PIS/COFINS/ICMS, respectivamente. A Tabela 10 demonstra os valores corrigidos da tarifa de energia elétrica cobrados pela concessionária CPFL Piratininga na cidade de Indaiatuba.

Tabela 10 – Valor ajustado da tarifa de energia elétrica pelos impostos PIS/COFINS/ICMS.

IMPOSTOS	PIS	COFINS	ICMS
	1,65%	7,60%	25%
Bandeira		Tarifa Corrigida (R\$/KWh)	
Verde		0,74230	
Amarela		0,76243	
Vermelha Patamar 1		0,79600	
Vermelha Patamar 2		0,82285	

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

3.3 O SISTEMA FOTOVOLTAICO

A média mensal de consumo individual foi definida no capítulo 4.1 como sendo 230 kWh/mês. Com isso, cada sistema deve ser capaz de fornecer 50%, 100% e 200% deste valor por mês. Desta forma, o sistema 1 deve fornecer 115 kWh/mês, o sistema 2 deve fornecer

230kWh/mês e o sistema 3, 460 kWh/mês. Os custos de cada sistema foram obtidos através do site da empresa Portal Solar, que fornece serviço de instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais em São Paulo. Todos os sistemas são comercializados no Brasil e possuem certificação de qualidade do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO).

Os custos são apresentados na Tabela 11 e já incluem os valores referentes aos módulos solares, aos inversores, aos componentes necessários para a instalação (suportes, dispositivos de proteção, cabeamento etc.) e mão de obra para instalação.

Para que haja a geração de energia estimada por cada sistema, é considerado que não exista sombreamento dos painéis fotovoltaicos e que todos os equipamentos estejam funcionando em condições ideais e de acordo com suas especificações.

Tabela 11 - Custos dos sistemas fotovoltaicos e estimativa de geração de energia.

Sistema	Consumo Mensal (kWh)	Potência Instalada (kWp)	Custo do SFV (R\$)	Número de Painéis	Geração Mensal (média)
1	230	1,08	9.646,52	4	115
2	230	1,95	14.486,89	6	230
3	230	3,9	22.615,23	12	460

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Uma taxa de degradação anual das placas, também foi considerada, a fim de deixar a simulação mais próxima da realidade. Um estudo feito por Limmanee et al. (2017), observaram placas solares durante 4 anos de funcionamento. Os autores reportaram uma taxa de degradação da energia gerada, em placas de silício, que variou entre 0,2 e 3% ao ano, em climas tropicais. Em placas de p-Si, o material utilizado no presente estudo, a taxa de degradação relatada foi de 1,0% ao ano. Taxa essa, aplicada na presente avaliação.

Além dos custos de instalação, também é necessário que haja manutenção das placas. Essa manutenção consiste na limpeza delas por meio de uma lavagem simples com água e sabão neutro. É recomendado que a limpeza das placas seja feita semestralmente, pois, caso haja grande acúmulo de poeira, a eficiência da geração de energia pode diminuir. O custo da limpeza é correspondente ao número de placas. Estima-se um valor R\$ 15 para limpeza de cada placa (BUDEL, 2016). Além da lavagem, também é necessário a troca dos Dispositivos de

Proteção de Surto (DPS). Essa troca é feita toda vez que o dispositivo for ativado ou a cada cinco anos, o que ocorrer primeiro. O DPS é um item indispensável para a proteção da rede e dos equipamentos que estão conectados ao sistema fotovoltaico, pois, ele os protege contra descargas atmosféricas que podem danificar os equipamentos. Os inversores possuem uma vida útil média de 10 anos, sendo que o fabricante recomenda a troca do mesmo após esse período. Para a simulação realizada neste estudo, foi obedecida a recomendação do fabricante. Desta forma, a troca deste dispositivo foi feita a cada 10 anos. A Tabela 12 mostra os custos referentes a manutenção dos sistemas.

Tabela 12 - Custos da manutenção do SFV

Tipo de Serviço	Período (em anos)	Custo por sistema (R\$)		
		Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Limpeza das placas	0,5	60	180	360
Troca do DPS	5	500	500	1.000
Troca do Inversor	10	3.899	5.699	8.199

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

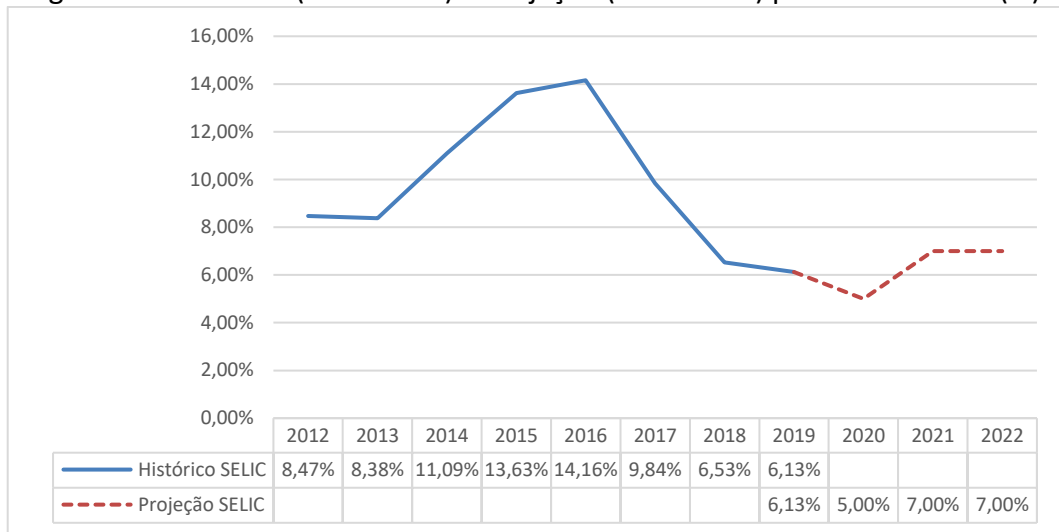
3.4 TAXA DE JUROS E INFLAÇÃO NO PERÍODO

A taxa de juros SELIC é a referência para os demais juros da economia. Trata-se da taxa média cobrada em negociações com títulos emitidos pelo Tesouro Nacional, registradas diariamente no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019). A cada 45 dias o Comitê de Política Monetária (COPOM) define o valor da taxa SELIC.

Segundo o Banco Central do Brasil (BCB) (2019), a taxa de juros SELIC é o instrumento de política monetária principal, que o BCB utiliza para controlar a inflação, pois, ela influencia todas as outras taxas de juros, como por exemplo os juros de financiamentos e aplicações, assim como, os juros de empréstimos. Trata-se de uma taxa que tem como principal característica, ser apurada entre as operações diárias entre instituições financeiras que utilizam títulos públicos para garantir crédito.

O histórico dessa taxa é amplamente disponibilizado no site do BCB. A Figura 18 mostra o histórico trimestral da SELIC, de 2012 a 2019. Durante a escolha da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) utilizada no estudo, escolheu-se a Taxa SELIC como base para os cálculos.

Figura 18 - Histórico (2012-2019) e Projeção (2020-2022) para a taxa SELIC (%).

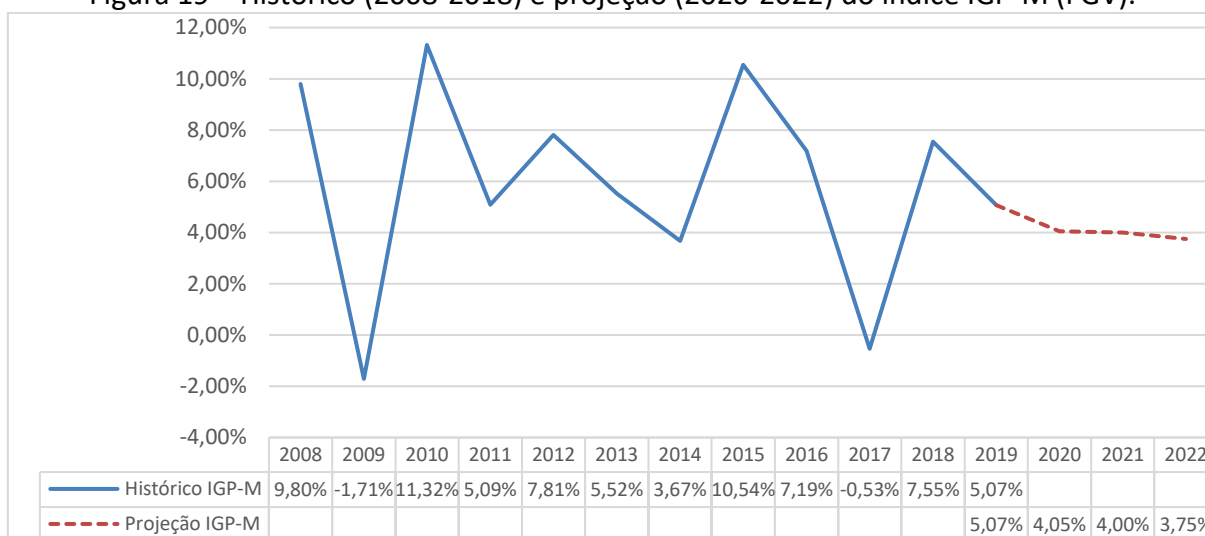


Fonte: Adaptado de (BCB, 2019 e FOCUS, 2019).

Como pode ser visto na Figura 18, a tendência da SELIC nos últimos anos é de queda. Nota-se que ela saiu de seu máximo histórico (no período analisado) de 14,16% em 2016, para seu mínimo histórico de 5,5%, em 2019. As projeções dos analistas do Banco Central e do boletim Focus para os próximos anos, é de que a taxa venha a cair para 5% em 2020 e, logo em seguida, suba até 7% em 2021 e 2022. Neste estudo foi considerado a média do valor previsto pelo boletim Focus, sendo este valor de 6%.

Para o cálculo do reajuste no preço dos equipamentos e serviços utilizados, foi escolhido o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M). O IGP-M é um índice calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e é utilizado, mais comumente, como base para a taxa de contratos de aluguel e de tarifas energéticas (GITMAN, 2010). Abaixo, a Figura 19 apresenta o histórico deste índice entre o período estudado (2008-2018) e a sua projeção feita pelo boletim FOCUS (2020-2022).

Figura 19 – Histórico (2008-2018) e projeção (2020-2022) do índice IGP-M (FGV).



Fonte: Adaptado de (FGV, 2019 e FOCUS, 2019).

O índice IGP-M, como outros indicadores econômicos brasileiros, não é definido pelos seus valores passados, portanto, para que seja feita uma análise mais próxima da realidade é necessário utilizar-se das projeções feita pelos especialistas dos BCB e do boletim FOCUS. Para o presente estudo a média da projeção do IGP-M, entre 2020 e 2022, foi utilizada. Esta média tem valor de 4,21%.

3.5 VIABILIDADE ECONÔMICA

Para que o presente estudo pudesse abranger um maior número possível de situações, foram definidos diversos cenários, com diferentes entradas de dados. Neste projeto as variáveis escolhidas foram as bandeiras tarifárias e o sistema fotovoltaico instalado. Portanto, no total, 12 cenários distintos foram obtidos, conforme mostrado na Tabela 13.

Tabela 13 - Tabela dos Cenários.

Bandeira	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Verde	1	2	3
Amarela	4	5	6
Vermelha P1	7	8	9
Vermelha P2	10	11	12

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A partir da definição dos cenários, os dados de custos de equipamento, consumo de energia elétrica, taxas de juros utilizadas, foram inseridos em uma planilha no programa Microsoft Excel. A planilha foi montada da seguinte forma:

- Consumo: Valor inicial de 228,86 kWh/mês com uma taxa de crescimento de 0,6425% ao ano;
- Tarifa: Valor base descrito na Tabela 10, com uma taxa de crescimento, referente ao histórico mostrado na Figura 17, de 6,17% ao ano;
- Manutenção: Valor base da Tabela 12, reajustados pelo IGP-M (4,21% ao ano);
- Rendimento: Preço da tarifa do período multiplicado pela média da geração do sistema fotovoltaico utilizado;
- Líquido: Valor do rendimento do período menos o custo de manutenção do mesmo período;
- Saldo: Valor do saldo no período anterior somado ao rendimento do período.
- Fluxo descontado: É o valor do rendimento do período n trazido a valor presente, a taxa utilizada foi projeção da SELIC (6%);
- *Payback* descontado: Para o cálculo do PBD foi utilizado a equação (3) e (4);
- Taxa Interna de Retorno: Para o cálculo da TIR foi utilizado a equação (2);
- Valor Presente Líquido: Para o cálculo do VPL foi utilizado a equação (1), TMA utilizada foi igual a taxa SELIC (6%).

