

Universidade Federal de Minas Gerais  
Escola de Engenharia  
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

**Metodologia para análise de investimento  
em sistemas fotovoltaicos considerando  
parâmetros de incerteza e métricas de risco**

Candidato:  
Eng. Jean Diniz

Orientador:  
Prof<sup>a</sup> Wadaed Uturbey da Costa, Dr<sup>a</sup> Eng.

Co-orientador:  
Professor Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.

Belo Horizonte, 31 de julho de 2017.

Jean Diniz

**Metodologia para análise de investimento  
em sistemas fotovoltaicos considerando  
parâmetros de incerteza e métricas de risco**

Dissertação apresentada ao  
programa de pós-graduação em  
Engenharia Elétrica da Faculdade de  
Engenharia da Universidade Federal de  
Minas Gerais, como requisito parcial  
para obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Elétrica.

BELO HORIZONTE

2017

D585m      Diniz, Jean.  
Metodologia para análise de investimento em sistemas fotovoltaicos considerando parâmetros de incerteza e métricas de risco [manuscrito] / Jean Diniz. - 2017.  
viii, 129 f., enc.: il.

Orientadora: Wadaed Uturbey da Costa.  
Coorientador: Daniel Pinheiro Bernardon.  
Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f. 113 -114.

Bibliografia: f. 102 -112.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Investimentos -- Análise - Teses.  
I. Costa, Wadaed Uturbey da. II. Bernardon, Daniel Pinheiro.  
III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia.  
IV. Título.

CDU: 621.3(043)

Dedico à minha família e a todos os profissionais que tem transformado  
o sonho da geração distribuída em realidade.

“O trabalho vai preencher uma grande parte da sua vida, e a única maneira de ficar completamente satisfeito é fazer o que você acredita ser um bom trabalho. E a única forma de fazer um bom trabalho é amar aquilo que você faz. Se você ainda não descobriu o que é, continue procurando. Não se acomode. Da mesma forma que acontece com as coisas do coração, você vai saber quando encontrar.”

Steve Jobs

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos símbolos de fé e espiritualidade que nos permitem estar aqui em constante evolução.

Agradeço à minha família (mãe, irmão e sobrinhos), pela força o carinho e o amor de sempre.

Ao amigo Aécio que me trouxe à Belo Horizonte e conduziu a este caminho.

Ao amigo Welbert que também contribui dia-a-dia para meu crescimento pessoal e profissional.

À minha Bruna, pelo companheirismo e amor.

À Prof. Dra. Wadaed Uturbey da Costa pela orientação, pelos conselhos, pela paciência e motivação.

Ao Prof. Dr. Daniel Bernardon que me inspirou pelo exemplo e me inseriu no universo da Geração Distribuída.

Aos colegas do trabalho da SolarView pela parceria e apoio.

Aos colegas de laboratório pelos breves mas ricos momentos de troca de experiências.

Aos integradores fotovoltaicos e demais profissionais da área pela colaboração e troca de ideias, em especial: Marcos Vinícius, Ivan, Luciano, Café, Freddy, Rafael, Alcy, Marcio Eli, Márcio Takata, Jackson, Tiago Costa, Leonardo, Gustavo e Bárbara.

## SUMÁRIO

1	Introdução.....	1-1
1.1	Geração Distribuída Fotovoltaica.....	1-1
1.2	Contexto mundial.....	1-4
1.2.1	Linha do tempo dos SFV no mundo .....	1-4
1.2.2	Políticas e regulamentação .....	1-5
1.3	Contexto Nacional .....	1-7
1.3.1	Linha do Tempo dos SFV no Brasil.....	1-7
1.3.2	Estrutura do mercado.....	1-10
1.4	Justificativa .....	1-13
1.5	Objetivos.....	1-13
1.5.1	Objetivo Geral .....	1-13
1.5.2	Objetivos específicos .....	1-14
1.6	Metodologia de pesquisa.....	1-14
1.7	Estrutura do trabalho .....	1-15
2	Incertezas .....	16
2.1	Recurso solar .....	18
2.1.1	Irradiância média.....	19
2.1.2	Variabilidade interanual.....	23
2.2	Performance do SFV .....	25
2.2.1	Queda no rendimento dos módulos .....	26
2.2.2	Vida útil dos inversores .....	29
2.2.3	Rendimento do sistema.....	31
2.2.4	Custos de O&M.....	34
2.3	Incertezas de mercado .....	35
2.3.1	A Tarifa de Energia .....	35
2.3.2	Preço do SFV .....	38

2.3.2.1	Preço dos equipamentos .....	40
2.3.2.2	Preço dos serviços.....	41
2.3.3	Impostos e inflação .....	42
2.3.4	Aspectos regulatórios.....	45
2.3.5	Linhas de crédito.....	46
2.3.6	Taxa de atratividade e custo de oportunidade.....	46
2.4	Conclusões do capítulo .....	47
3	Desenvolvimento da Metodologia.....	49
3.1	Modelos de negócio e fluxo de caixa.....	50
3.1.1	Aquisição.....	50
3.1.2	Aluguel .....	54
3.1.3	Consórcio/Financiamento.....	58
3.1.4	Geração compartilhada .....	61
3.2	Métodos de análise de investimento.....	61
3.2.1	Valor Presente Líquido - VPL.....	62
3.2.2	Taxa Interna de Retorno - TIR.....	62
3.2.3	Tempo de Retorno sobre o Investimento - Payback descontado ..	63
3.2.4	Custo Nivelado de Energia - LCOE.....	64
3.2.5	Análise de risco .....	65
3.3	Proposta de metodologia.....	68
3.3.1	Simulação de Monte-Carlo.....	68
3.3.2	Algoritmo .....	69
4	Simulação e Análise de Resultados .....	71
4.1	Estudo de caso.....	71
4.2	Resultados para o VPL.....	72
4.3	Resultados para o LCOE .....	75
4.4	Resultados para outros indicadores .....	77



4.5	Métricas de Risco VaR e CVaR.....	77
4.6	Outras análises de Risco para VPL e LCOE .....	78
4.7	Análise de sensibilidade .....	78
4.8	Análise para outros consumos médios mensais.....	82
4.8.1	VPL para outras unidades consumidoras.....	83
4.8.2	LCOE para outras unidades consumidoras.....	86
4.8.3	VaR e CVaR para outras unidades consumidoras .....	90
5	Conclusões .....	95
5.1	Conclusões das análises .....	95
5.2	Publicações .....	99
5.3	Proposta de trabalhos futuros.....	100
6	Referências.....	101
7	Anexos.....	114

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Fontes de GD.....	1-2
Figura 1.2 - SFV Conectado à Rede .....	1-3
Figura 1.3 - Linha do tempo do Mercado Fotovoltaico no Mundo .....	1-4
Figura 1.4 - Linha do tempo do Mercado Fotovoltaico no Brasil .....	1-9
Figura 1.5 - Projeção do mercado Fotovoltaico antes e depois da REN687 .	1-10
Figura 2.1 - Maiores incertezas percebidas pelos integradores .....	16
Figura 2.2 - Parâmetros de incerteza em SFV .....	17
Figura 2.3 - Componentes da radiação solar .....	19
Figura 2.4 - Irradiação média diária em cada mês do ano para B. Horizonte .	21
Figura 2.5 - Gráfico de dispersão da Irradiância média.....	22
Figura 2.6 - Dispersão da Variação interanual da irradiância média .....	25
Figura 2.7 - Dispersão dos dados de queda anual do rendimento .....	29
Figura 2.8 - Perdas no sistema fotovoltaico .....	31
Figura 2.9 - PR Médio (%).....	33
Figura 2.10 - Preço do kWh.....	36
Figura 2.11 - Comparação do LCOE médio com a tarifa média de energia. ....	36
Figura 2.12 - Reajuste anual no preço da Tarifa de Energia .....	37
Figura 2.13 - Composição do custo total da instalação de um sistema FV .....	39
Figura 2.14 – Preços para SFV de 4kWp.....	40
Figura 2.15 - Preços dos SFV dos principais distribuidores do País .....	41
Figura 2.16 - Índice IPCA .....	45
Figura 2.17 - Rentabilidade da Poupança e LTN .....	47
Figura 3.1 - Modelo de aquisição .....	50
Figura 3.2 - Custo evitado de energia para o modelo de aquisição do SFV ....	51
Figura 3.3 - Fluxo de caixa do modelo de aquisição .....	51
Figura 3.4 - Modelo de negócio de Aluguel.....	54
Figura 3.5 - Custo evitado de energia para o modelo de aluguel do SFV .....	55
Figura 3.6 - Fluxo de caixa do modelo de aluguel.....	56
Figura 3.7 - Modelo de negócios de consórcio.....	58
Figura 3.8 - Fluxo de caixa do modelo de consórcio .....	59
Figura 3.9 - Propriedades atendidas pelas medidas de risco.....	66
Figura 3.10 - Representação gráfica do VaR and CVaR.....	67