Os resultados encontrados foram então tabelados, e podem ser vistos na Tabela 14. Esta tabela contém dois outros indicadores que foram calculados, o *payback* simples e a taxa de lucratividade. Para o *payback* simples, ao invés do cálculo ser feito utilizando o FC_t descontado, utiliza-se o valor do saldo. A taxa de lucratividade representa o valor recebido para cada 1 real investido, e é calculado pela soma, de todos os fluxos descontados, dividido pelo valor do investimento inicial.

4 RESULTADOS DOS CENÁRIOS

Neste tópico são apresentados os resultados obtidos a partir dos cálculos dos indicadores econômicos escolhidos, assim como, o resultado do método LCOE.

4.1 INDICADORES ECONÔMICOS

Os cenários foram analisados por conjuntos. O primeiro conjunto é referente a bandeira tarifária verde, que possui o menor custo dentre as bandeiras tarifárias existentes. Tal valor é de 0,7423 R\$/Wh, com todos os impostos (PIS/COFINS e ICMS) inclusos. Esse conjunto é composto pelos cenários 1, 2 e 3. Os resultados referentes a bandeira amarela, cujo valor é de 0,7624 R\$/kWh, é composta pelos cenários 4, 5 e 6. Já a bandeira vermelha, possui dois patamares de custo: o patamar 1 possui um custo tarifário de 0,7960 R\$ por kWh, enquanto o patamar 2 possui um custo de 0,8228 R\$/kWh. A bandeira vermelha é composta pelos cenários 7, 8, 9, 10, 11 e 12, sendo os três primeiros referentes ao patamar 1 e os três últimos referentes ao patamar 2. Os resultados obtidos podem ser vistos, de forma resumida, na Tabela 14 e de forma completa no apêndice A.

Tabela 14 – Resultados dos indicadores econômicos.

Sistema	Cenário	Payback descontado (em anos)	TIR	Valor Presente Líquido (em R\$)	Taxa de Lucratividade
1	1	15,24	10,24%	5.205,14	1,54
	4	15,06	10,74%	5.934,92	1,62
	7	14,01	11,53%	7.151,21	1,74
	10	13,22	12,15%	8.124,25	1,84
2	2	7,52	16,04%	22.688,23	2,57
	5	7,38	16,56%	24.147,79	2,67
	8	7,16	17,40%	26.580,38	2,83
	11	7,00	18,06%	28.526,46	2,97
3	3	6,08	20,93%	58.627,81	3,59
	6	5,67	21,53%	61.546,92	3,72
	9	5,48	22,52%	66.412,11	3,94
	12	5,34	23,30%	70.304,26	4,11

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Todos os cenários analisados mostraram-se, a princípio, viáveis economicamente, uma vez que todos possuem o VPL e a TIR positivas. Os períodos de *payback* descontado variam entre 5,34 e 15,24 anos, sendo os cenários equipados com o sistema 3 apresentando os melhores resultados. A TIR dos cenários também tem seus valores positivos, variando entre 10,24%, em seu menor valor, e 23,30% no seu maior valor. Novamente o sistema 3 apresenta os melhores resultados para a TIR, sendo seus valores acima de 22%.

Analisando apenas os números, todos os cenários têm seus pré-requisitos cumpridos para serem considerados viáveis, contudo, os cenários com o sistema 1 apresentam um VPL muito inferior aos demais sistemas, o que o torna menos atrativo economicamente.

4.2 MÉTODO LCOE

O FRC calculado, foi o mesmo para os três sistemas, pois eles possuem uma configuração de equipamento similar. O período escolhido foi de 30 anos. Período este, também utilizado para o cálculo dos indicadores econômicos. Os resultados do método LCOE, para cada sistema fotovoltaico, podem ser observados na Tabela 15.

Tabela 15 - Resultados do método LCOE.

Sistema	Energia Gerada (kWh)	Custo de Instalação (R\$)	Custo de Manutenção (R\$)	LCOE (R\$/kWh)
1	35.397	9.646,52	38.414,48	1,101
2	70.794	14.486,89	53.258,10	0,764
3	141.588	22.615,23	83.363,53	0,598

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Na Tabela 15, “Energia gerada” é composta pelo valor anual estimado para a geração de cada sistema. O “custo de manutenção”, corresponde à soma de todos os custos de limpeza e troca de dispositivos do sistema ao longo dos 30 anos, esses valores foram corrigidos pelo taxa IGP-M.

O LCOE de cada sistema é 1,101 R\$/kWh, 0,764 R\$/kWh e 0,598 R\$/kWh gerados para os sistemas 1, 2 e 3 respectivamente. O sistema três apresentou o menor LCOE deles (0,598 R\$/kWh). A diferença entre o menor e o maior valor é de 84,11%.

5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

No início do projeto, os sistemas 1, 2 e 3 eram capazes de fornecer 50%, 100% e 200% do consumo de energia elétrica. Todavia, estima-se que o consumo inicial de 228,86kWh aumente para 277,34kWh, ao fim do período de 30 anos. Além do fato de os sistemas fotovoltaicos apresentarem uma degradação de sua eficiência para o mesmo período. Com isso, os percentuais da capacidade de geração dos três sistemas foram recalculados. Estes valores encontram-se na Tabela 16.

Tabela 16 - Geração dos sistemas no início do projeto e no fim do projeto.

	Início do projeto		Fim do projeto	
	Geração (kWh)	Percentual	Geração (kWh)	Percentual
Sistema 1	115	50%	81,65	30%
Sistema 2	230	100%	163,3	60%
Sistema 3	460	200%	326,6	121%

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019).

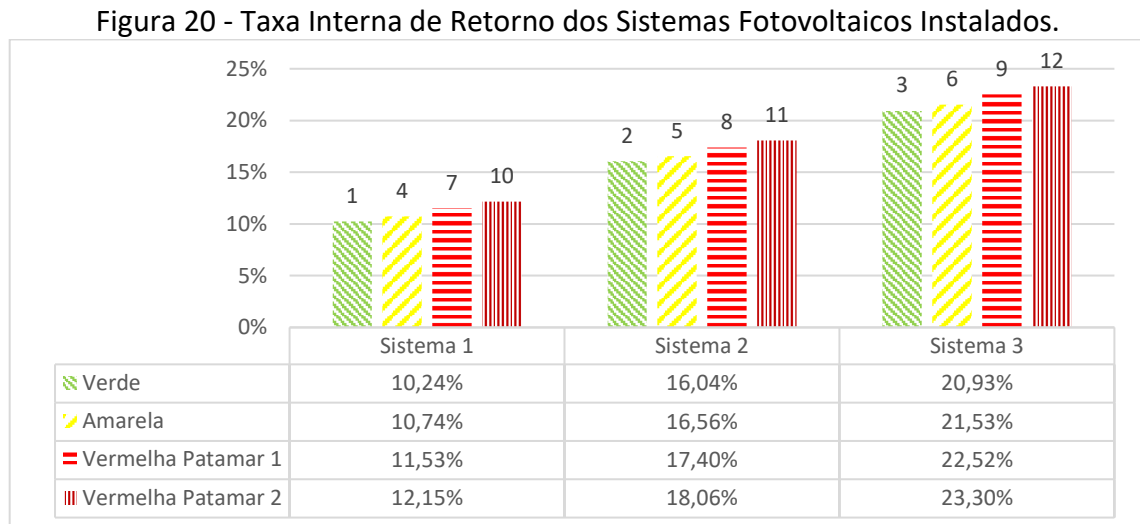
Através da Tabela 16, observa-se uma queda na geração de energia dos sistemas de aproximadamente 29%, esta redução, juntamente com o aumento do consumo, mostra que, após 30 anos, o percentual da capacidade de geração de energia em relação ao consumo, passará a ser 30%, 60% e 121% para os sistemas 1, 2 e 3, respectivamente.

Com o objetivo de filtrar os dados para análise, foi determinado um valor mínimo para cada indicador:

- TIR – Acima de 12% ao ano;
- VPL – Acima do custo de equipamento inicial;
- *Payback* – Abaixo de 15 anos;
- Taxa de lucratividade – Acima de 2.

5.1 ANÁLISE DA TIR

A Figura 20 apresenta a variação da TIR, conforme o sistema utilizado e a bandeira tarifária vigente. Os números acima das barras do gráfico correspondem aos cenários.

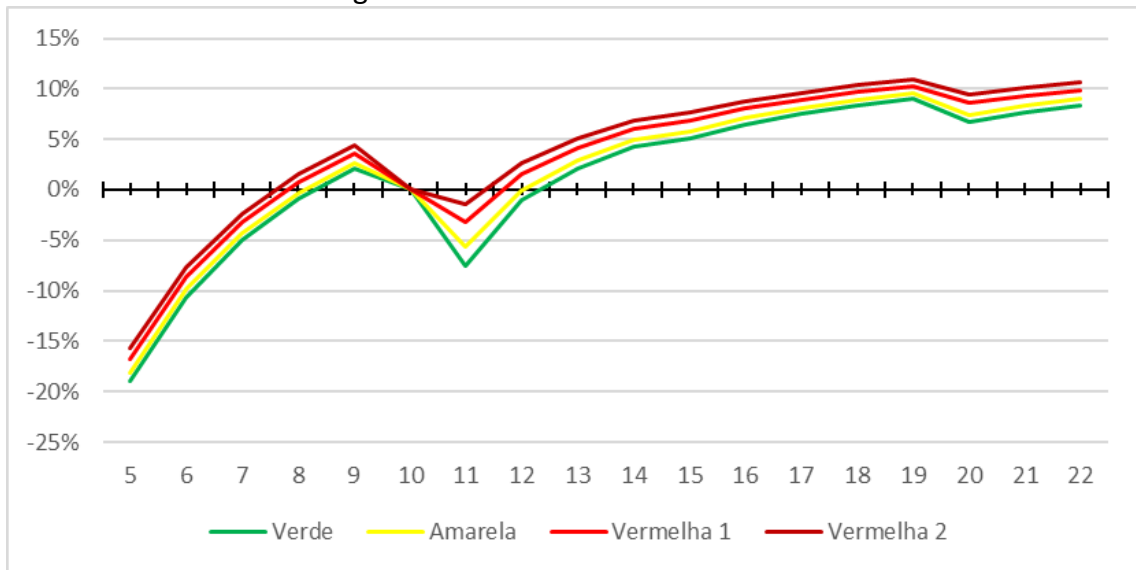


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Conforme visto na Figura 20, a TIR é diretamente proporcional ao preço, tanto, da tarifa, quanto, da capacidade do sistema fotovoltaico. O sistema 1 tem os menores valores da TIR, e o sistema 3, os maiores.

Contudo, o gráfico mostra o valor da TIR apenas no trigésimo período. Portanto, para complementar a análise, também foi feito uma comparação entre o valor da TIR e o ano para cada sistema. O gráfico da TIR x Período, para o sistema 1, 2 e 3 podem ser encontrados nas Figura 21, Figura 22 e Figura 23, respectivamente. A análise começa no quinto ano, pois, antes disso os valores da TIR são todos negativos e, portanto, não são relevantes para o estudo.