Figura 3.11 - Proposta de Metodologia .....	69
Figura 4.1 - VPL para o Modelo de Aquisição .....	73
Figura 4.2 - VPL para o modelo de Aluguel .....	73
Figura 4.3 - VPL para o modelo de Consórcio .....	74
Figura 4.4 - LCOE para o Modelo de Aquisição .....	75
Figura 4.5 - LCOE para o Modelo de Aluguel.....	75
Figura 4.6 - LCOE para o Modelo de Consórcio .....	76
Figura 4.7 - Análise de sensibilidade do VPL para o modelo de aquisição .....	78
Figura 4.8 - Análise de sensibilidade do VPL para o modelo de aluguel.....	79
Figura 4.9 - Análise de sensibilidade do VPL para o modelo de consórcio .....	80
Figura 4.10 - Análise de sensibilidade do LCOE no modelo de aquisição .....	81
Figura 4.11 - Análise de sensibilidade do LCOE para o modelo de aluguel.....	81
Figura 4.12 - Análise de sensibilidade do LCOE no modelo de consórcio .....	82
Figura 4.13 – VPL no Modelo de Aquisição para diferentes consumos .....	84
Figura 4.14 - VPL no Modelo de Aluguel para diferentes consumos.....	85
Figura 4.15 - VPL no Modelo de Consórcio para diferentes consumos .....	86
Figura 4.16 - LCOE no Modelo de Aquisição para diferentes consumos .....	88
Figura 4.17 - LCOE no Modelo de Aluguel para diferentes consumos.....	89
Figura 4.18 - LCOE no Modelo de Consórcio para diferentes consumos .....	90
Figura 4.19 - VaR e CVaR em Aquisição para outros consumos.....	92
Figura 4.20 - VaR e CVaR em Aluguel para diferentes consumos.....	93
Figura 4.21 - VaR e CVaR em Consórcio para diferentes consumos .....	94

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Média diária dos bancos de dados de irradiação.....	22
Tabela 2 - Variação na irradiação média .....	24
Tabela 3 - Tabela de eficiência das tecnologias de módulos FV .....	27
Tabela 4 - Queda de rendimento anual dos módulos fotovoltaicos. ....	28
Tabela 5 - PR Médio em países da Europa .....	32
Tabela 6 - Custos anuais de O&M.....	34
Tabela 7 - Reajuste médio na tarifa de energia .....	38
Tabela 8 – Resumo das incertezas .....	48
Tabela 9 – Valor do Aluguel para UCs com CMM de até 1000 kWh .....	56
Tabela 10 – Consórcio Nacional Solar.....	60
Tabela 11- Dados de Entrada do Usuário.....	71
Tabela 12 - Dados de Entrada do Sistema.....	72
Tabela 13 - VPL Mínimo, Médio e Máximo .....	74
Tabela 14 - LCOE Mínimo, Médio e Máximo .....	76
Tabela 15 - VaR e CVaR aplicados ao VPL .....	77
Tabela 16 – Outras análises de risco para VPL e LCOE .....	78
Tabela 17 – Outras análises de risco para VPL e LCOE .....	83
Tabela 18 - VPL para diferentes consumos.....	83
Tabela 19 - LCOE para diferentes consumos.....	87
Tabela 20 - Métricas de Risco para diferentes consumos .....	91

## LISTA DE SIGLAS

---

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CC	Corrente Contínua
CMM	Custo Médio Mensal
CVaR	<i>Conditiona Value at Risk</i>
DE	Dominância Estocástica
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IL	Índice de Lucratividade
kWp	Quilo-watt pico
LCOE	Levelized Cost of Energy
MWp	Mega-watt pico
REN	Resolução Normativa
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	Standard Test Conditions
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
VAE	Valor Annual Equivalente
VaR	<i>Value at Risk</i>

---

## RESUMO

Em todo o mundo, o número de sistemas fotovoltaicos instalados em unidades residenciais, comerciais e de outros consumidores vem crescendo. O Brasil também publicou uma Resolução Normativa nº 482 da ANEEL em 2012, que permite aos consumidores desfrutar de uma fonte de energia renovável. O processo de análise de investimento do consumidor, considerado um dos principais agentes do mercado, é estudado. São definidas questões importantes para orientar o estudo do processo de tomada de decisão: como se deparar com o investimento em sistemas fotovoltaicos favoráveis? Quais incertezas influenciam esse investimento? Como o investidor pode medir os riscos a que o investimento está exposto? Essas e outras questões são usadas para o desenvolvimento de uma metodologia baseada no método de simulação de Monte Carlo. Os insumos da metodologia são as incertezas presentes na tomada de decisão sobre investimento em sistemas fotovoltaicos. Eles são identificados, classificados, quantificados e representados através de distribuições de probabilidade, logo depois é elaborada uma metodologia de avaliação de investimentos que leva em consideração as fontes de incerteza identificadas como variáveis aleatórias. O risco é analisado a partir de métricas de risco tradicionalmente utilizadas na formação de carteiras de investimentos, o Valor em Risco (VaR) e o Valor em Risco Condicional (C-VaR). Uma análise de sensibilidade é conduzida com a finalidade de determinar os parâmetros mais significativos na decisão de investimento. A metodologia também contempla a modelagem dos diferentes modelos de negócios praticados no Brasil: Aquisição, Aluguel e Consórcio; a classificação de incertezas nos grupos Recursos Solar, Sistema de Incerteza e Incerteza do Mercado de Energia, bem como distribuições de probabilidade e valores de referência para métodos de avaliação de investimento e métricas de risco.

Palavras-chave: análise de investimentos, geração distribuída, Monte Carlo, métricas de risco, sistemas fotovoltaicos

## ABSTRACT

Around the world, the number of photovoltaic systems installed in residential, commercial and other consumer units has been growing. Brazil is engaged in this movement since 2012, when the regulator issued the REN no 482 that regulates rooftop photovoltaics installations. In this work, the process of analyzing consumer investment, considered one of the main agents of the rooftop photovoltaics systems market, is studied. Important questions are formulated to guide the study of the decision-making process: how can we find the investment in favorable photovoltaic systems? What uncertainties influence this investment? How can the investor measure the risks to which the investment is exposed? These and other questions are used to develop a methodology based on the Monte Carlo simulation method. The inputs of the methodology are the uncertainties present in the decision making on investment in photovoltaic systems. They are identified, classified, quantified and represented through probability distributions, soon afterwards an investment valuation methodology is elaborated that takes into account the sources of uncertainty identified as random variables. Risk is analyzed from risk metrics traditionally used in the formation of investment portfolios, Value at Risk (VaR) and Value at Conditional Risk (C-VaR). A sensitivity analysis is conducted for the purpose of determining the most significant parameters in the investment decision. The methodology also contemplates the modeling of the different business models practiced in Brazil: Acquisition, Rent and Consortium; the classification of uncertainties in the Solar Resources, Uncertainty System and Uncertainty of the Energy Market groups, as well as probability distributions and reference values for investment valuation methods and risk metrics.

Keywords: Investment Analysis, Distributed Generation, Monte Carlo, Risk Metrics, Photovoltaic Systems

# 1 Introdução

O mercado de geração distribuída fotovoltaica tem crescido em todo o mundo [TOLMASQUIM, 2016], ele apresenta inúmeras oportunidades no ambiente acadêmico e mercadológico e propõe importantes mudanças no setor elétrico e nas relações entre consumidores, geradores e distribuidores de energia elétrica.

Um dos temas que permitem maior entendimento desta expansão é a análise de investimento a qual avalia a atratividade dos sistemas fotovoltaicos (SFV) a partir de estudos técnicos e econômicos.

Este trabalho propõe uma metodologia para a análise de investimento em sistemas fotovoltaicos considerando as incertezas técnicas e mercadológicas, e os riscos presentes ao longo da vida útil destes sistemas.

Para contextualizar o trabalho, este capítulo apresenta a evolução do mercado fotovoltaico no Mundo e no Brasil, destacando os aspectos tecnológicos, econômicos, políticos, regulatórios e sociais. Posteriormente, é apresentada a justificativa para a realização do trabalho, os objetivos, a metodologia e a estrutura dos capítulos.

## 1.1 Geração Distribuída Fotovoltaica

Com o objetivo de evitar confusões causadas pelos termos utilizados no trabalho, esta seção busca esclarecer e limitar alguns conceitos que serão utilizados ao longo do texto e que estão relacionados com a Geração Distribuída (GD) e os Sistemas Fotovoltaicos (SFV).