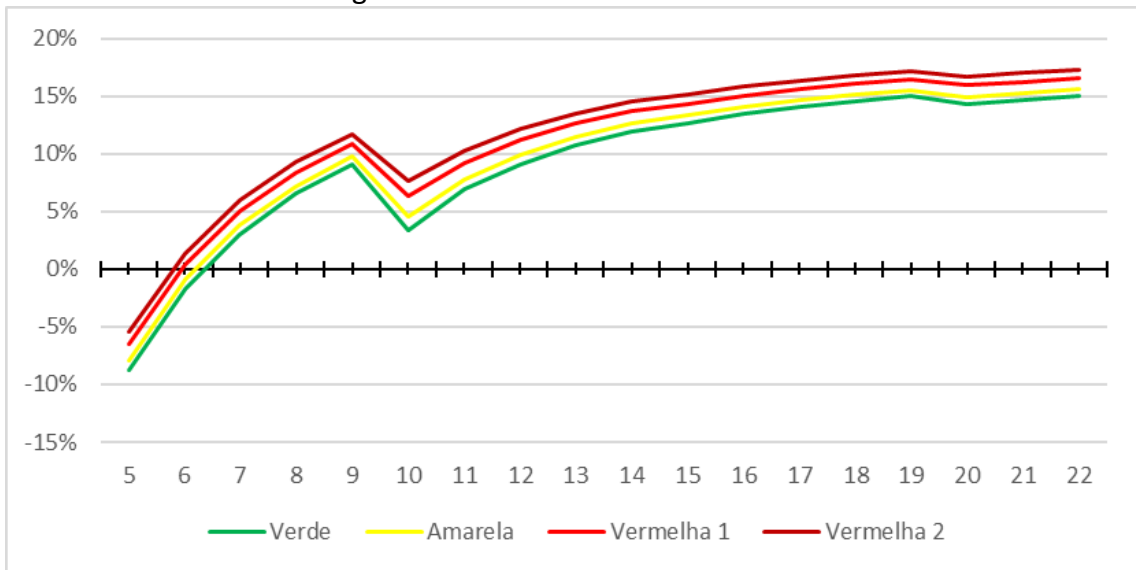
Figura 21 - TIR x Período - SISTEMA 1.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A Figura 21 mostra o valor da TIR em função do ano para o sistema 1. A TIR passa a ter um valor positivo entre os períodos 7 (bandeira vermelha) e 9 (bandeiras verde e amarela). Porém, como no ano 10 existe um grande custo com a troca do inversor, seu valor fica negativo no décimo-primeiro ano, independente da tarifa energética que está em vigor. Entre os anos 11 (bandeira vermelha) e 13 (bandeiras verde e amarela), seus valores voltam a ser positivos. O valor final da TIR varia entre 10% e 12%, somente superando a barreira dos 10% após o vigésimo-primeiro ano, em seu melhor resultado. A título de comparação, o tesouro direto pré-fixado 2021 (LTN2021), em 2015, pagava, aproximadamente, 14% ao ano.

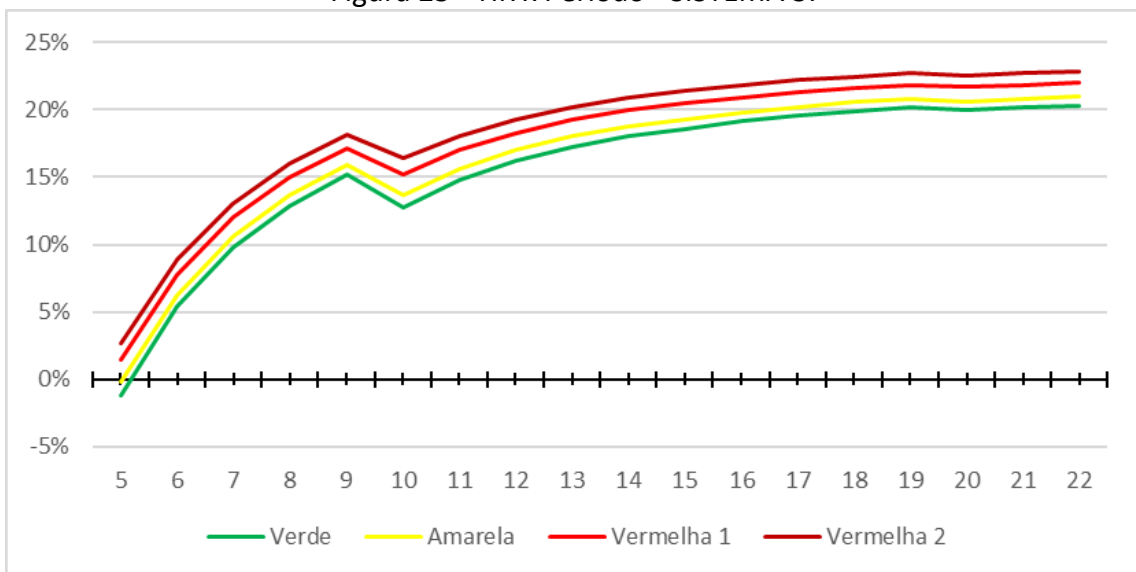
Figura 22 - TIR x Período - SISTEMA 2.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

O sistema 2 (Figura 22) apresenta um retorno maior que o sistema 1. A TIR passa a ter valores positivos a partir do quinto ano (bandeira vermelha) e do sexto ano para as bandeiras verde e amarela. Nota-se que o valor da TIR continua sendo positivo até o final do período analisado. Seu retorno final foi entre 16,04% e 18,06%, para a bandeira verde e bandeira vermelha - patamar 2, respectivamente.

Figura 23 - TIR x Período - SISTEMA 3.



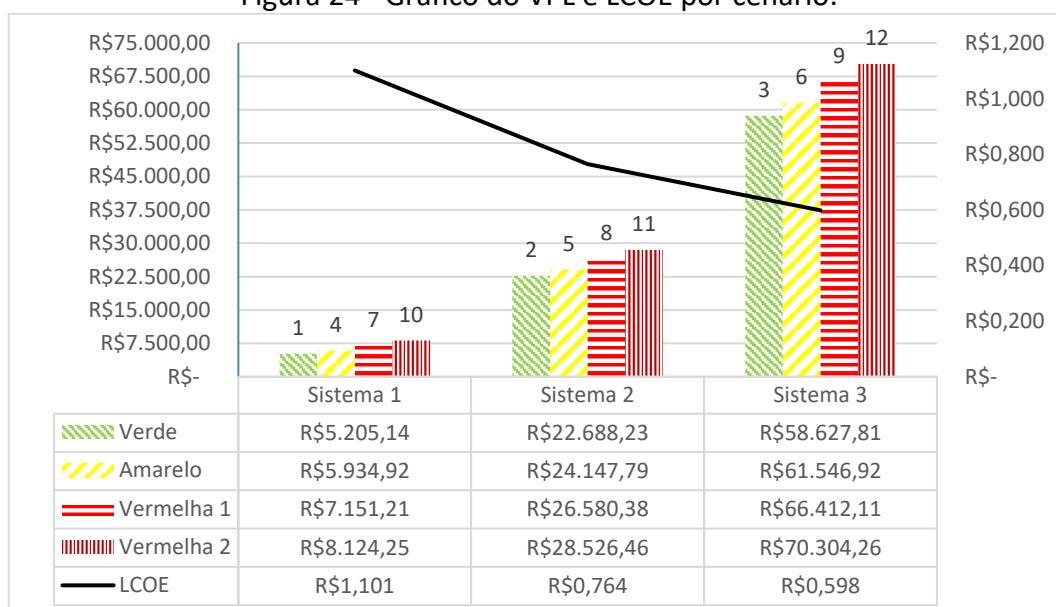
Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

O sistema 3 (Figura 23) apresenta uma TIR com valores superiores ao sistema 2. A TIR passa a ter valores positivos a partir do quinto ano para a bandeira vermelha, ambos patamares, e do sexto ano para a bandeira verde e bandeira amarela. O retorno final da TIR ultrapassa os 20% em todos os casos, chegando ao máximo de 23,30% no caso da bandeira vermelha-patamar 2.

5.2 ANÁLISE DO VPL E LCOE

Neste capítulo é feita uma análise comparativa dos Valores Presentes Líquidos entre os três sistemas, assim como, dos valores do LCOE para os mesmos. Esta análise pode ser vista na Figura 24.

Figura 24 - Gráfico do VPL e LCOE por cenário.

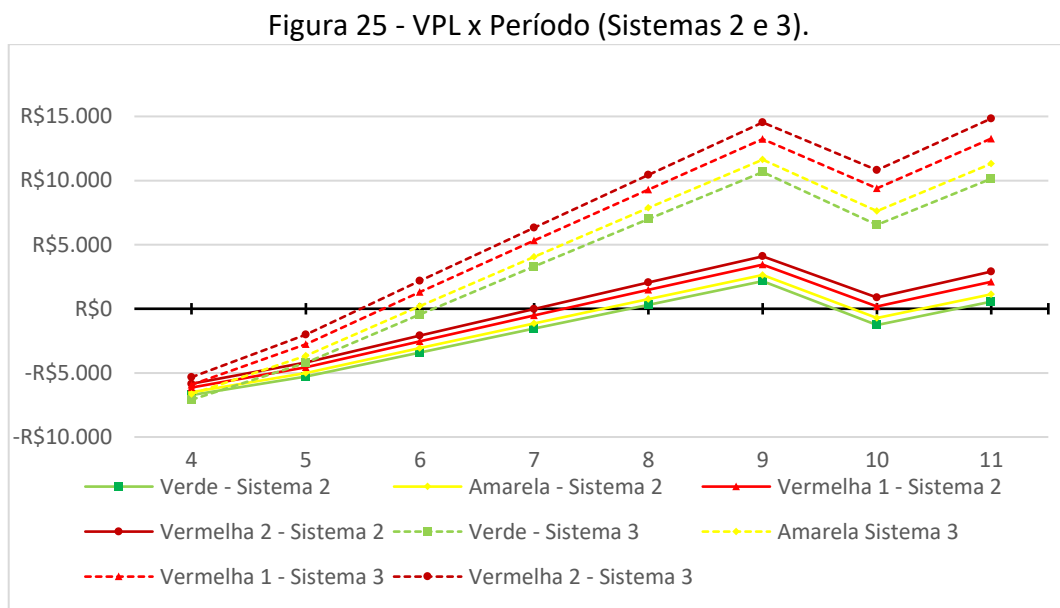


Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Tendo em vista o VPL, novamente o sistema 1 apresenta os piores resultados em comparação aos outros sistemas. O VPL mínimo foi de R\$ 5.205,14 e o máximo de R\$ 8.124,25. Ambos são valores menores que o valor de investimento inicial (R\$ 9.646,52). Além disso, ele possui um LCOE de 1,101 R\$/kWh. Isso significa que para cada quilowatt produzido pelo sistema 1, tem-se um custo de 1,101R\$, ou seja, um custo maior que o maior valor da tarifa energética (0,8228 R\$/kWh) cobrada pela concessionária CPFL Piratininga.

O sistema 1 torna-se muito pouco atrativo, tendo em vista que o VPL dos outros sistemas é muito superior, a TIR é superior e o custo de energia gerada (LCOE) do sistema 1 é maior. Por estes motivos o sistema 1 não foi considerado nas próximas análises.

A Figura 25 mostra a comparação entre o valor do VPL dos sistemas 2 e 3, e o período em anos. O período do sistema foi limitado aos anos 4 e 11 para melhor visualização das variações no gráfico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Para o VPL, o sistema 3 apresenta os maiores valores, sendo o valor máximo de R\$ 70.304,26 reais e o mínimo de R\$ 58.627,81. Em média obteve-se um retorno de 184% em relação ao investimento inicial. Já o sistema 2 apresenta um valor máximo de R\$ 28.526,46 e um mínimo de R\$ 22.688,23, tendo um retorno médio de 76% do investimento inicial. Contudo, no décimo ano, o sistema 2 apresenta valores de VPL negativo para as bandeiras verde e amarela. Isso está relacionado ao custo de manutenção, pois no décimo ano é feita a troca dos inversores. Essa troca faz com que o fluxo de caixa do décimo ano seja negativo e, portanto, VPL passa a ser negativo naquele período.

O sistema 3 é o que apresenta o menor LCOE, de 0,598 R\$/kWh. Já o sistema 2 tem um LCOE de 0,764 R\$/kWh. Este valor de LCOE está entre o preço da tarifa na bandeira amarela e vermelha - patamar 1 (Tabela 10), ou seja, caso a tarifa opere apenas nas bandeiras

verde e amarela, o sistema estaria custando mais caro do que pagar a energia para a concessionária. Por este motivo o sistema 2 torna-se menos atrativo que o sistema 3.

5.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Como o sistema 3 apresenta os melhores valores, e, portanto, é o mais atrativo entre eles, ele foi o sistema selecionado para a realização de uma análise de sensibilidade. Para esta análise, foram escolhidas três variáveis: o custo do equipamento, a taxa da SELIC e a taxa do IGP-M, a fim de verificar qual delas tem maior peso nos indicadores do VPL e no tempo de *payback* descontado.

A análise foi realizada para cada bandeira tarifária do sistema 3, realizando variações em apenas uma das variáveis anteriormente citadas, ao passo que as demais tiveram seus valores iniciais mantidos. Realizou-se uma variação de -30% a 30% com intervalo de 10% entre cada etapa. A seguir, somou-se o valor de cada bandeira e o dividiu por quatro para obter uma média dessa variação. A Tabela 17 mostra o resultado desta análise.

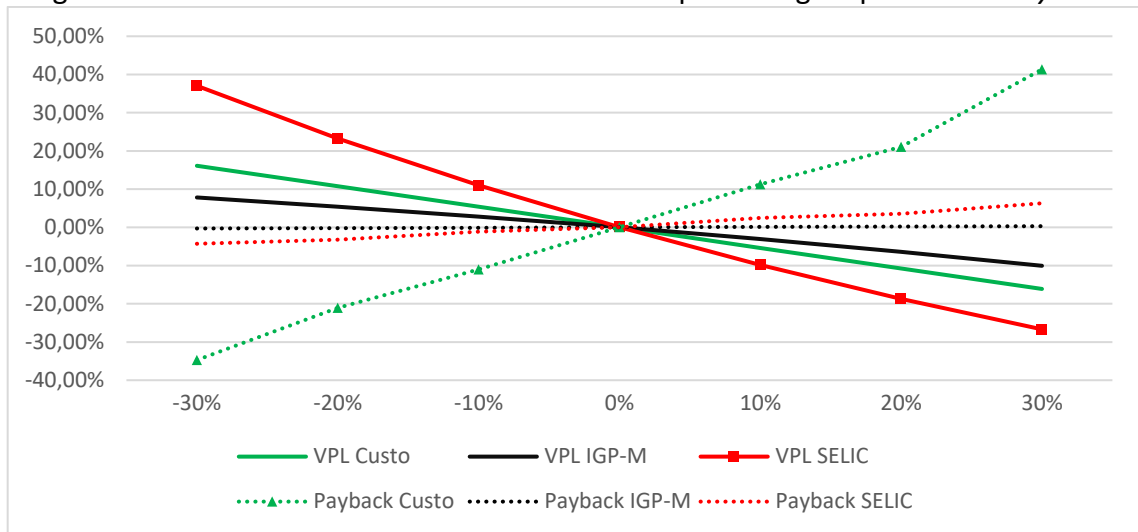
Tabela 17 - Análise de Sensibilidade em porcentagem para VPL e *Payback*.

Variação	VPL			<i>Payback Descontado</i>		
	Custo Equipamento	IGP-M	SELIC	Custo Equipamento	IGP-M	SELIC
-30%	16,12%	7,83%	37,03%	-34,72%	-0,29%	-4,29%
-20%	10,74%	5,43%	23,27%	-21,04%	-0,20%	-3,23%
-10%	5,37%	2,83%	10,99%	-11,01%	-0,10%	-1,09%
0%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10%	-5,37%	-3,07%	-9,86%	11,30%	0,10%	2,45%
20%	-10,74%	-6,42%	-18,71%	21,04%	0,20%	3,57%
30%	-16,12%	-10,06%	-26,69%	41,35%	0,31%	6,30%

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A partir da Tabela 17 foi possível plotar um gráfico de linhas, no qual cada variável representa o aumento ou diminuição do VPL (linhas cheias) bem como o período de *payback* (linhas pontilhadas) (Figura 26).

Figura 26 - Gráfico da análise de sensibilidade em porcentagem para VPL e *Payback*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

A partir do gráfico da análise de sensibilidade é possível identificar que o *Payback* é o indicador mais afetado pelo custo dos equipamentos. Sofreu variações de -34,74%, quando o custo diminui em 30%, até 41,35%, quando ele aumenta em 30%. Enquanto o VPL é o indicador que sofre maiores variações quando a taxa SELIC sofre alterações, variando de 23,72% até -26,69% conforme a SELIC varie de -30% até 30%. A variação do IGP-M não apresentou alterações expressivas, em comparação com as outras variáveis.

Isso mostra que caso o custo dos equipamentos, como placas solares e inversores (por possuírem um maior peso entre os custos) diminuam, o tempo necessário para que um investimento em geração fotovoltaica venha a se pagar pode tornar-se expressivamente menor.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo realizar uma análise de viabilidade econômica de um projeto fotovoltaico para a geração de energia residencial na cidade de Indaiatuba – SP. Para tal, foram utilizados os dados de consumo médio e unidades consumidoras disponíveis no site da empresa que fornece energia elétrica para a região, a CPFL Piratininga. Também foram coletados dados do histórico da tarifa energética, bem como dos impostos previstos e das taxas SELIC e IGP-M, assim como o custo de instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos utilizados. A partir dos dados obtidos, uma planilha no programa Microsoft Excel foi construída a fim de calcular o retorno dos sistemas simulados usando os indicadores VPL, TIR, *Payback* descontado, taxa de atratividade e o LCOE.

Para que esses indicadores pudessem abranger o maior número de casos possíveis foi feito a construção de doze cenários no qual cada um deles possuía um sistema e uma bandeira tarifária diferente.

Fazendo a correlação dos resultados dos indicadores foi possível identificar quais dos sistemas propostos eram mais ou menos atrativos.

A proposta do sistema 1 era de que este fosse capaz de fornecer 50% do consumo médio da cidade. Embora o resultado do VPL tenha sido positivo, o valor do VPL é relativamente baixo. Além disso, o valor do seu LCOE é superior ao da tarifa cobrada pela concessionária de energia, sua taxa de atratividade também ficou abaixo de 2. Ao final do período estipulado para o estudo ele fornecia 30% do consumo de energia, por estes motivos ele foi considerado o menos atrativo dentre os sistemas estudados.

Já o sistema 2, previa uma geração de 100% do consumo na data de instalação do projeto. Ele apresentou o valor de VPL maior que o custo inicial do equipamento, um ponto positivo para esse sistema. A taxa de atratividade foi acima de 2. Porém, ao se analisar o LCOE, este apresentou um valor entre o custo das tarifas amarela e vermelha - patamar 1. Ao final do período estudado ele era capaz de fornecer 60% do consumo de energia. O que o torna um sistema viável, porém, não é o mais atrativo dentre eles.

O sistema 3 foi projetado para fornecer 200% do consumo médio. No último período do estudo ainda era capaz de fornecer 121% deste valor. Todos os indicadores desse sistema foram positivos, em média seu VPL teve um valor 184% maior que o custo de investimento inicial. A sua taxa de atratividade ficou acima de 3 e sua TIR acima de 20%. O valor do LCOE foi

o menor entre todos os sistemas, portanto, foi o sistema a apresentar os melhores resultados, sendo considerado o mais atrativo.

Além dos indicadores e do LCOE, para este sistema também foi feito uma análise de sensibilidade, para o VPL e o *Payback* descontado, a fim de descobrir quais variáveis têm maior efeito na análise do custo de um sistema fotovoltaico. Para tal, foi realizado uma variação de -30% a 30% de três dados de entrada do sistema, sendo eles: o custo dos equipamentos, a taxa SELIC e a taxa IGP-M.

Como pode ser observado na Figura 26, o custo dos equipamentos tem maior influência no tempo de *payback* do sistema, podendo variar de -34% a 41%. Isso demonstra a importância de tentar utilizar equipamentos mais baratos e confiáveis na hora de se fazer o projeto para um sistema fotovoltaico. Já a taxa SELIC tem maior influência no VPL do sistema, podendo este variar de 37% a -26%. Esta taxa é definida pelo Banco Central e não pode ser controlada pelo investidor. Contudo, como a previsão do boletim FOCUS é que ela se mantenha estável e abaixo dos 7% para os próximos anos, este estudo ainda será viável no futuro próximo. O IGP-M é o indicador que menos afeta o VPL e o *Payback*, não demonstrando grandes variações tanto no VPL quanto no tempo de *payback*.

Um ponto importante a ser considerado é que o estudo não leva em conta eventuais trocas dos módulos fotovoltaicos, seja eles por falha de equipamento ou por avaria por causas naturais (chuva de granizo, destelhamento por força do vento etc.).

Uma sugestão para futuros estudos é que seja feito uma análise onde a potência fornecida ao fim do período de operação do sistema solar seja equivalente a 100% do consumo. Um cenário feito dessa maneira poderia trazer maiores vantagens, visto que na análise feita neste trabalho o único sistema que apresentou indicadores viáveis foi o sistema que fornecia mais energia do que o consumo médio da localidade.

Vale lembrar que o consumo de energia elétrico não está diretamente ligado aos resultados dos indicadores econômicos, tendo sido utilizado apenas como base para se projetar os sistemas. Porém, caso este consumo de energia seja muito menor que a geração, o consumidor deve ter outra residência ou fonte de consumo de energia elétrica para que os créditos gerados não sejam desperdiçados, pois, como visto pela Resolução Normativa Nº 687, Art 2º, Inciso VIII (autoconsumo).

REFERÊNCIAS

ABRADEE: Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica. Brasília: Abradee, 2016. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha/category/10-cartilha-comparacao-internacional-de-tarifas-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 11 mar. 2019.

EPE: Balanço Energético Nacional. São Paulo: Epe, 2018. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018_Int.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2019.

FRAUNHOFER: PHOTOVOLTAICS REPORT. Freiburg: Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems, Ise, 14 mar. 2019.

IPCC: Climate Report 2014. Geneva: The Intergovernmental Panel On Climate Change, 2015. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2019.

SIRENE: Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no brasil. Brasil: Ministério Da Ciência, Tecnologia, Inovações E Comunicações, 2017. Disponível em: <http://sirene.mctic.gov.br/portal/export/sites/sirene/backend/galeria/arquivos/2018/10/1/Estimativas_4ed.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2019.

SOLARPOWER EUROPE: Global Market Outlook 2018-2022. União Européia: Solarpower Europe, 2018. Disponível em: <<http://www.solarpowereurope.org/global-market-outlook-2018-2022/>>. Acesso em: 23 mar. 2019.

UNFCCC: Climate Action Plan 2050. Bonn, Alemanha: United Nations Framework Convention On Climate Change, 2016. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Klimaschutzplan_2050_eng_bf.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2019.

ABREU, Mônica Cavalcanti Sá de; ALBUQUERQUE, Aline Mota; FREITAS, Ana Rita Pinheiro de. Posicionamento estratégico em resposta às restrições regulatórias de emissões de gases do efeito estufa. **Revista de Administração**, Fortaleza, v. 49, n. 3, p.578-590, 2014. Business Department, School of Economics, Business & Accounting USP. <http://dx.doi.org/10.5700/rausp1169>.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **482**: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482. Brasil: Aneel, 2012.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **547**: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 547. Brasil: Aneel, 2013.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **687**: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687. Brasil: Aneel, 2015.

ANTONIOLLI, Andriago Fillipo et al. ANÁLISE DE SERVIÇO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMPARTILHADA NO BRASIL. **Revista Empreender e Inovar**, Brusque, v. 1, n. 1, p.104-116, 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Banco Central do Brasil. Governo Federal. **COPOM e a Taxa SELIC**. 2019. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/copom>>. Acesso em: 02 set. 2019.

BCB. BANCO CENTRAL DO BRASIL. . **Cotação Dolar**. 2019. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em: 23 out. 2019.

BRAGA, Renata Perreira. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES**. 2008. 80 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

BRITO, Miguel C.; SERRA, J. M.. **Células solares para a produção de energia eléctrica**. Lisboa: Departamento de Física, 2005.

BUDEL, Deives Antonio. **VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM RESIDÊNCIAS**. 2017. 46 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

CARVALHO, Clázia Ramayana Freitas de. **SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO: UMA APLICAÇÃO PRÁTICA NO PROJETO XAPURI**. 2013. 46 f. Monografia (Especialização) - Curso de Formas Alternativas de Energia, Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2013.

CASTRO, Nivalde de et al. **AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E EM OUTROS PAISES: O PORQUE DAS DIFERENÇAS**. Rio de Janeiro: Cpfl, 2015. 239 p.

CEPEL. Cepel. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **As energias solar e eólica no Brasil**. Brasil: Creseb, 2013.

CHUANGCHOTE, Surawut et al. Review of Environmental, Health and Safety of CdTe Photovoltaic Installations throughout Their Life-Cycle. **Sustainability**, Thonburi, v. [], p.1-15, dez. 2012. Anual.

CINTRA, Alberto Barbosa de Godoi et al. Energia Solar Fotovoltaica. **Pesquisa e Ação**, Belo Horizonte, v. 4, n. 1, p.153-161, maio 2018. ISSN 2447-0627. Disponível em: <<https://revistas.brazcubas.br/index.php/pesquisa/article/view/393/491>>. Acesso em: 16 jun. 2019.

CITY-DATA (Estados Unidos). **First Solar Battery Installation**. 1961. Disponível em: <<http://www.city-data.com/picfiles/picc3059.php>>. Acesso em: 10 set. 2019.

CNN. **Kyoto protocol fast facts**. 2018. Disponível em: <<https://edition.cnn.com/2013/07/26/world/kyoto-protocol-fast-facts/index.html>>. Acesso em: 21 mar. 2018.