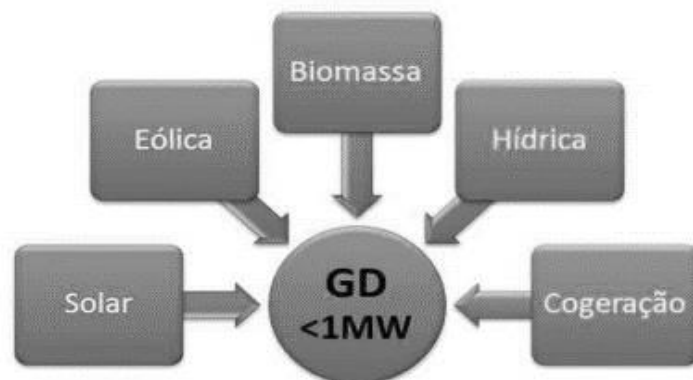
Diversos trabalhos na literatura descrevem o conceito de geração distribuída. Contudo, todos convergem para uma essência que está claramente descrita na definição de ACKERMANN (2000): “GD é uma forma de geração de energia que ocorre a partir de unidades de geração de pequeno porte conectadas ao sistema de distribuição e próximas ao consumo”.

A geração distribuída de energia elétrica consiste na produção de energia, próxima ao centro de consumo, a partir de fontes renováveis



(hidráulica, solar, eólica, biomassa) ou cogeração qualificada conforme Figura 1.1.

Figura 1.1 - Fontes de GD (Fonte: SOUZA, 2014)



É importante destacar que há duas formas de aproveitar a conversão de energia solar:

- A Energia Solar Térmica - que é convertida em calor para aquecimento de água ou de fluido com o objetivo de obter eletricidade através da tecnologia Heliotérmica;
- A Energia Solar Fotovoltaica - que é convertida em eletricidade através de um princípio físico-químico dos módulos fotovoltaicos;

Este trabalho baseia-se na análise da viabilidade apenas dos SFV, tecnologia que têm se apresentado forte expansão nos últimos anos. Segundo COSTA (2015) entre os fatores que motivam esta popularização estão: a baixa complexidade de instalação, a oferta crescente que reduz seu preço e a praticidade de uma parcela significativa dos sistemas que são instalados em áreas ociosas dos telhados urbanos.

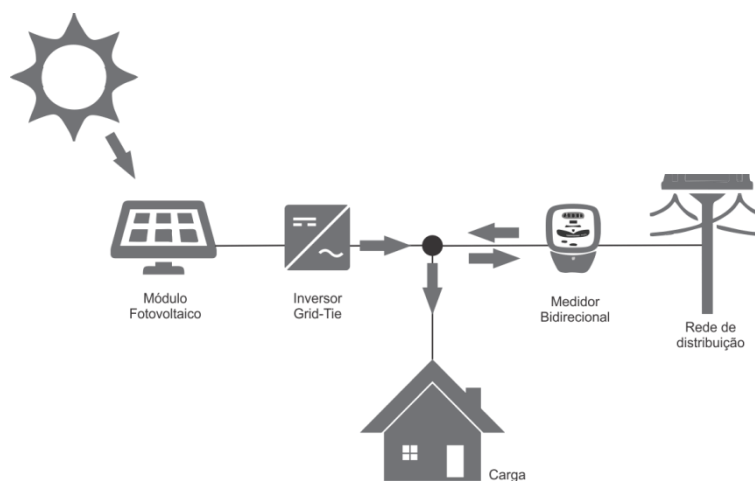
As configurações de SFV pode-se classificar, segundo GAZOLI E VILLALVA (2012), ZILES *et al* (2011) e PINHO E GALDINO (2014), em:

- Sistemas Fotovoltaicos Isolados ou *Off-Grid* - Utilizados em localidades remotas, nas quais não há rede elétrica ou para aplicações específicas onde o módulo fotovoltaico carrega uma bateria que alimenta a carga com ou sem a necessidade de inversores;

- Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede ou *On-Grid* - Utilizados em áreas urbanas e rurais, composto principalmente por módulos e inversores *grid tie* ou microinversores, os quais utilizam o sinal da rede elétrica como referência para a conversão da energia em corrente contínua para corrente alternada, neste caso o fluxo de energia pode fluir da unidade consumidora para a rede elétrica;
- Sistemas Fotovoltaicos híbridos - São os sistemas que possuem as características tanto de sistemas isolados quanto dos sistemas conectados à rede.

Este trabalho tem como objeto de estudo os SFV Conectados à rede. Eles convertem a energia luminosa do sol em energia elétrica que atende às cargas do local onde está instalada e/ou que é injetada na rede elétrica quando houver produção maior do que o consumo. Por isso, sempre que for feita a referência aos SFV, estará tratando-se dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede. A Figura 1.2 ilustra o SFV objeto de estudo do trabalho.

Figura 1.2 - SFV Conectado à Rede (Fonte: Adaptado de SHANMUGAVALLI e RANEE, 2015)



Registradas as definições, será feita uma análise da evolução dos SFV pelo mundo.

## 1.2 Contexto mundial

Nesta seção serão apresentadas a evolução dos SFV ao longo do tempo e as políticas de incentivo que viabilizaram o desenvolvimento do mercado fotovoltaico.

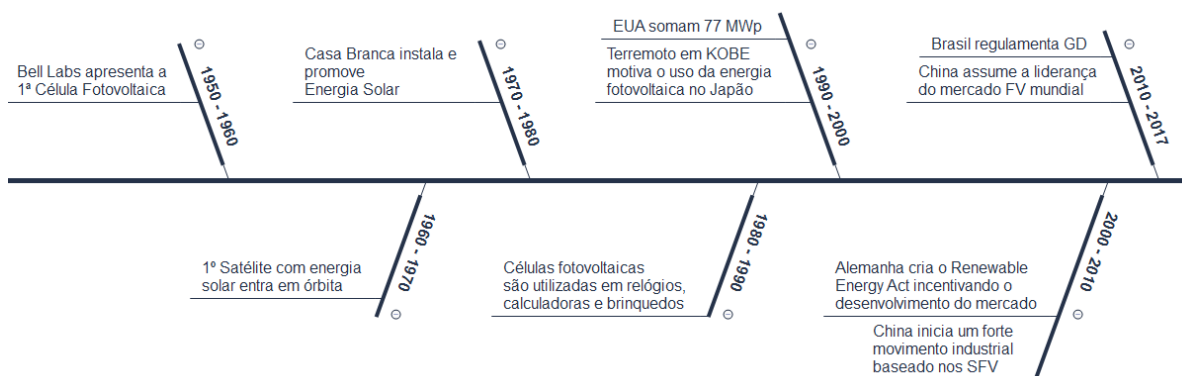
### 1.2.1 Linha do tempo dos SFV no mundo

Do ponto de vista tecnológico, levou-se anos desde a descoberta do efeito fotovoltaico feita pelo físico Francês Edmund Becquerel em 1839 [BRAGA, 2008], até a criação da primeira célula solar moderna, que marcou o início das aplicações dos sistemas fotovoltaicos, realizada pela empresa Bell Labs nos anos 1950.

Posteriormente, a tecnologia foi aplicada em satélites, a utilização das células fotovoltaicas em equipamentos diversos como calculadoras e outros aparelhos de pequeno porte, e as primeiras instalações fotovoltaicas nos EUA. Então, no final da década de 1990, o Japão assumiu a liderança da produção mundial devido a catástrofes naturais que forçaram o país a buscar uma alternativa para a produção de eletricidade.

No início dos anos 2000, a Alemanha assumiu o pioneirismo com programas de incentivo que desenvolveram o mercado fotovoltaico em toda a Europa e na segunda década do século XXI a China apostou neste mercado para fortalecer a sua indústria e tornou-se o principal mercado da atualidade [CHESTANEY, 2017], e também o maior produtor de tecnologia do setor. A Figura 1.3 resume a evolução dos sistemas fotovoltaicos no mundo.

Figura 1.3 - Linha do tempo do Mercado Fotovoltaico no Mundo



Uma importante ação do governo Alemão foi o *Renewable Energy Act* que apresentou para o mundo uma política agressiva para o incentivo a GD e, conseqüentemente aos SFV. Esta política estabelece que as energias renováveis têm prioridade na rede elétrica, recebendo um preço fixo por sua produção ao longo de 20 anos [FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMICS AFFAIR AND ENERGY, 2017]. Esta medida promoveu a garantia do retorno sobre o investimento com relação aos preços de energia na época.

HEINEMANN (2011) cita que a geração fotovoltaica se mostra como uma tecnologia robusta para atendimento elétrico ao observar sistemas com mais de 35 anos de operação.

Segundo REN21 (2015), o uso das tecnologias para geração elétrica a partir da fonte solar tem crescido nos últimos anos na ordem de 47% ao ano. E este crescimento está intimamente ligado a decisões políticas.