COELHO, Roberto Francisco. **ESTUDO DOS CONVERSORES BUCK E BOOST APLICADOS AO RASTREAMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS**. 2008. 198 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

COSTA, Rafael Thomazella. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE NOVOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES EÓLICAS**. 2017. 113 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Produção, Ctc, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

CPFL. CPFL. **Bandeiras Tarifárias**. 2019. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/atendimento-a-consumidores/bandeira-tarifaria/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 28 ago. 2019.

CRESPI, Mariane Hartmann. **ANÁLISE ENERGÉTICA E DE CUSTO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA DO COMPLEXO AEROPORTUÁRIO DE JOINVILLE**. 2015. 71 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Infraestrutura, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, 2015.

DAMASIO, Felipe; TAVARES, Aline. O ENSINO DE CIÊNCIAS ATRAVÉS DE DEBATE SOBRE AS ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS COM ENFOQUE NA QUESTÃO AMBIENTAL. **Experiências em Ensino de Ciências**, [s. l.], v. 2, n. 2, p.57-68, ago. 2007.

DASSI, Jonatan Antonio et al. Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTO, 12., 2015, Foz do Iguaçu. **Anais...** . Chapecó: Cbc, 2015. p. 1 - 16.

DAVIES, Felipe Souza; FRISSE, Gustavo Luiz; BRANDÃO, Matheus Vinicius. A UTILIZAÇÃO DO SILÍCIO NACIONAL PARA A FABRICAÇÃO DE PLACAS SOLARES: UMA REFLEXÃO DAS DIFICULDADES TECNOLÓGICA E FINANCEIRA. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** . Gramado: Cbes, 2018. p. 1 - 8.

DUTRA, José Carlos do Nascimento et al. Uma Análise do Panorama das Regiões Missões e Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul sob o Prisma da Energia Eólica e Solar Fotovoltaica como Fontes Alternativas de Energia. **Revista Paranaense de Desenvolvimento**, Curitiba, v. 34, n. 124, p.225-243, abr. 2013.

EIA. Estados Unidos. U.s Energy Information Administration. **Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook**. 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf>. Acesso em: 25 set. 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017**: Ano base 2016. Brasília: Epe, 2017. 232 p.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Brasília: Epe, 2019.

FELDMAN, David; MARGOLIS, Robert. **Q4 2018/Q1 2019 Solar Industry Update**. [s .i.]: Nrel, 2019. 74 p.

FGV (São Paulo). **Índice IGP-M**. 2019. Disponível em: <<https://www.portalbrasil.net/igpm.htm>>. Acesso em: 12 out. 2019.

FOCUS. Bcb. Banco Central do Brasil. **Boletim FOCUS**. Brasília: Bcb, 2019.

FRAAS, Lewis M.. History of Solar Cell Development. **Low-cost Solar Electric Power**, [s.l.], p.1-12, jun. 2014. Springer International Publishing. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-07530-3_1.

FU, Ran; FELDMAN, David; MARGOLIS, Robert. **U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018**. [s .i.]: Nrel, 2018. 63 p. (NREL/TP-6A20-72399). NREL/TP-6A20-72399. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf>>. Acesso em: 11 out. 2019.

GASLENE, Alain; FENSTERSEIFER, Jaime E.; LAMB, Roberto. **Decisões de Investimentos da Empresa**. São Paulo: Atlas, 2001. 295 p. (ISBN 8522420165).

GITMAN, Lawrence J.. **Princípios de Administração Financeira**. 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. (ISBN 978-85-7605-332-3).

GOMES, Lúcia Isabel Pedro de. **Celulas Solares Semi-Transparente de Silício Amorfo Micro/Nanocristalino**. 2009. 131 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia dos Materiais, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 2009.

GOSWAMI, D. Yogi. **Principles of Solar Engineering**. 3. ed. Boca Raton: Crc Press, 2014. (ISBN 978-1-4665-6379-7).

GRAHAM, John R; HARVEY, Campbell R. The theory and practice of corporate finance: evidence from the field. **Journal Of Financial Economics**, [s.l.], v. 60, n. 2-3, p.187-243, maio 2001. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0304-405x\(01\)00044-7](http://dx.doi.org/10.1016/s0304-405x(01)00044-7).

GREEN, Constance Mclaughlin; LOMASK, Milton. **Project Vanguard: The NASA History**. New York: Dover Publications, 2012. 336 p. (978-0-486-46755-9).

GREEN, Martin A. et al. Solar cell efficiency tables (Version 53). **Progress In Photovoltaics: Research and Applications**, [s.l.], v. 27, n. 1, p.3-12, 25 dez. 2018. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.3102>.

GRIMM, Alice Marlene. **Meteorologia Básica - Notas de Aula**. 1999. Disponível em: <<http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/>>. Acesso em: 02 out. 2019.

HAMMOND, C. R.. **The Elements: Handbook of Chemistry and Physics**. 81. ed. Boca Raton: Crc Press, 2000. Disponível em: <https://www-d0.fnal.gov/hardware/cal/lvps_info/engineering/elements.pdf>. Acesso em: 12 maio 2019.

HARROP, Peter. Flexible CIGS photovoltaics increases capability. **Printed Electronics World**. Santa Clara, p. 0-1. set. 2009. Disponível em: <<https://www.printedelectronicsworld.com/articles/1647/flexible-cigs-photovoltaics-increases-capability>>. Acesso em: 10 out. 2019.

HERNÁNDEZ-CALLEJO, Luis; GALLARDO-SAAVEDRA, Sara; ALONSO-GÓMEZ, Víctor. A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. **Solar Energy**, [s.l.], v. 188, p.426-440, ago. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.017>.

HOJI, Masakazu. **Administração Financeira: Uma abordagem Prática**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2006. (8522438641).

HOLDERMANN, Claudius; KISSEL, Johannes; BEIGEL, Jürgen. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **Energy Policy**, [s.l.], v. 67, p.612-617, abr. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.064>.

IBGE. **População**. 2018. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/sp/indaiatuba/panorama>>. Acesso em: 23 ago. 2019.

JANAINA. **Crise Hídrica no Sudeste Brasileiro**. 2015. Disponível em: <<http://www.ceped.ufsc.br/20142015-crise-hidrica-no-sudeste-brasileiro/>>. Acesso em: 25 ago. 2019.

JARDIM, Carolina da Silva. **A INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM ALIMENTADORES URBANOS ENFOCANDO A REDUÇÃO DO PICO DE DEMANDA DIURNO**. 2007. 166 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

JUNGES, Alexandre Luis et al. EFEITO ESTUFA E AQUECIMENTO GLOBAL: UMA ABORDAGEM CONCEITUAL A PARTIR DA FÍSICA PARA EDUCAÇÃO BÁSICA. **Experiências em Ensino de Ciências**, [s. l.], v. 5, n. 13, p.126-151, 23 nov. 2018.

LIMMANEE, Amornrat et al. Degradation analysis of photovoltaic modules under tropical climatic conditions and its impacts on LCOE. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 102, p.199-204, mar. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.052>.

LUCON, Oswaldo; GOLDEMBERG, José. Crise financeira, energia e sustentabilidade no Brasil. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 23, n. 65, p.121-130, jan. 2009. Semanal.

MATOS, D.m.b.; CATALÃO, J.p.s.. Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica. In: ENGINEERING FOR ECONOMIC DEVELOPMENT, 2., 2013, Cavilhã. **Proceedings...** . Cavilhã: Ubi, 2013. v. 2, p. 1 - 9.

MATSUDA, Akihisa. Microcrystalline silicon. **Journal Of Non-crystalline Solids**, [s.l.], v. 338-340, p.1-12, jun. 2004. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jnoncrysol.2004.02.012>.

MMA. **Protocolo de Quioto**. 2017. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/protocolo-de-quioto.html>>. Acesso em: 21 maio 2019.

NREL. Estados Unidos. U.s Department Of Energy. **Cadmium Telluride Solar Cells**. 2019. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/cadmium-telluride-solar-cells.html>>. Acesso em: 14 jul. 2019.

OLIVEIRA, Ianuska Ramos et al. PRINCÍPIOS BÁSICOS DA INSTALAÇÃO DE UMA ESTAÇÃO SOLARIMÉTRICA - SONDA: UMA VISÃO TEÓRICA E PRELIMINAR - PARTE I. In: ENCONTRO SUL BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, 4., 2011, Cachoeira Paulista. **Anais...** . Pelotas: Csbm, 2011. p. 1 - 9.

PARRADO, C. et al. 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile. **Energy**, [s.l.], v. 94, p.422-430, jan. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.015>.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2017. 80 p. (978-95-17-00089-8). Realização: LABREN / CCST / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). Disponível em: <[http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas Brasileiro Energia Solar 2a Edicao.pdf](http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf)>. Acesso em: 11 maio 2019.

PEREIRA, Filipe Alexandre de Sousa; OLIVEIRA, Manuel Ângelo Sarmiento de. **CURSO TÉCNICO INSTALADOR DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. 2. ed. [s.i.]: Publindústria, 2015. 400 p. (978-95-989-723-08-2-0).

PRADO, Daniel Augusto. **FABRICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DE UMA CÉLULA SOLAR A PARTIR DO POLÍMERO POLI (N-VINILCARBAZOL) PVK DOPADO COM PERCLORADO DE LÍTI**O. 2008. 74 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica de São Paulo, São Paulo, 2008.

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

RANGEL, Mariana Salles; BORGES, Pedro Baptista; SANTOS, Ivan Felipe Silva dos. Análise comparativa de custos e tarifas de energias renováveis no Brasil. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, [s. l.], v. 5, n. 3, p.267-277, 19 ago. 2016.

ROMEIRO, Diogo Lisbona; ALMEIDA, Edmar de; LOSEKANN, Luciano. A Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica Despacháveis versus Intermitentes e o Caso Brasileiro. In: LATIN AMERICAN ENERGY ECONOMICS MEETING, 5., 2015, Medellín. **Anais...** . Colombia: Laee, 2015. p. 1 - 14. Disponível em:

<http://www.gee.ie.ufrj.br/index.php/component/cck/?task=download&file=artigo_arquivo&id=446>. Acesso em: 25 set. 2019.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis: Editora Ufsc, 2004. (ISBN 85-87583-04-2).

SAMANEZ, Carlos Patricio. **Gestão de Investimentos e Geração de Valor**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007. 402 p. (ISBN: 978-85-7605-104-6).

SANTOS, Fernando António Castilho Mamede dos; SANTOS, Fernando Miguel Soares Mamede dos. Geração distribuída versus centralizada. **Millenium: Journal of Education, Technology and Health**, Viseu, v. 35, n. 13, p.25-45, nov. 2016.

SÃO PAULO. Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente. Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente. **Consumo Municipal de Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/Portalcev2/Municipios/ranking/index.html>>. Acesso em: 14 jun. 2019.

SECRETARIA DE ENERGIA. Secretaria de Energia. Subsecretaria de Energias Renováveis. **ENERGIA SOLAR PAULISTA: Levantamento do Potencial**. São Paulo: Governo do Estado de Sp, 2013. Disponível em: <http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalecv2/intranet/BiblioVirtual/renovaveis/atlas_energia>. Acesso em: 31 maio 2019.

SHAH, A. et al. Photovoltaic Power Generation. **Plasma Physics Controlled Fusion**, Neuschatel, v. 34, n. 13, p.1837-1844, 1992.

SHIMAKO, Mariana Zanarotti. **O potencial hidrelétrico brasileiro e a maior usina geradora de energia do Mundo**. 2018. Disponível em: <<http://www.usp.br/portalbiossistemas/?p=7865>>. Acesso em: 17 jun. 2019.

SOUSA, Almir Ferreira de. **Avaliação de Investimentos: Uma abordagem prática**. São Paulo: Editora Saraiva, 2007. (ISBN 978-8502060111).

SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA. **NOTA TÉCNICA Nº 218/2018-SGT/ANEEL: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CPFL- Piratininga - Companhia Piratininga de Força e Luz e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2018**. Campinas: Aneel, 2018. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/Nota%20T%C3%A9cnica%20RTA_Piratinga_2018.pdf>. Acesso em: 22 jul. 2019.

TEKENERGY (Ed.). **13ª edição da Glass South America**. 2018. Disponível em: <<http://www.homedecore.com.br/tek-energy-confirma-exposicao-de-revestimento-solar-na-glass-south-america/>>. Acesso em: 04 out. 2019.

TORRES, Roberta. **MATEMÁTICA FINANCEIRA E ENGENHARIA ECONÔMICA: a teoria e a prática**. 2004. 94 f. TCC (Graduação) - Curso de Matemática, Cfm, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

VALLÊRA, António M.; BRITO, Miguel Centeno. Meio Século de História Fotovoltaica. **Gazeta de Física**, Lisboa, v. 29, p.10-15, 2006.