### 1.2.2 Políticas e regulamentação

O desenvolvimento do mercado fotovoltaico foi baseado em modelos de negócios incentivados [TOLMASQUIM, 2016], dos quais se destacam:

- Tarifa prêmio ou *feed in tariff*: Neste modelo a distribuidora de energia faz a aquisição da energia gerada e injetada na rede elétrica a partir de um valor fixo por kWh (geralmente superior às tarifas das distribuidoras), através de contratos de longo prazo (15 a 20 anos);
- Subsídios diretos: Consiste em conceder um benefício monetário direto (ou abatimento de um imposto, por exemplo) ao consumidor que tiver um projeto qualificado para instalação. Esta alternativa busca reduzir os altos custos iniciais de aquisição dos sistemas. Como benefícios podem-se citar, no Brasil, o IPTU verde (que oferece descontos no IPTU) e o Selo Sustentável (que reconhece empreendimentos sustentáveis em Belo Horizonte), etc.;
- Leilões: modelo de compra de energia com contratos de longo prazo, firmados após processo de leilão com preço regressivo. Geralmente, envolve projetos de grande porte;

- *Net metering*: O consumo de energia é faturado a partir da medição líquida, que é a diferença entre o que foi consumido e o que foi gerado;
- Cotas: modelo que obriga as distribuidoras a comprarem determinada quantia de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

A experiência com a utilização do modelo *Feed in Tariff* apresentou desafios para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica. Ela também gerou questionamentos com relação a origem do subsídio e dos possíveis custos adicionais que estariam sendo financiados pelos consumidores não aderentes aos sistemas fotovoltaicos. Destaca-se o exemplo do mercado Alemão, o qual apresentou um aumento na tarifa de energia de mais de 20% para cobrir os gastos com o programa de energia fotovoltaica (IRENA, 2016).

Além dos modelos de incentivo adotados pelo governo e as demais entidades que regulam o setor elétrico, há modelos praticados entre prestadores de serviço e consumidores finais que podem facilitar ainda mais a adesão a estes sistemas. Entre eles estão:

- *Leasing*: Também conhecido como modelo *Third-Party*, neste modelo o usuário não adquire o sistema fotovoltaico, mas faz um contrato de aluguel com uma empresa e paga mensalmente pelo sistema. A vantagem desse sistema reside no fato do consumidor geralmente não necessitar de um investimento inicial para obter os benefícios do sistema, além da diminuição da complexidade e risco envolvidos na compra e operação de um sistema. Usualmente, é oferecida ao usuário uma mensalidade que, somada à nova conta de energia, fica abaixo do valor da antiga conta, desde que mantido o consumo original, sendo vantajoso economicamente adotar o sistema;
- Comunidade solar: Consiste em uma grande instalação com diversos donos, ou sócios, que possuem cotas do empreendimento e têm direito à parte da geração de energia produzida. Além da redução de custos proporcionada pelos ganhos de escala, esse modelo de negócio possibilita que consumidores que não tenham condições de instalar um sistema fotovoltaico em sua residência (sem área disponível) ou com

perspectiva de mudança, possam usufruir da geração afastada de seu domicílio.

Estes são modelos alternativos ao modelo de aquisição, que consiste na aquisição do SFV como bem de consumo mediante pagamento à vista ou parcelado para o fornecedor (integrador). O modelo de aquisição é o mais adotado no Brasil.

### 1.3 Contexto Nacional

Nesta seção serão apresentadas a evolução dos SFV ao longo do tempo no Brasil e a estrutura do mercado fotovoltaico no país.

#### 1.3.1 *Linha do Tempo dos SFV no Brasil*

Segundo PINHO e GALDINO (2014), as pesquisas com sistemas fotovoltaicos no Brasil iniciaram nos anos 1950. Movimento que se fortaleceu em 1970 com grupos de pesquisa e laboratórios que se dedicaram ao tema. TOLMASQUIM (2003) registra aplicações nas áreas de bombeamento de água e em telecomunicações no mesmo período.

Nos anos 1990, o Governo Federal cria o PRODEEM para abastecer localidades afastadas da rede elétrica com o uso de sistemas isolados. No início dos anos 2000, outro programa Governamental o Luz para Todos é criado intensificando a aplicação fotovoltaica em localidades remotas [TOLMASQUIM, 2016].

Em 2011, a ANEEL realiza a chamada de Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Estratégico 013/2011, que teve 17 projetos fotovoltaicos aprovados, totalizando 24,6 MWp [COSTA, 2015]. Nesse mesmo ano é inaugurada a primeira Usina Fotovoltaica, a partir de uma iniciativa privada, com 1 MWp, no Município de Tauá – CE [TOLMASQUIM, 2016].

Segundo ABINEE (2012), até 2012 o Brasil possuía cerca de 40MW em sistemas fotovoltaicos isolados. Neste mesmo ano, ocorre o grande marco de início do mercado de GD e dos SFV no país: a publicação da Resolução Normativa nº482 da ANEEL em 29 de abril de 2012, a qual estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de

energia elétrica [ANEEL, 2012]. O primeiro sistema fotovoltaico em operação de acordo com a resolução é conectado neste mesmo ano.

Em 2013, o estado de Pernambuco realiza um leilão específico para FV, contratando 122 MWp. Neste mesmo ano, o estado de Minas Gerais lança a Lei 20.824 aplicando o ICMS apenas para a medição líquida de energia elétrica.

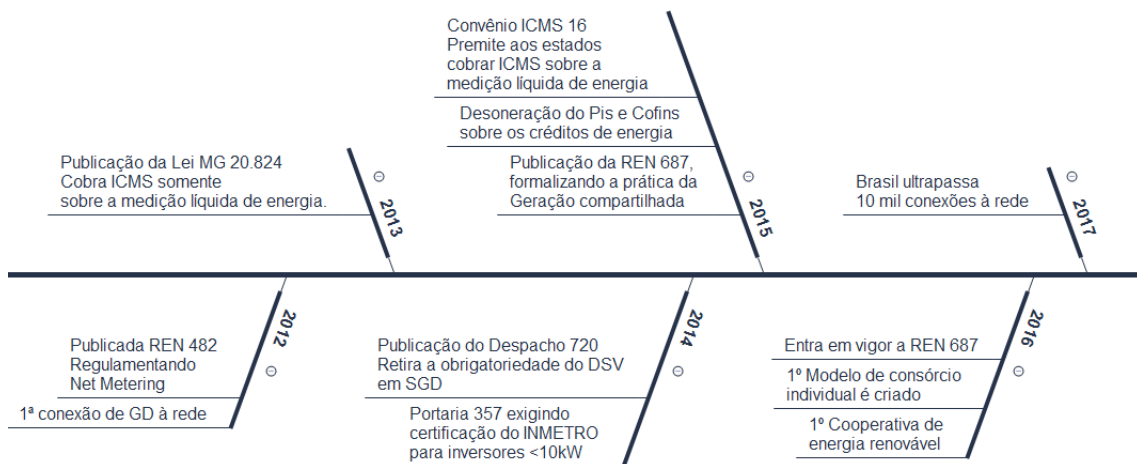
Em 2014 é lançada a Portaria 357 que exigiu a certificação do INMETRO para inversores *grid tie* com potência menor de 10kW. Também ocorre a publicação do Despacho 720 que dispensa a necessidade do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV), reduzindo os custos dos SFV.

Em 2015, é assinado o Convênio ICMS 16 que autoriza os estados a aplicarem o imposto apenas para a medição líquida de energia elétrica. Há também a desoneração do PIS e Cofins sobre os créditos de energia e a revisão da REN 482/2012 nos termos da REN 687/2015. Esta revisão favoreceu a ampliação do mercado de GD principalmente pela formalização da geração compartilhada e das cooperativas de energia.

Em 2016, a REN 687 entrou em vigor e foram criados empreendimentos pioneiros como o Consórcio Nacional Solar e a Cooperativa Brasileira de Energia Renovável (COOBER), ambos a partir da iniciativa privada.

Atualmente, o Banco de Informações de Geração da ANEEL registra mais de 15 mil micro e mini usinas fotovoltaicas instaladas em unidades consumidoras de várias classes no Brasil [ANEEL, 2017]. Destaca-se que o crescimento do mercado ocorre em meio a um contexto de crise política e em um cenário de recessão econômica. O mercado de SFV no Brasil é resumido na Figura 1.4.

Figura 1.4 - Linha do tempo do Mercado Fotovoltaico no Brasil





Com relação aos estudos relacionados ao mercado fotovoltaico, diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos no âmbito acadêmico e profissional. Destacam-se KONZEN (2014), que realizou uma projeção do mercado Brasileiro para GD Fotovoltaica usando o método de difusão de Bass, considerando as características socioeconômicas e o retorno sobre o investimento. No trabalho, o autor projeta a expansão do mercado. NAKABAYASHI (2014), faz o levantamento da paridade tarifária para todas as capitais brasileiras utilizando a simulação de Monte Carlo e considerando variações econômicas. BETZ (2015) apresenta o estudo da atratividade do mercado brasileiro para o desenvolvimento da geração distribuída fotovoltaica através do método de Monte Carlo e da avaliação da análise de sensibilidade das componentes do investimento em SFV. DINIZ *et al* (2016) propõe o uso de métricas de risco para avaliação dos investimentos em SFV, entre outros.

Entre os estudos de mercado, é importante considerar os trabalhos desenvolvidos por RUBIM (2016) que apresenta a projeção do mercado considerando diferentes cenários de incentivos governamentais (Figura 1.5).



Figura 1.5 - Projeção do mercado Fotovoltaico antes e depois da REN687

(Fonte: RIIRIM, 2016)

	 Unidades Solarizadas em 2030	 Potência Instalada (MWp) em 2030
CENÁRIOS		
O Brasil continua o mesmo	1.212.662	7.281
FGTS para comprar placas solares (conservador)	1.409.172	8.395
FGTS para comprar placas solares (moderado)	1.907.503	11.180
FGTS para comprar placas solares (agressivo)	2.590.955	14.927
ICMS cai em todos os estados	1.312.053	7.654
IPTU menor para quem gera energia solar (R\$ 150)	1.331.098	7,654
Menos tributos para os sistemas fotovoltaicos	1.480.194	8.794
Nova Resolução Normativa	6.008.373	29.600
<b>Melhor Brasil</b>	<b>8.768.194</b>	<b>41.400</b>

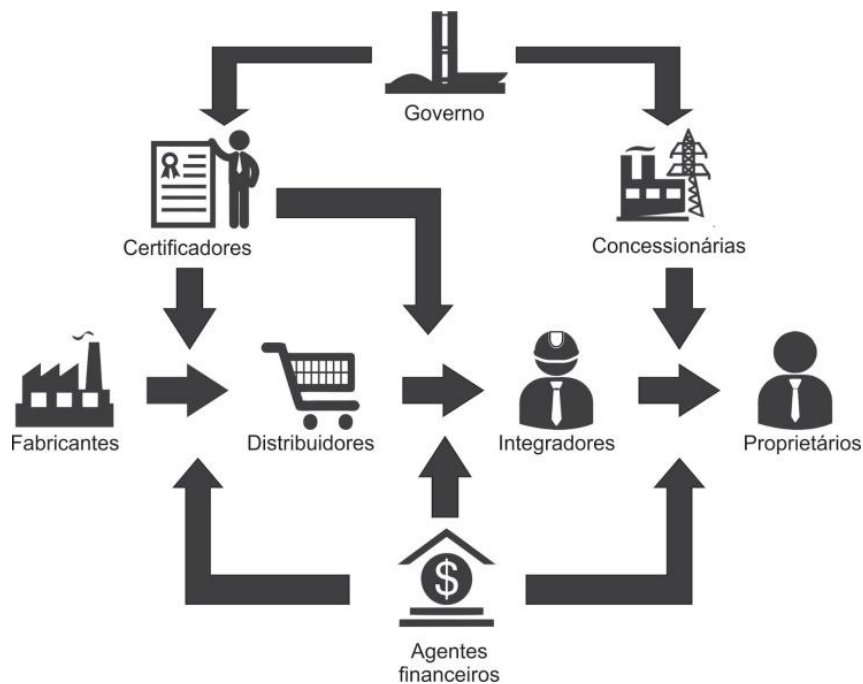
GREENER (2017) e KRENZ (2016) apresentam a evolução do mercado e suas características de preços e sistemas baseados nas pesquisas com os profissionais que atuam na área.

Segundo estimativas da EPE (2014) haverá 161 mil sistemas até final de 2023. Esta previsão foi atualizada pela ANEEL (2016) que apresentou a previsão de 1,2 milhões de sistemas conectados até 2024, graças a uma estrutura de mercado que tem possibilitado a superação destas expectativas.

### 1.3.2 Estrutura do mercado

O mercado fotovoltaico no Brasil é composto principalmente por fabricantes, distribuidores, integradores e proprietários ou clientes finais. Além destes, há instituições financeiras, governamentais e as distribuidoras de energia elétrica que também possuem participação e realizam funções específicas no mercado conforme mostra a Figura 1.6.

Figura 1.6 - Estrutura do mercado



Para as concessionárias de energia elétrica, ZILES *et al* (2011) destaca que há benefícios como: a melhoria nos aspectos de planejamento, uma vez que é uma geração de pequeno porte, com abundância do recurso, rápida instalação e sem problemas de planejamento e execução apresentados por uma grande usina; usa diferentes tecnologias, permite e induz a diversificação da matriz energética; traz benefícios ambientais por representar uma conversão de energia de baixo impacto ambiental [JUNQUEIRA, 2016].

Do ponto de vista socioeconômico, destacam-se como benefícios: a geração de novos empregos e o estímulo ao empreendedorismo e ao desenvolvimento tecnológico nacional (como por exemplo: a montagem dos módulos fotovoltaicos na região de Valinhos - SP, o desenvolvimento de estruturas para sustentação dos módulos na região de Santa Maria – RS, de Inversores em Pato Branco – PR, de sistemas de monitoramento em Belo Horizonte – MG, entre outros).

A estrutura do mercado contempla:

- Governo – E suas instituições relacionadas ao setor elétrico;

- Órgãos e entidades certificadores e fiscalizadores – responsáveis pela verificação de qualidade e legalidade dos produtos (INMETRO, ANATEL, etc);
- Concessionárias de energia – Distribuidoras de energia elétrica que são responsáveis pela rede elétrica na qual serão ligados os SFVs;
- Entidades financeiras, que viabilizam as transações comerciais entre os agentes.

Na cadeia produtiva dos produtos fotovoltaicos estão:

- Os fabricantes – que desenvolvem e produzem os equipamentos que compõem o SFV;
- Os distribuidores – que compram grandes volumes dos fabricantes a preços menores e revendem a preços atrativos, os quais dificilmente seriam praticados caso as compras fossem e menor volume diretamente entre fabricantes e integradores;
- Os integradores – que são as empresas responsáveis por realizar o projeto e a instalação dos SFV e realizar o acompanhamento e eventuais manutenções para mantê-lo em operação. Destaca-se que sua função também é importante no sentido de divulgação do mercado fotovoltaico uma vez que eles realizam a venda e a promoção do conceito de GD e dos SFV;
- O cliente final ou proprietário das unidades consumidoras – que representa o público-alvo deste mercado, uma vez que a ele destinam-se os benefícios como o retorno financeiro, a percepção de sustentabilidade entre outros apresentados por ANEEL (2015).

Os benefícios dos sistemas fotovoltaicos variam de acordo com a classe de unidade consumidora devido às diferenças na tarifa de energia. Quanto maior o valor da tarifa, maior será a atratividade dos SFV e vice-versa. Historicamente se observa que a classe residencial apresenta tarifa mais cara do que as outras classes. Contudo, a decisão por aplicar, ou não aplicar, o capital neste ativo depende da avaliação de investimento realizada pelo proprietário da UC. Para isso, ele irá contar com diversos métodos de avaliação

de investimento. A partir deste contexto, observa-se que há espaço tanto na literatura quanto no dia-a-dia de aplicação dos SFV para o debate acerca da avaliação das incertezas e do risco presentes no investimento em SFV. Esta avaliação é uma das principais motivações para o desenvolvimento do trabalho.

## 1.4 Justificativa

A avaliação de investimento em sistemas fotovoltaicos muitas vezes é realizada através de métodos determinísticos limitando a análise do retorno e do risco que estão envolvidos.

A partir da revisão da literatura, verificam-se poucas abordagens considerando o efeito das incertezas relacionadas aos sistemas fotovoltaicos nas metodologias que orientam análise de investimento em SFVs.

A justificativa para o desenvolvimento do trabalho se dá com a intenção de considerar a natureza estocástica do investimento em sistemas fotovoltaicos e aprofundar o estudo sobre os fatores de incerteza que interferem na atratividade econômica dos SFV analisando causas e consequências.

Para orientar o estudo aplicado, que inclui conceitos técnicos e econômicos definem-se algumas perguntas de interesse:

- **Quais são as incertezas presentes no investimento em sistemas fotovoltaicos?**
- **Qual é o risco deste investimento? Como medir este risco?**

A partir delas, definem-se os objetivos do trabalho.

## 1.5 Objetivos

Os objetivos são organizados de forma geral e segmentados em objetivos específicos.

### 1.5.1 *Objetivo Geral*

Propor uma metodologia para a análise de cenários de investimento em sistemas de geração distribuída fotovoltaica aplicadas às unidades

consumidoras residenciais no Brasil considerando as fontes de incerteza e métricas de risco no contexto da REN nº 482/2012.

### 1.5.2 *Objetivos específicos*

Os objetivos específicos são:

- Identificar e classificar os parâmetros de incerteza relacionados aos sistemas fotovoltaicos;
- Obter um modelo probabilístico para os métodos de avaliação de investimento em SFV: VPL e LCOE;
- Incluir as métricas de risco na avaliação de investimento dos sistemas fotovoltaicos;

Para atingir estes objetivos, utilizou-se a metodologia descrita a seguir.

## 1.6 Metodologia de pesquisa

Primeiramente é realizada a revisão da literatura sobre os sistemas fotovoltaicos, suas incertezas, análise de investimento e métricas de risco. O objetivo desta ação é determinar o comportamento de cada incerteza e seus respectivos valores.

Então, faz-se a classificação das fontes de incerteza relacionadas à produção de energia. Depois, analisam-se os modelos de negócio que são praticados no Brasil. Então, é feita a modelagem do fluxo de caixa para cada um dos modelos de negócio do mercado fotovoltaico presentes no mercado brasileiro.