VEISSID, Nelson; BARUEL, Mario Ferreira. **Energia Solar e sua Aplicação em Satélites**. 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2012. 52 p.

WINTER, Othon Cabo et al. **A CONQUISTA DO ESPAÇO: Do Sputnik à Missão Centenário**. São Paulo: Livraria da Física, 2007. 320 p. (978-85-88325-89-0).

APÊNDICES A – Tabela completa dos cenários 1 a 12

As tabelas abaixo contêm os valores calculados para os indicadores econômicos, o período é dado em anos, o consumo é dado em kWh/mês, todos os outros valores, exceto a TIR, são em reais.

Tabela 18 - Cenário 1 – Sistema 1 / Bandeira Verde

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,74	-	-	-9646,52	-9646,52	0%	-9646,52
1	230,330	0,79	62,53	1087,57	1025,04	967,02	-89,37%	-8679,50
2	231,810	0,84	65,16	1143,13	1077,97	959,39	-60,84%	-7720,11
3	233,300	0,89	67,90	1201,40	1133,50	951,71	-39,20%	-6768,40
4	234,799	0,94	70,76	1262,51	1191,75	943,98	-24,76%	-5824,42
5	236,307	1,00	688,23	1326,59	638,36	477,02	-19,02%	-5347,41
6	237,825	1,06	76,84	1393,77	1316,92	928,38	-10,60%	-4419,03
7	239,354	1,13	80,08	1464,19	1384,11	920,51	-4,98%	-3498,52
8	240,891	1,20	83,45	1537,99	1454,54	912,60	-0,94%	-2585,92
9	242,439	1,27	86,96	1615,32	1528,36	904,63	2,07%	-1681,29
10	243,997	1,35	6734,90	1696,35	-5038,56	-2813,50	-	-4494,79
11	245,564	1,43	94,44	1781,22	1686,78	888,58	-7,50%	-3606,22
12	247,142	1,52	98,42	1870,11	1771,70	880,48	-0,97%	-2725,74
13	248,730	1,62	102,56	1963,19	1860,63	872,34	2,16%	-1853,40
14	250,328	1,72	106,88	2060,63	1953,76	864,15	4,26%	-989,25
15	251,937	1,82	1039,51	2162,63	1123,12	468,64	5,15%	-520,62
16	253,555	1,93	116,07	2269,36	2153,30	847,64	6,47%	327,02
17	255,184	2,05	120,95	2381,04	2260,08	839,31	7,51%	1166,34
18	256,824	2,18	126,04	2497,85	2371,81	830,95	8,34%	1997,28
19	258,474	2,32	131,35	2620,02	2488,67	822,54	9,02%	2819,82
20	260,135	2,46	10172,45	2747,75	-7424,70	-2315,06	6,75%	504,76
21	261,806	2,61	142,64	2881,27	2738,63	805,58	7,68%	1310,35
22	263,488	2,77	148,65	3020,81	2872,16	797,04	8,41%	2107,38
23	265,181	2,94	154,91	3166,59	3011,69	788,45	8,98%	2895,84
24	266,885	3,12	161,43	3318,87	3157,44	779,82	9,46%	3675,66
25	268,600	3,32	1570,08	3477,88	1907,80	444,51	9,70%	4120,17
26	270,325	3,52	175,31	3643,88	3468,58	762,43	10,05%	4882,60
27	272,062	3,74	182,69	3817,13	3634,44	753,67	10,36%	5636,26
28	273,810	3,97	190,38	3997,88	3807,50	744,86	10,62%	6381,13
29	275,569	4,21	198,39	4186,40	3988,01	736,01	10,85%	7117,14
30	277,340	4,47	15364,53	4382,97	-10981,56	-1912,00	10,24%	5205,14

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 19 - Cenário 2 – Sistema 1 / Bandeira Amarela

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,76	-		-9646,52	-9646,52	0%	-9646,52
1	230,330	0,81	62,53	1117,08	1054,55	994,86	-89,07%	-8651,66
2	231,810	0,86	65,16	1174,14	1108,98	986,99	-60,19%	-7664,67
3	233,300	0,91	67,90	1233,99	1166,09	979,07	-38,46%	-6685,60
4	234,799	0,97	70,76	1296,76	1226,00	971,11	-24,02%	-5714,50
5	236,307	1,03	688,23	1362,58	674,34	503,91	-18,17%	-5210,59
6	237,825	1,09	76,84	1431,58	1354,73	955,03	-9,87%	-4255,55
7	239,354	1,16	80,08	1503,91	1423,83	946,93	-4,30%	-3308,62
8	240,891	1,23	83,45	1579,71	1496,26	938,77	-0,31%	-2369,85
9	242,439	1,31	86,96	1659,15	1572,18	930,57	2,66%	-1439,28
10	243,997	1,39	6734,90	1742,37	-4992,54	-2787,81	-	-4227,08
11	245,564	1,47	94,44	1829,54	1735,11	914,03	-5,63%	-3313,05
12	247,142	1,56	98,42	1920,85	1822,43	905,69	-0,01%	-2407,36
13	248,730	1,66	102,56	2016,45	1913,89	897,31	2,93%	-1510,06
14	250,328	1,76	106,88	2116,53	2009,66	888,87	4,92%	-621,18
15	251,937	1,87	1039,51	2221,30	1181,78	493,12	5,79%	-128,06
16	253,555	1,99	116,07	2330,93	2214,86	871,87	7,06%	743,81
17	255,184	2,11	120,95	2445,63	2324,68	863,30	8,05%	1607,11
18	256,824	2,24	126,04	2565,61	2439,57	854,69	8,85%	2461,80
19	258,474	2,38	131,35	2691,09	2559,74	846,03	9,51%	3307,83
20	260,135	2,52	10172,45	2822,29	-7350,15	-2291,81	7,46%	1016,01
21	261,806	2,68	142,64	2959,43	2816,79	828,57	8,32%	1844,59
22	263,488	2,85	148,65	3102,76	2954,11	819,78	8,98%	2664,37
23	265,181	3,02	154,91	3252,50	3097,59	810,94	9,52%	3475,31
24	266,885	3,21	161,43	3408,90	3247,48	802,06	9,97%	4277,37
25	268,600	3,41	1570,08	3572,23	2002,15	466,50	10,20%	4743,87
26	270,325	3,62	175,31	3742,73	3567,43	784,16	10,53%	5528,02
27	272,062	3,84	182,69	3920,68	3737,99	775,14	10,82%	6303,16
28	273,810	4,08	190,38	4106,33	3915,96	766,08	11,07%	7069,24
29	275,569	4,33	198,39	4299,97	4101,58	756,97	11,28%	7826,22
30	277,340	4,59	15364,53	4501,87	-10862,66	-1891,30	10,74%	5934,92

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 20 - Cenário 3 – Sistema 1 / Bandeira Vermelha Patamar 1

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,80	-		-9646,52	-9646,52	0%	-9646,52
1	230,330	0,85	62,53	1166,25	1103,72	1041,25	-88,56%	-8605,27
2	231,810	0,90	65,16	1225,82	1160,67	1032,99	-59,12%	-7572,28
3	233,300	0,95	67,90	1288,31	1220,41	1024,68	-37,25%	-6547,60
4	234,799	1,01	70,76	1353,84	1283,08	1016,32	-22,81%	-5531,28
5	236,307	1,07	688,23	1422,56	734,33	548,73	-16,81%	-4982,55
6	237,825	1,14	76,84	1494,60	1417,75	999,46	-8,67%	-3983,09
7	239,354	1,21	80,08	1570,11	1490,03	990,96	-3,21%	-2992,13
8	240,891	1,29	83,45	1649,25	1565,80	982,40	0,71%	-2009,73
9	242,439	1,36	86,96	1732,18	1645,22	973,80	3,63%	-1035,93
10	243,997	1,45	6734,90	1819,07	-4915,84	-2744,98	#NUM!	-3780,91
11	245,564	1,54	94,44	1910,08	1815,64	956,46	-3,14%	-2824,45
12	247,142	1,63	98,42	2005,40	1906,99	947,71	1,49%	-1876,73
13	248,730	1,73	102,56	2105,21	2002,65	938,92	4,14%	-937,81
14	250,328	1,84	106,88	2209,70	2102,83	930,08	5,99%	-7,73
15	251,937	1,95	1039,51	2319,08	1279,57	533,92	6,83%	526,19
16	253,555	2,07	116,07	2433,53	2317,47	912,26	8,01%	1438,45
17	255,184	2,20	120,95	2553,29	2432,34	903,28	8,94%	2341,73
18	256,824	2,34	126,04	2678,55	2552,51	894,26	9,69%	3235,99
19	258,474	2,48	131,35	2809,56	2678,21	885,18	10,32%	4121,17
20	260,135	2,64	10172,45	2946,53	-7225,92	-2253,07	8,57%	1868,10
21	261,806	2,80	142,64	3089,71	2947,07	866,90	9,31%	2734,99
22	263,488	2,97	148,65	3239,34	3090,69	857,68	9,91%	3592,68
23	265,181	3,15	154,91	3395,67	3240,77	848,42	10,39%	4441,10
24	266,885	3,35	161,43	3558,97	3397,54	839,12	10,79%	5280,22
25	268,600	3,56	1570,08	3729,48	2159,40	503,14	11,01%	5783,36
26	270,325	3,78	175,31	3907,49	3732,19	820,37	11,31%	6603,73
27	272,062	4,01	182,69	4093,27	3910,58	810,93	11,57%	7414,66
28	273,810	4,26	190,38	4287,10	4096,72	801,44	11,79%	8216,10
29	275,569	4,52	198,39	4489,26	4290,87	791,91	11,99%	9008,01
30	277,340	4,80	15364,53	4700,05	-10664,48	-1856,79	11,53%	7151,21

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 21 - Cenário 4 – Sistema 1 / Bandeira Vermelha Patamar 2

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,82	-		-9646,52	-9646,52	0%	-9646,52
1	230,330	0,87	62,53	1205,59	1143,06	1078,36	-88,15%	-8568,16
2	231,810	0,93	65,16	1267,17	1202,01	1069,79	-58,28%	-7498,37
3	233,300	0,98	67,90	1331,77	1263,87	1061,17	-36,30%	-6437,20
4	234,799	1,05	70,76	1399,51	1328,75	1052,49	-21,87%	-5384,71
5	236,307	1,11	688,23	1470,54	782,31	584,59	-15,76%	-4800,12
6	237,825	1,18	76,84	1545,01	1468,17	1035,00	-7,74%	-3765,12
7	239,354	1,25	80,08	1623,07	1542,99	1026,18	-2,35%	-2738,94
8	240,891	1,33	83,45	1704,88	1621,43	1017,31	1,51%	-1721,63
9	242,439	1,41	86,96	1790,61	1703,65	1008,39	4,38%	-713,25
10	243,997	1,50	6734,90	1880,43	-4854,48	-2710,71	-	-3423,96
11	245,564	1,59	94,44	1974,51	1880,07	990,40	-1,48%	-2433,56
12	247,142	1,69	98,42	2073,05	1974,63	981,33	2,60%	-1452,23
13	248,730	1,79	102,56	2176,22	2073,66	972,21	5,07%	-480,02
14	250,328	1,90	106,88	2284,24	2177,36	963,05	6,81%	483,03
15	251,937	2,02	1039,51	2397,30	1357,79	566,56	7,63%	1049,59
16	253,555	2,14	116,07	2515,62	2399,56	944,58	8,74%	1994,17
17	255,184	2,28	120,95	2639,41	2518,46	935,27	9,63%	2929,43
18	256,824	2,42	126,04	2768,90	2642,86	925,91	10,35%	3855,34
19	258,474	2,57	131,35	2904,33	2772,98	916,51	10,94%	4771,85
20	260,135	2,72	10172,45	3045,92	-7126,53	-2222,08	9,40%	2549,77
21	261,806	2,89	142,64	3193,93	3051,29	897,55	10,07%	3447,32
22	263,488	3,07	148,65	3348,61	3199,96	888,01	10,61%	4335,32
23	265,181	3,26	154,91	3510,21	3355,31	878,41	11,06%	5213,73
24	266,885	3,46	161,43	3679,01	3517,59	868,77	11,43%	6082,50
25	268,600	3,68	1570,08	3855,28	2285,20	532,45	11,63%	6614,95
26	270,325	3,90	175,31	4039,30	3863,99	849,34	11,91%	7464,29
27	272,062	4,14	182,69	4231,34	4048,65	839,56	12,15%	8303,86
28	273,810	4,40	190,38	4431,71	4241,33	829,73	12,36%	9133,59
29	275,569	4,67	198,39	4640,69	4442,30	819,86	12,54%	9953,44
30	277,340	4,96	15364,53	4858,59	-10505,94	-1829,19	12,15%	8124,25