Depois se realiza um estudo de caso, considerando a simulação de Monte Carlo e obtendo a distribuição de probabilidades para os métodos de análise de investimento aplicado aos sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras residenciais com consumo médio mensal não superior a 1.000 kWh.

Com estas distribuições de probabilidade, é possível obter os valores de referência para as métricas de risco a partir das quais são feitas análises relacionadas a atratividade.

O desenvolvimento do trabalho organiza-se da seguinte forma.

## 1.7 Estrutura do trabalho

No Capítulo 2 - Modelagem das Incertezas são listadas, classificadas e modeladas as incertezas que estão associadas ao acesso e operação dos SFV.

No Capítulo 3 - Desenvolvimento da Metodologia são apresentados os modelos de fluxo de caixa para cada modelo de negócio praticado no mercado fotovoltaico. Além disso apresentam-se os métodos de análise de investimento, as métricas de risco e o método de Monte Carlo.

No Capítulo 4 - Simulação e Análise de Resultados, é realizado um estudo de caso real para implantação de um sistema fotovoltaico a ser instalado na região metropolitana de Belo Horizonte. A partir deste estudo são obtidas as distribuições de probabilidade para os métodos de análise de investimento e são quantificados os riscos. Então é feita a análise dos resultados comparando-se os resultados obtidos entre cada modelo de negócio.

No Capítulo 5 - Conclusões e considerações finais são registradas as contribuições do trabalho, o contexto dos resultados e as propostas de continuidade dos temas abordados.

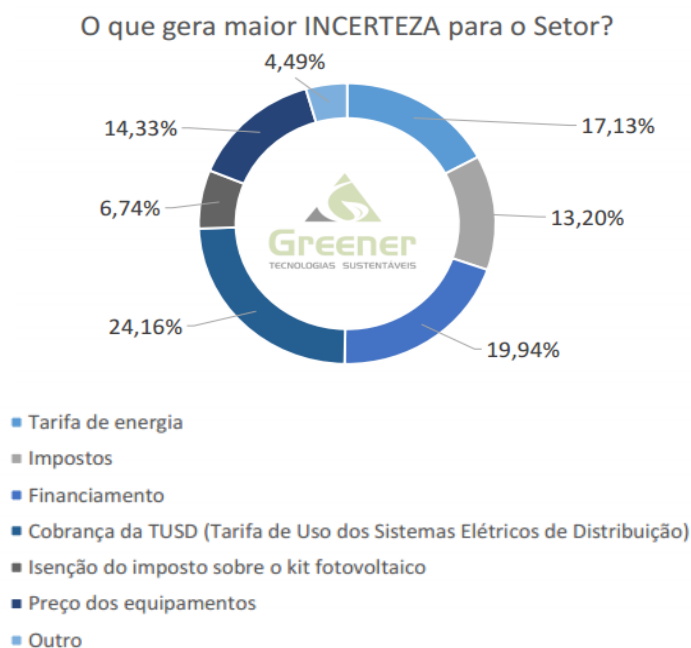
## 2 Incertezas

OLIVEIRA, M. *et al.* (2009) caracteriza o termo “incerteza” como “uma variável que está presente no objeto de estudo e que possui um valor dependente de fatores desconhecidos”. De acordo com ROSTIROLLA (1999), é possível modelar os parâmetros de incerteza como variáveis aleatórias, através de distribuições de probabilidade.

A análise das incertezas ou parâmetros de incerteza permitem simular e analisar diferentes cenários que podem ocorrer no futuro contribuindo para o processo de tomada de decisão. Por isso esta seção dedica-se a modelar as incertezas relacionadas aos SFV através da revisão bibliográfica desenvolvida no Brasil e no mundo, e da consulta a regulamentação do setor e dos fatos atuais relacionados ao mercado fotovoltaico.

Um dos relatórios mais atuais do mercado, realizado por GREENER (2017), destaca que entre as preocupações dos agentes estão aquelas relacionadas ao mercado, conforme demonstrado na Figura 2.1.

Figura 2.1 - Maiores incertezas percebidas pelos integradores (Fonte: Greener, 2017)



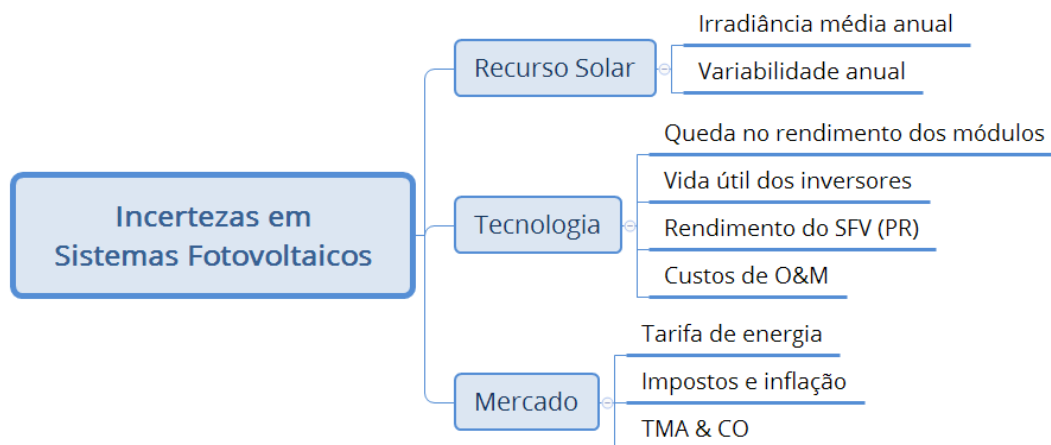
Sabe-se que além das incertezas de mercado há outras que estão envolvidas com o sistema fotovoltaico, além da própria incerteza relacionada a disponibilidade do recurso solar. Logo, é conveniente que as incertezas sejam classificadas em grupos para facilitar a sua compreensão e estudo.

DRURY (2014) classifica as incertezas em três grupos:

- **Variabilidade do recurso solar** - Considera a variabilidade interanual;
- **Performance e manutenção dos SFV** - Considera a degradação dos módulos e os custos de operação e manutenção;
- **Comportamento do mercado** - Considera a variação no preço da energia elétrica e a incerteza na estrutura econômica para os micro e mini geradores de energia;

Utilizando esta classificação e as incertezas apresentadas por OLIVEIRA (2017), elaborou-se a estrutura apresentada na Figura 2.2.

Figura 2.2 - Parâmetros de incerteza em SFV (Fonte: Adaptado de DRURY, 2014 e OLIVEIRA, 2017)



A partir da estrutura da Figura 2.2, as incertezas foram modeladas e são apresentadas nas seções seguintes.



## 2.1 Recurso solar

O recurso solar representa a disponibilidade do recurso energético utilizado pelos SFV para a conversão em energia elétrica. A incerteza ocorre acerca da quantidade de recurso energético disponível sua disponibilidade e duração ao longo do tempo de vida útil do sistema fotovoltaico.

Para mensurar a disponibilidade do recurso solar, primeiramente define-se a sua unidade de medida. Na literatura, PINHO e GALDINO (2014) apresentam o conceito de **irradiância** associado ao fluxo de potência por unidade de área proveniente da radiação solar enquanto que a **irradiação** solar está relacionada a energia por unidade de área.

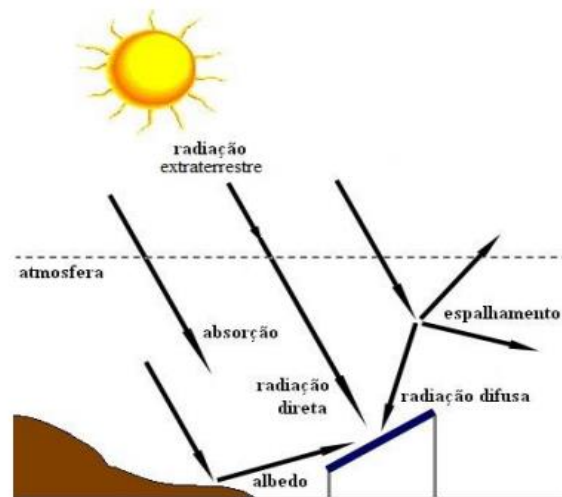
Segundo TRENBERTH, FASULLO e KHIEL (2009), 46% da irradiância solar que incide na terra são absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera. Apenas 54% chegam efetivamente na superfície terrestre, o que representa 94 mil TW a cada hora.

A radiação solar é composta por três componentes:

- Direta - radiação que incide diretamente a partir do sol;
- Difusa- proveniente de diversas direções após sofrer espalhamento pela atmosfera;
- Albedo - proveniente da reflexão a partir dos diferentes tipos de superfície.

A soma destas componentes resulta na radiação global, a qual incide sobre o módulo fotovoltaico, conforme mostrado na Figura 2.3.