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 22 - Cenário 5 – Sistema 2 / Bandeira Verde

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,74	-		-14486,89	-14486,89	0%	-14486,89
1	230,330	0,79	93,79	2175,14	2081,35	1963,54	-85,63%	-12523,35
2	231,810	0,84	97,74	2286,25	2188,52	1947,77	-53,29%	-10575,58
3	233,300	0,89	101,85	2402,80	2300,95	1931,92	-30,73%	-8643,66
4	234,799	0,94	106,14	2525,02	2418,88	1915,98	-16,35%	-6727,68
5	236,307	1,00	725,10	2653,18	1928,07	1440,77	-8,78%	-5286,91
6	237,825	1,06	115,27	2787,53	2672,27	1883,84	-1,75%	-3403,07
7	239,354	1,13	120,12	2928,37	2808,25	1867,65	3,06%	-1535,42
8	240,891	1,20	125,18	3075,98	2950,80	1851,37	6,52%	315,95
9	242,439	1,27	130,44	3230,65	3100,20	1835,01	9,07%	2150,96
10	243,997	1,35	9498,95	3392,70	-6106,25	-3409,70	3,39%	-1258,74
11	245,564	1,43	141,66	3562,45	3420,79	1802,03	6,87%	543,29
12	247,142	1,52	147,62	3740,22	3592,60	1785,41	9,10%	2328,70
13	248,730	1,62	153,84	3926,38	3772,54	1768,71	10,70%	4097,41
14	250,328	1,72	160,31	4121,26	3960,95	1751,93	11,91%	5849,34
15	251,937	1,82	1095,20	4325,25	3230,05	1347,79	12,66%	7197,13
16	253,555	1,93	174,10	4538,72	4364,63	1718,12	13,43%	8915,25
17	255,184	2,05	181,43	4762,07	4580,64	1701,09	14,06%	10616,34
18	256,824	2,18	189,07	4995,70	4806,64	1683,98	14,57%	12300,31
19	258,474	2,32	197,02	5240,03	5043,01	1666,78	14,99%	13967,09
20	260,135	2,46	14347,28	5495,50	-8851,78	-2760,03	14,32%	11207,07
21	261,806	2,61	213,96	5762,54	5548,57	1632,14	14,70%	12839,21
22	263,488	2,77	222,97	6041,61	5818,64	1614,70	15,02%	14453,91
23	265,181	2,94	232,36	6333,18	6100,83	1597,18	15,28%	16051,09
24	266,885	3,12	242,14	6637,74	6395,60	1579,57	15,50%	17630,67
25	268,600	3,32	1654,20	6955,76	5301,57	1235,26	15,66%	18865,92
26	270,325	3,52	262,96	7287,76	7024,80	1544,12	15,82%	20410,05
27	272,062	3,74	274,03	7634,25	7360,22	1526,27	15,96%	21936,32
28	273,810	3,97	285,57	7995,75	7710,19	1508,35	16,08%	23444,66
29	275,569	4,21	297,59	8372,80	8075,22	1490,34	16,19%	24935,00
30	277,340	4,47	21670,23	8765,94	-12904,29	-2246,77	16,04%	22688,23

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 23 - Cenário 6 – Sistema 2 / Bandeira Amarela

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,76	-		-14486,89	-14486,89	0%	-14486,89
1	230,330	0,81	93,79	2234,15	2140,36	2019,21	-85,23%	-12467,68
2	231,810	0,86	97,74	2348,28	2250,54	2002,97	-52,51%	-10464,71
3	233,300	0,91	101,85	2467,98	2366,13	1986,65	-29,87%	-8478,06
4	234,799	0,97	106,14	2593,52	2487,38	1970,24	-15,50%	-6507,82
5	236,307	1,03	725,10	2725,15	2000,05	1494,55	-7,91%	-5013,27
6	237,825	1,09	115,27	2863,16	2747,89	1937,15	-0,96%	-3076,11
7	239,354	1,16	120,12	3007,81	2887,70	1920,48	3,81%	-1155,63
8	240,891	1,23	125,18	3159,42	3034,25	1903,73	7,22%	748,10
9	242,439	1,31	130,44	3318,29	3187,85	1886,88	9,74%	2634,98
10	243,997	1,39	9498,95	3484,74	-6014,21	-3358,30	4,55%	-723,33
11	245,564	1,47	141,66	3659,09	3517,43	1852,94	7,77%	1129,61
12	247,142	1,56	147,62	3841,69	3694,07	1835,84	9,89%	2965,45
13	248,730	1,66	153,84	4032,89	3879,06	1818,65	11,42%	4784,10
14	250,328	1,76	160,31	4233,07	4072,75	1801,38	12,58%	6585,49
15	251,937	1,87	1095,20	4442,59	3347,39	1396,75	13,30%	7982,23
16	253,555	1,99	174,10	4661,85	4487,76	1766,59	14,04%	9748,82
17	255,184	2,11	181,43	4891,26	4709,83	1749,06	14,64%	11497,89
18	256,824	2,24	189,07	5131,23	4942,16	1731,46	15,13%	13229,34
19	258,474	2,38	197,02	5382,19	5185,16	1713,76	15,54%	14943,11
20	260,135	2,52	14347,28	5644,58	-8702,69	-2713,54	14,93%	12229,57
21	261,806	2,68	213,96	5918,87	5704,90	1678,13	15,29%	13907,69
22	263,488	2,85	222,97	6205,51	5982,54	1660,19	15,59%	15567,88
23	265,181	3,02	232,36	6504,99	6272,64	1642,16	15,83%	17210,04
24	266,885	3,21	242,14	6817,81	6575,67	1624,05	16,04%	18834,09
25	268,600	3,41	1654,20	7144,46	5490,27	1279,22	16,19%	20113,31
26	270,325	3,62	262,96	7485,47	7222,51	1587,58	16,34%	21700,89
27	272,062	3,84	274,03	7841,36	7567,33	1569,22	16,47%	23270,12
28	273,810	4,08	285,57	8212,67	7927,10	1550,78	16,59%	24820,90
29	275,569	4,33	297,59	8599,95	8302,36	1532,26	16,69%	26353,15
30	277,340	4,59	21670,23	9003,75	-12666,48	-2205,36	16,56%	24147,79

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 24 - Cenário 7 – Sistema 2 / Bandeira Vermelha Patamar 1

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,80	-		-14486,89	-14486,89	0%	-14486,89
1	230,330	0,85	93,79	2332,50	2238,71	2111,99	-84,55%	-12374,90
2	231,810	0,90	97,74	2451,65	2353,91	2094,97	-51,23%	-10279,93
3	233,300	0,95	101,85	2576,62	2474,77	2077,87	-28,46%	-8202,06
4	234,799	1,01	106,14	2707,69	2601,55	2060,67	-14,12%	-6141,39
5	236,307	1,07	725,10	2845,11	2120,01	1584,20	-6,50%	-4557,20
6	237,825	1,14	115,27	2989,19	2873,93	2026,01	0,34%	-2531,19
7	239,354	1,21	120,12	3140,22	3020,10	2008,54	5,02%	-522,65
8	240,891	1,29	125,18	3298,50	3173,33	1990,99	8,36%	1468,34
9	242,439	1,36	130,44	3464,37	3333,92	1973,34	10,82%	3441,68
10	243,997	1,45	9498,95	3638,14	-5860,81	-3272,65	6,32%	169,03
11	245,564	1,54	141,66	3820,16	3678,50	1937,79	9,21%	2106,82
12	247,142	1,63	147,62	4010,80	3863,18	1919,88	11,16%	4026,70
13	248,730	1,73	153,84	4210,42	4056,59	1901,89	12,58%	5928,59
14	250,328	1,84	160,31	4419,41	4259,09	1883,80	13,66%	7812,39
15	251,937	1,95	1095,20	4638,15	3542,96	1478,35	14,35%	9290,74
16	253,555	2,07	174,10	4867,07	4692,97	1847,37	15,04%	11138,11
17	255,184	2,20	181,43	5106,57	4925,15	1829,02	15,61%	12967,14
18	256,824	2,34	189,07	5357,11	5168,04	1810,59	16,06%	14777,73
19	258,474	2,48	197,02	5619,11	5422,09	1792,07	16,44%	16569,80
20	260,135	2,64	14347,28	5893,06	-8454,22	-2636,07	15,93%	13933,73
21	261,806	2,80	213,96	6179,42	5965,46	1754,77	16,25%	15688,50
22	263,488	2,97	222,97	6478,68	6255,71	1735,99	16,51%	17424,50
23	265,181	3,15	232,36	6791,35	6558,99	1717,13	16,74%	19141,62
24	266,885	3,35	242,14	7117,93	6875,79	1698,17	16,93%	20839,79
25	268,600	3,56	1654,20	7458,96	5804,77	1352,50	17,06%	22192,30
26	270,325	3,78	262,96	7814,98	7552,02	1660,01	17,20%	23852,31
27	272,062	4,01	274,03	8186,54	7912,51	1640,80	17,32%	25493,11
28	273,810	4,26	285,57	8574,19	8288,63	1621,51	17,42%	27114,61
29	275,569	4,52	297,59	8978,52	8680,93	1602,12	17,51%	28716,74
30	277,340	4,80	21670,23	9400,10	-12270,13	-2136,35	17,40%	26580,38

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 25 -Cenário 8 – Sistema 2 / Bandeira Vermelha Patamar 2

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,82	-		-14486,89	-14486,89	0%	-14486,89
1	230,330	0,87	93,79	2411,18	2317,39	2186,21	-84,00%	-12300,68
2	231,810	0,93	97,74	2534,35	2436,61	2168,57	-50,22%	-10132,10
3	233,300	0,98	101,85	2663,54	2561,68	2150,84	-27,35%	-7981,26
4	234,799	1,05	106,14	2799,02	2692,88	2133,01	-13,03%	-5848,25
5	236,307	1,11	725,10	2941,08	2215,98	1655,91	-5,40%	-4192,34
6	237,825	1,18	115,27	3090,02	2974,76	2097,09	1,35%	-2095,25
7	239,354	1,25	120,12	3246,14	3126,03	2078,99	5,97%	-16,27
8	240,891	1,33	125,18	3409,77	3284,59	2060,79	9,26%	2044,53
9	242,439	1,41	130,44	3581,22	3450,78	2042,51	11,68%	4087,04
10	243,997	1,50	9498,95	3760,86	-5738,09	-3204,12	7,63%	882,92
11	245,564	1,59	141,66	3949,02	3807,36	2005,67	10,30%	2888,59
12	247,142	1,69	147,62	4146,09	3998,47	1987,12	12,13%	4875,71
13	248,730	1,79	153,84	4352,45	4198,61	1968,47	13,48%	6844,18
14	250,328	1,90	160,31	4568,48	4408,17	1949,74	14,51%	8793,91
15	251,937	2,02	1095,20	4794,61	3699,41	1543,63	15,17%	10337,55
16	253,555	2,14	174,10	5031,24	4857,14	1912,00	15,83%	12249,54
17	255,184	2,28	181,43	5278,83	5097,40	1892,99	16,36%	14142,54
18	256,824	2,42	189,07	5537,81	5348,74	1873,90	16,79%	16016,43
19	258,474	2,57	197,02	5808,65	5611,63	1854,72	17,15%	17871,15
20	260,135	2,72	14347,28	6091,84	-8255,44	-2574,08	16,69%	15297,07
21	261,806	2,89	213,96	6387,86	6173,90	1816,08	16,99%	17113,15
22	263,488	3,07	222,97	6697,22	6474,24	1796,64	17,24%	18909,79
23	265,181	3,26	232,36	7020,43	6788,07	1777,10	17,45%	20686,89
24	266,885	3,46	242,14	7358,03	7115,89	1757,47	17,62%	22444,36
25	268,600	3,68	1654,20	7710,56	6056,37	1411,13	17,74%	23855,48
26	270,325	3,90	262,96	8078,59	7815,63	1717,95	17,87%	25573,44
27	272,062	4,14	274,03	8462,68	8188,65	1698,06	17,98%	27271,50
28	273,810	4,40	285,57	8863,41	8577,85	1678,09	18,07%	28949,59
29	275,569	4,67	297,59	9281,38	8983,79	1658,02	18,15%	30607,61
30	277,340	4,96	21670,23	9717,18	-11953,05	-2081,15	18,06%	28526,46