Figura 2.3 - Componentes da radiação solar (Fonte: PINHO e GALDINO, 2014)



As perdas que ocorrem neste processo chegam a 27% resultando em uma irradiância média de  $1.000 \text{ W/m}^2$ . Este é o parâmetro considerado como referência para a especificação das células fotovoltaicas e para a realização de projetos de SFV.

Neste trabalho, o termo “recurso solar” considera os índices de irradiância ou seja, de potência por unidade de área que incide sobre o plano horizontal ou sobre o plano inclinado, quando for possível considerá-lo.

As condições de incerteza relacionadas à irradiância são:

- A **irradiância média** que é o parâmetro de projeto que faz referência ao recurso solar. Este parâmetro é avaliado dentro de um período de tempo específico;
- A **variação interanual** - que é a incerteza relacionada a variação do recurso solar em períodos superiores a um ano, causada pela ocorrência de fenômenos naturais e pela interferência humana no clima do planeta.

Ambos os parâmetros serão analisados a seguir.

### 2.1.1 Irradiância média

Os dados de irradiância utilizados em projetos são obtidos a partir de bancos de dados gratuitos ou pagos disponíveis na internet. A consulta nestes

diferentes bancos de dados revela uma diferença nas informações de irradiância média para uma mesma região.

Uma variação do recurso solar, afeta diretamente a produção do sistema e o seu retorno financeiro. Por isso, o objetivo desta seção será analisar e modelar a variação na irradiância média no período de um ano, que é a unidade de tempo considerada no fluxo de caixa o qual será analisado posteriormente.

A irradiância é um parâmetro que varia ao longo das horas em função da posição do sol, ao longo dos dias devido às condições do tempo (ensolarado, nublado ou chuvoso), e ao longo dos meses em função da posição da terra com relação ao sol. Sua medida é dada em unidade de potência por unidade de área ( $W/m^2$ ). Entretanto, como há grande linearidade entre a produção de energia e a irradiação horária, pode-se representar esta grandeza através do número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância deve permanecer igual a  $1kW/m^2$  ou  $1.000 W/m^2$  (PINHO E GALDINO, 2014; E ZILES *et al*, 2011).

Foram coletados os dados de irradiação média diária a partir dos bancos de dados solarimétricos dos principais laboratórios dedicados a estes estudos:

- O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB);
- O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL);
- O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);
- A *National Aeronautics and Space Administration* (NASA);
- *Global Solar Atlas* (Solargis - World Bank Group);

Grande parte desses dados estão reunidos no *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA, 2017) que é um banco de dados online e gratuito, criado em 2001 e gerido pela divisão de tecnologia do Programa Ambiental das Nações Unidas (UNEP).

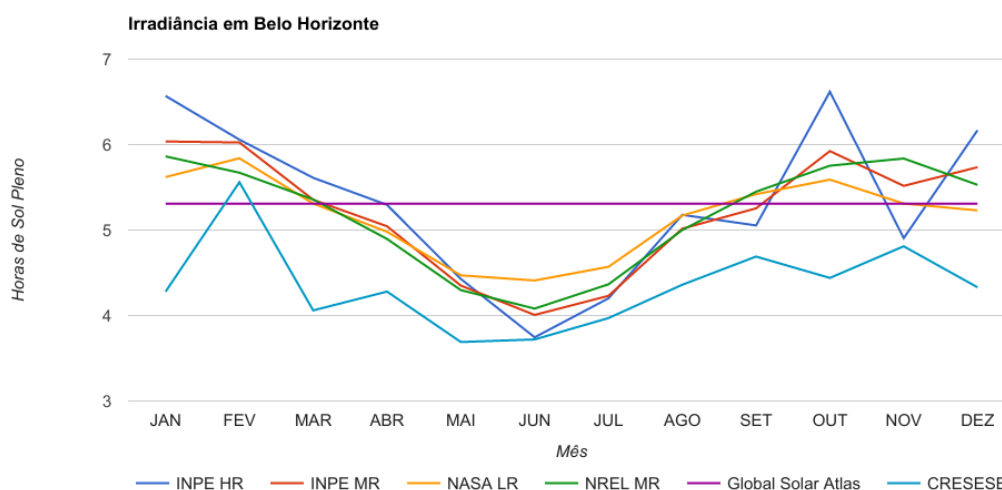
Para que fosse possível comparar as informações de cada laboratório, fez-se necessário a delimitação de uma região alvo do estudo. Escolheu-se a região metropolitana de Belo Horizonte, capital nacional da energia solar (O

GLOBO, 2012) e, também capital do estado de Minas Gerais que é líder na instalação de Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede (BIG ANEEL, 2017).

Os dados de irradiância para a cidade de Belo Horizonte (DB-City, 2017) foram coletados a partir dos bancos de dados gratuitos utilizados pelos projetistas e instaladores e pelos bancos de dados dos softwares de projeto dos sistemas fotovoltaicos.

As curvas da Figura 2.4 apresentam a irradiância solar média diária para cada mês do ano. Logo a interpretação do gráfico permite compreender que em um dia típico do mês de janeiro, a irradiância solar atinge valores entre 4 a 7 HSP.

Figura 2.4 - Irradiação média diária em cada mês do ano para Belo Horizonte



Observa-se que o Global Solar Atlas apresenta apenas a irradiação média anual, logo, o valor médio diário deste banco de dados foi calculado a partir da estimativa anual e por isso sua projeção no gráfico é constante.

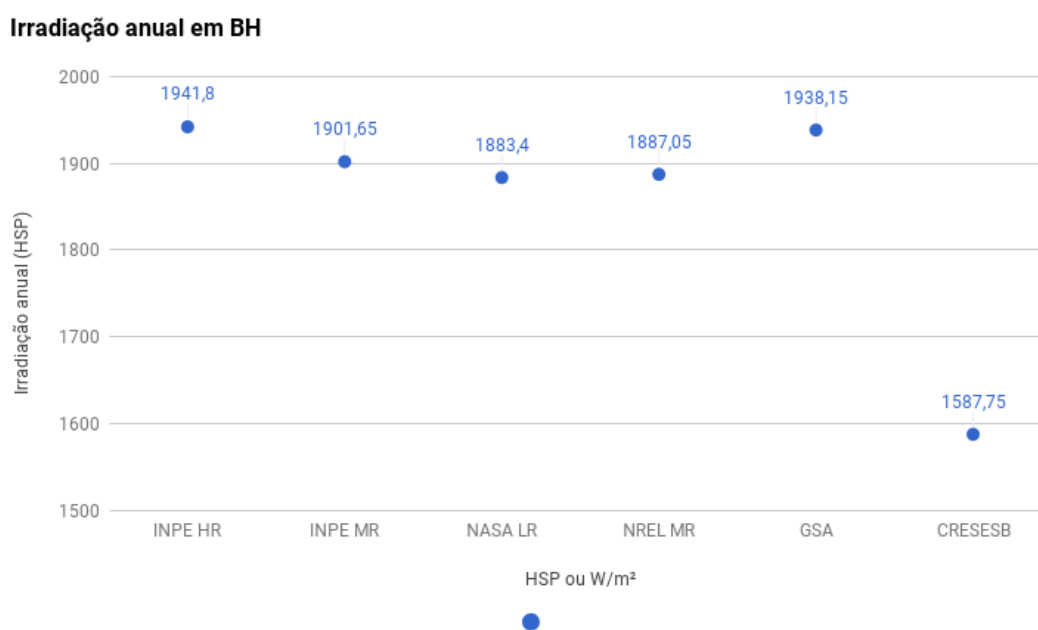
A partir das informações de cada banco de dados, calculou-se a irradiância média para um dia típico ao longo do ano. E multiplicou-se pelo número de dias de um ano, buscando obter o valor anual para cada banco de dados. Os valores são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Média diária dos bancos de dados de irradiação

Banco de dados	Média diária (HSP)	Média Anual (HSP)
INPE HR	5,32	1941,8
INPE MR	5,21	1901,65
NASA	5,16	1883,4
NREL	5,17	1887,05
CRESESB	4,35	1587,75
Global Solar Atlas	5,31	1938,15
<b>MÉDIA</b>	<b>5,08</b>	<b>1856,63</b>
<b>DESVIO PADRÃO (HSP)</b>	<b>0,39</b>	<b>134,06</b>
<b>DESVIO PADRÃO (%)</b>	<b>7,78%</b>	<b>7,78%</b>

A partir destes dados, analisaram-se os dados na Figura 2.5.

Figura 2.5 - Gráfico de dispersão da Irradiância média



Observa-se que há pequena diferença entre os valores de irradiância média anual ao comparar os resultados dos bancos de dados. Considera-se que a irradiância anual irá seguir uma distribuição normal com média 1.856,63 HSP ou  $W/m^2$  e seu desvio padrão será 134,06 HSP ou 7,78%.

Após modelar, a irradiância anual, será avaliada a variabilidade interanual.

### *2.1.2 Variabilidade interanual*

Esta incerteza está relacionada às variações que a irradiância média pode sofrer ao longo dos anos por interferências como fenômenos naturais e a intervenção humana.