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 26 - Cenário 9 – Sistema 3 / Bandeira Verde

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,74	-		-22615,23	-22615,23	0%	-22615,23
1	230,330	0,79	187,58	4350,28	4162,70	3927,08	-81,59%	-18688,15
2	231,810	0,84	195,48	4572,51	4377,03	3895,54	-45,85%	-14792,61
3	233,300	0,89	203,70	4805,60	4601,89	3863,84	-22,61%	-10928,77
4	234,799	0,94	212,28	5050,04	4837,76	3831,96	-8,39%	-7096,81
5	236,307	1,00	1450,20	5306,35	3856,15	2881,54	-1,16%	-4215,27
6	237,825	1,06	230,53	5575,07	5344,54	3767,69	5,38%	-447,59
7	239,354	1,13	240,24	5856,74	5616,51	3735,30	9,80%	3287,71
8	240,891	1,20	250,35	6151,96	5901,61	3702,74	12,90%	6990,45
9	242,439	1,27	260,89	6461,30	6200,41	3670,01	15,16%	10660,46
10	243,997	1,35	14166,11	6785,40	-7380,71	-4121,35	12,76%	6539,12
11	245,564	1,43	283,32	7124,89	6841,57	3604,05	14,75%	10143,17
12	247,142	1,52	295,25	7480,45	7185,20	3570,82	16,18%	13713,99
13	248,730	1,62	307,68	7852,75	7545,08	3537,43	17,26%	17251,42
14	250,328	1,72	320,63	8242,53	7921,90	3503,86	18,09%	20755,28
15	251,937	1,82	2190,40	8650,50	6460,11	2695,58	18,60%	23450,86
16	253,555	1,93	348,20	9077,45	8729,25	3436,24	19,13%	26887,10
17	255,184	2,05	362,85	9524,14	9161,29	3402,18	19,56%	30289,27
18	256,824	2,18	378,13	9991,40	9613,27	3367,95	19,90%	33657,22
19	258,474	2,32	394,05	10480,07	10086,02	3333,56	20,18%	36990,78
20	260,135	2,46	21396,58	10991,00	-10405,59	-3244,51	19,94%	33746,27
21	261,806	2,61	427,93	11525,08	11097,15	3264,29	20,16%	37010,56
22	263,488	2,77	445,94	12083,22	11637,28	3229,40	20,34%	40239,96
23	265,181	2,94	464,72	12666,37	12201,65	3194,36	20,48%	43434,32
24	266,885	3,12	484,28	13275,47	12791,19	3159,15	20,61%	46593,47
25	268,600	3,32	3308,39	13911,52	10603,13	2470,52	20,69%	49063,98
26	270,325	3,52	525,92	14575,52	14049,61	3088,24	20,78%	52152,23
27	272,062	3,74	548,06	15268,50	14720,45	3052,55	20,85%	55204,78
28	273,810	3,97	571,13	15991,51	15420,38	3016,69	20,91%	58221,47
29	275,569	4,21	595,18	16745,61	16150,43	2980,67	20,97%	61202,14
30	277,340	4,47	32317,55	17531,88	-14785,67	-2574,33	20,93%	58627,81

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 27 - Cenário 10 – Sistema 3 / Bandeira Amarela

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,76	-		-22615,23	-22615,23	0%	-22615,23
1	230,330	0,81	187,58	4468,30	4280,72	4038,42	-81,07%	-18576,81
2	231,810	0,86	195,48	4696,55	4501,08	4005,94	-44,93%	-14570,87
3	233,300	0,91	203,70	4935,96	4732,26	3973,30	-21,62%	-10597,57
4	234,799	0,97	212,28	5187,04	4974,76	3940,47	-7,43%	-6657,10
5	236,307	1,03	1450,20	5450,31	4000,10	2989,11	-0,19%	-3667,99
6	237,825	1,09	230,53	5726,31	5495,78	3874,31	6,28%	206,32
7	239,354	1,16	240,24	6015,63	5775,39	3840,97	10,64%	4047,29
8	240,891	1,23	250,35	6318,85	6068,50	3807,45	13,70%	7854,74
9	242,439	1,31	260,89	6636,59	6375,70	3773,76	15,92%	11628,51
10	243,997	1,39	14166,11	6969,48	-7196,63	-4018,56	13,72%	7609,94
11	245,564	1,47	283,32	7318,18	7034,86	3705,88	15,61%	11315,82
12	247,142	1,56	295,25	7683,38	7388,13	3671,68	16,99%	14987,50
13	248,730	1,66	307,68	8065,79	7758,11	3637,31	18,02%	18624,80
14	250,328	1,76	320,63	8466,14	8145,51	3602,77	18,82%	22227,57
15	251,937	1,87	2190,40	8885,18	6694,78	2793,50	19,31%	25021,07
16	253,555	1,99	348,20	9323,71	8975,51	3533,18	19,82%	28554,24
17	255,184	2,11	362,85	9782,52	9419,67	3498,13	20,23%	32052,37
18	256,824	2,24	378,13	10262,46	9884,33	3462,91	20,55%	35515,28
19	258,474	2,38	394,05	10764,38	10370,33	3427,53	20,82%	38942,81
20	260,135	2,52	21396,58	11289,17	-10107,42	-3151,54	20,61%	35791,27
21	261,806	2,68	427,93	11837,74	11409,81	3356,26	20,81%	39147,53
22	263,488	2,85	445,94	12411,02	11965,08	3320,37	20,97%	42467,90
23	265,181	3,02	464,72	13009,99	12545,27	3284,32	21,11%	45752,22
24	266,885	3,21	484,28	13635,62	13151,34	3248,10	21,23%	49000,32
25	268,600	3,41	3308,39	14288,93	10980,53	2558,45	21,30%	51558,77
26	270,325	3,62	525,92	14970,94	14445,02	3175,16	21,39%	54733,93
27	272,062	3,84	548,06	15682,72	15134,66	3138,44	21,45%	57872,37
28	273,810	4,08	571,13	16425,34	15854,21	3101,56	21,51%	60973,93
29	275,569	4,33	595,18	17199,89	16604,72	3064,51	21,56%	64038,44
30	277,340	4,59	32317,55	18007,50	-14310,05	-2491,52	21,53%	61546,92

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 28 - Cenário 11 – Sistema 3 / Bandeira Vermelha Patamar 1

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,80	-		-22615,23	-22615,23	0%	-22615,23
1	230,330	0,85	187,58	4665,00	4477,42	4223,98	-80,20%	-18391,25
2	231,810	0,90	195,48	4903,30	4707,82	4189,95	-43,41%	-14201,30
3	233,300	0,95	203,70	5153,25	4949,54	4155,73	-19,99%	-10045,57
4	234,799	1,01	212,28	5415,37	5203,09	4121,34	-5,84%	-5924,24
5	236,307	1,07	1450,20	5690,23	4240,03	3168,39	1,41%	-2755,84
6	237,825	1,14	230,53	5978,39	5747,86	4052,01	7,76%	1296,17
7	239,354	1,21	240,24	6280,44	6040,20	4017,08	12,02%	5313,25
8	240,891	1,29	250,35	6597,01	6346,66	3981,97	15,01%	9295,22
9	242,439	1,36	260,89	6928,73	6667,84	3946,68	17,16%	13241,91
10	243,997	1,45	14166,11	7276,27	-6889,83	-3847,25	15,25%	9394,66
11	245,564	1,54	283,32	7640,33	7357,01	3875,58	17,01%	13270,24
12	247,142	1,63	295,25	8021,61	7726,36	3839,76	18,30%	17110,00
13	248,730	1,73	307,68	8420,85	8113,17	3803,77	19,26%	20913,77
14	250,328	1,84	320,63	8838,82	8518,19	3767,60	20,01%	24681,38
15	251,937	1,95	2190,40	9276,31	7085,91	2956,70	20,47%	27638,08
16	253,555	2,07	348,20	9734,14	9385,94	3694,74	20,94%	31332,82
17	255,184	2,20	362,85	10213,15	9850,29	3658,05	21,32%	34990,87
18	256,824	2,34	378,13	10714,21	10336,08	3621,18	21,62%	38612,05
19	258,474	2,48	394,05	11238,23	10844,18	3584,14	21,87%	42196,19
20	260,135	2,64	21396,58	11786,12	-9610,47	-2996,59	21,69%	39199,61
21	261,806	2,80	427,93	12358,84	11930,91	3509,54	21,87%	42709,15
22	263,488	2,97	445,94	12957,36	12511,42	3471,98	22,02%	46181,13
23	265,181	3,15	464,72	13582,69	13117,98	3434,25	22,15%	49615,38
24	266,885	3,35	484,28	14235,86	13751,58	3396,35	22,25%	53011,73
25	268,600	3,56	3308,39	14917,93	11609,54	2705,01	22,32%	55716,73
26	270,325	3,78	525,92	15629,96	15104,05	3320,02	22,39%	59036,75
27	272,062	4,01	548,06	16373,08	15825,02	3281,60	22,45%	62318,35
28	273,810	4,26	571,13	17148,38	16577,25	3243,01	22,50%	65561,36
29	275,569	4,52	595,18	17957,04	17361,86	3204,25	22,54%	68765,61
30	277,340	4,80	32317,55	18800,19	-13517,35	-2353,51	22,52%	66412,11

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)

Tabela 29 - Cenário 12 – Sistema 3 / Bandeira Vermelha Patamar 2

Período	Consumo	Tarifa	Manutenção	Rendimento	Líquido	Fluxo Descontado	TIR	VPL
0	228,860	0,82	-		-22615,23	-22615,23	0%	-22615,23
1	230,330	0,87	187,58	4822,35	4634,77	4372,43	-79,51%	-18242,80
2	231,810	0,93	195,48	5068,69	4873,22	4337,15	-42,22%	-13905,65
3	233,300	0,98	203,70	5327,07	5123,37	4301,68	-18,71%	-9603,97
4	234,799	1,05	212,28	5598,04	5385,76	4266,03	-4,60%	-5337,95
5	236,307	1,11	1450,20	5882,17	4431,97	3311,82	2,65%	-2026,12
6	237,825	1,18	230,53	6180,05	5949,51	4194,17	8,91%	2168,05
7	239,354	1,25	240,24	6492,29	6252,05	4157,97	13,11%	6326,02
8	240,891	1,33	250,35	6819,53	6569,18	4121,59	16,03%	10447,61
9	242,439	1,41	260,89	7162,45	6901,56	4085,02	18,14%	14532,63
10	243,997	1,50	14166,11	7521,71	-6644,39	-3710,19	16,43%	10822,43
11	245,564	1,59	283,32	7898,05	7614,73	4011,34	18,10%	14833,78
12	247,142	1,69	295,25	8292,18	7996,94	3974,23	19,32%	18808,01
13	248,730	1,79	307,68	8704,89	8397,22	3936,94	20,23%	22744,95
14	250,328	1,90	320,63	9136,96	8816,33	3899,47	20,94%	26644,42
15	251,937	2,02	2190,40	9589,21	7398,81	3087,27	21,39%	29731,69
16	253,555	2,14	348,20	10062,48	9714,29	3823,99	21,83%	33555,68
17	255,184	2,28	362,85	10557,65	10194,80	3785,99	22,18%	37341,67
18	256,824	2,42	378,13	11075,62	10697,49	3747,80	22,47%	41089,47
19	258,474	2,57	394,05	11617,31	11223,26	3709,43	22,70%	44798,90
20	260,135	2,72	21396,58	12183,68	-9212,90	-2872,63	22,55%	41926,27
21	261,806	2,89	427,93	12775,72	12347,79	3632,17	22,71%	45558,44
22	263,488	3,07	445,94	13394,43	12948,49	3593,27	22,85%	49151,71
23	265,181	3,26	464,72	14040,86	13576,14	3554,20	22,96%	52705,91
24	266,885	3,46	484,28	14716,06	14231,78	3514,94	23,06%	56220,85
25	268,600	3,68	3308,39	15421,13	12112,74	2822,25	23,12%	59043,11
26	270,325	3,90	525,92	16157,18	15631,27	3435,91	23,18%	62479,01
27	272,062	4,14	548,06	16925,36	16377,30	3396,13	23,24%	65875,14
28	273,810	4,40	571,13	17726,82	17155,69	3356,17	23,28%	69231,31
29	275,569	4,67	595,18	18562,75	17967,58	3316,04	23,32%	72547,35
30	277,340	4,96	32317,55	19434,35	-12883,20	-2243,10	23,30%	70304,26

Fonte: Elaborado pelo Autor (2019)