O objetivo da investigação desta seção é modelar a variação interanual. Para isso, devido ao acesso limitado a um histórico de dados para o Brasil, uma vez que os laboratórios pesquisados anteriormente não disponibilizam dados históricos de longos períodos para a região de estudo, buscou-se aprofundar a avaliação da literatura sobre o tema.

Estudos internacionais [FRAUNHOFER ISE, 2014; LOHMANN et al., 2006] indicam que tendências e ciclos de longo prazo são pouco significativos. Esta característica favorece a integração dessa alternativa energética ao sistema elétrico, visto que há menor incerteza quanto à disponibilidade do recurso energético e, por consequência, quanto ao retorno econômico do investimento [EPE, 2012].

SÛRI (2007) apresenta um estudo sobre o recurso solar nas regiões no mar Mediterrâneo e do mar Negro a partir de imagens de satélite. Em sua conclusão, destaca que a variação interanual da irradiância média situa-se entre 4% à 6%. Esta variação pode superar os 10% em regiões áridas e montanhosas.

THEVENARD (2010) analisou dados de irradiância desde a década de 1960 em 13 localidades do Canadá. Em sua conclusão, o autor afirma que a irradiação média pode variar em torno de 0,44%, podendo ser negligenciada.

OLIVEIRA (2017) cita que a radiação solar está sujeita a ciclos decenais e outras tendências de longo prazo, mas estas variações são pequenas. Elas situam-se em torno de 0,05 kWh /  $m^2$ .dia / década (em Belo Horizonte, isto

representa aproximadamente 1% com relação a irradiação média) e, portanto, são variações que podem ser desconsideradas [HINKELMAN, 2009].

Segundo DRURY (2014), o recurso solar é influenciado por fatores como erupções vulcânicas e fenômenos naturais como El Niño e La Niña. Estas variações podem chegar a 15%. Contudo, ao longo dos anos, este efeito tende a se anular, reduzindo-se a  $\pm 2\%$ .

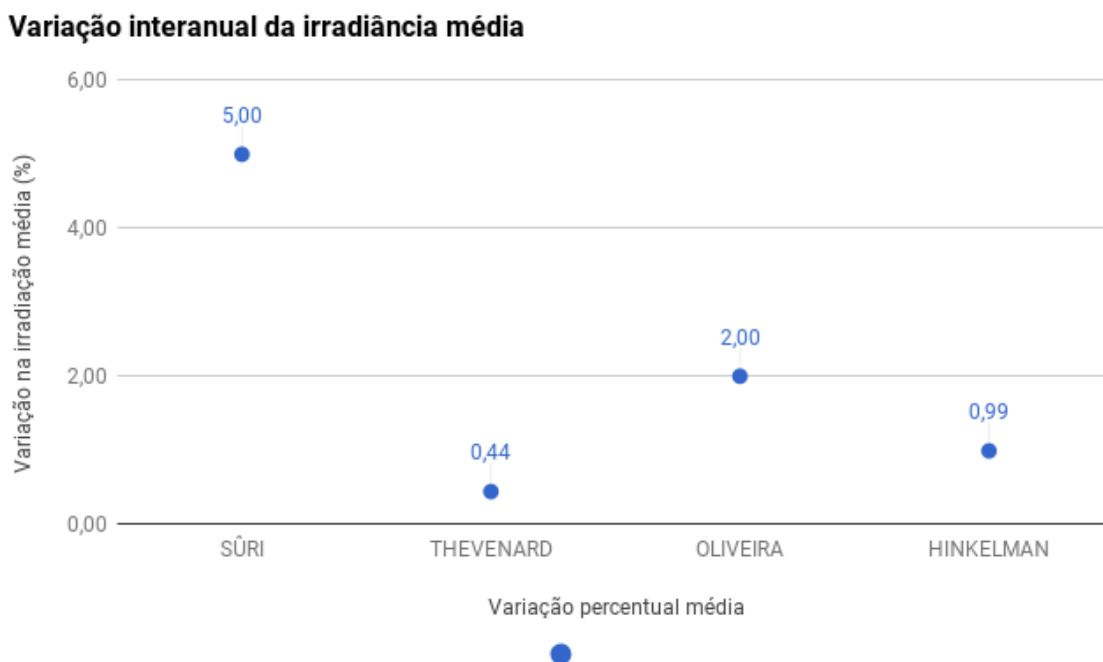
Na Tabela 2 - Variação na irradiação média, são apresentadas as estimativas de cada uma das fontes pesquisadas.

Tabela 2 - Variação na irradiação média

<b>Autor</b>	<b>Variação na irradiância média (%)</b>
SÛRI	5,01
THEVENARD	0,44
OLIVEIRA	2,00
HINKELMAN	0,99
<b>Média</b>	<b>1,44</b>
<b>Desvio Padrão</b>	<b>2,03</b>

O gráfico com os dados médios é apresentado na Figura 2.6 - Dispersão da Variação interanual da irradiância média.

Figura 2.6 - Dispersão da Variação interanual da irradiância média



A partir da Figura 2.6, define-se a média de 2,11% e desvio padrão de 2,03%.

A próxima incerteza a ser analisada é a performance do SFV.

## 2.2 Performance do SFV

A Performance do SFV diz respeito às variáveis de incerteza relacionadas ao desempenho do SFV, as quais irão interferir nas receitas e despesas do investimento.

Segundo DRURY (2014) há duas incertezas principais relacionadas à performance:

- Degradação dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo;
- O tempo de vida útil dos inversores;

MARION (2005) apresenta quatro indicadores de performance para avaliação dos sistemas fotovoltaicos. São eles:

- *PV System Yield* - Rendimento final do sistema fotovoltaico;
- *Reference Yield* - Rendimento de Referência do sistema fotovoltaico com relação ao plano do módulo fotovoltaico;



- *Performance Ratio* (PR) - Relação entre o Rendimento final e o rendimento de referência;
- *Photovoltaic for Utility Scale Applications rating* (PVUSA) - Índice que mensura as aplicações fotovoltaicas para grande escala, escala de distribuição [DOWS, R. (1995)];

ZILES *et al* (2011) apresenta estes indicadores com as denominações de Fator de Capacidade, Energia Específica e Rendimento Global do Sistema. Além de outros fatores que interferem na eficiência como percentual de carregamento dos módulos e inversores.

Com o objetivo de modelar as incertezas neste grupo, primeiramente, foram definidos os parâmetros do grupo: a queda no rendimento dos módulos, a vida útil dos inversores, o rendimento do SFV, a operação e manutenção e seus respectivos custos. A seguir, cada incerteza será estudada em detalhes.

### 2.2.1 *Queda no rendimento dos módulos*

De acordo com KAYAER (2011), o módulo fotovoltaico é o principal elemento do sistema, por ser responsável pela conversão da luz solar em eletricidade através de um fenômeno físico e químico denominado efeito fotovoltaico [BAGHER, 2015].

A eficiência do módulo fotovoltaico na conversão de energia evoluiu de 4% nos anos 1950 até os cerca de 15% em 2011 [KAYAER, 2011]. ZILES *et al* (2011) afirma que a eficiência dos módulos encontra-se entre 14% e 16%, conforme demonstrado na Tabela 3, a qual apresenta as diferentes tecnologias disponíveis comercialmente.

Tabela 3 - Tabela de eficiência das tecnologias de módulos FV. (Fonte: ZILES, 2011)

<b>Material da célula fotovoltaica</b>	<b>Eficiência da célula em laboratório</b>	<b>Eficiência da célula comercial</b>	<b>Eficiência dos módulos comerciais</b>
Silício Monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício Policristalino	19,8%	15%	13%
Silício Crist. filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício Microamorfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%

Os módulos comercializados nos SFV possuem tecnologia baseada em Silício Cristalino e respeitam a faixa de valores de eficiência apresentadas, conforme INMETRO (2017).

Logo a primeira incerteza levantada com relação ao módulo fotovoltaico está relacionada à sua eficiência, que tem relação com o carregamento e a temperatura interna e externa.

A modelagem desta incerteza torna-se complexa, e por este motivo não será considerada nesta avaliação. Contudo, seu efeito é considerado no *Performance Ratio*, parâmetro que será analisado posteriormente.

Outra incerteza que afeta diretamente a produtividade do sistema é o envelhecimento do módulo, que é considerado degradado quando seu rendimento máximo atinge os 80% do rendimento nominal (MOORE, 2008). Fabricantes e os trabalhos já citados estimam que tamanho desgaste será atingido ao final do período de 25 a 30 anos.

A queda no rendimento pode variar de acordo com parâmetros diversos como temperatura, umidade, radiação solar, choques mecânicos [NDIAYE, 2013] contudo, os estudos a seguir apresentam o comportamento desta

incerteza através de uma distribuição uniforme com taxa média anual em valor percentual.

DRURY (2014) utiliza dados históricos de degradação para módulos de silício cristalino e conclui que o parâmetro de envelhecimento varia em média de 0,5% a 0,7%.

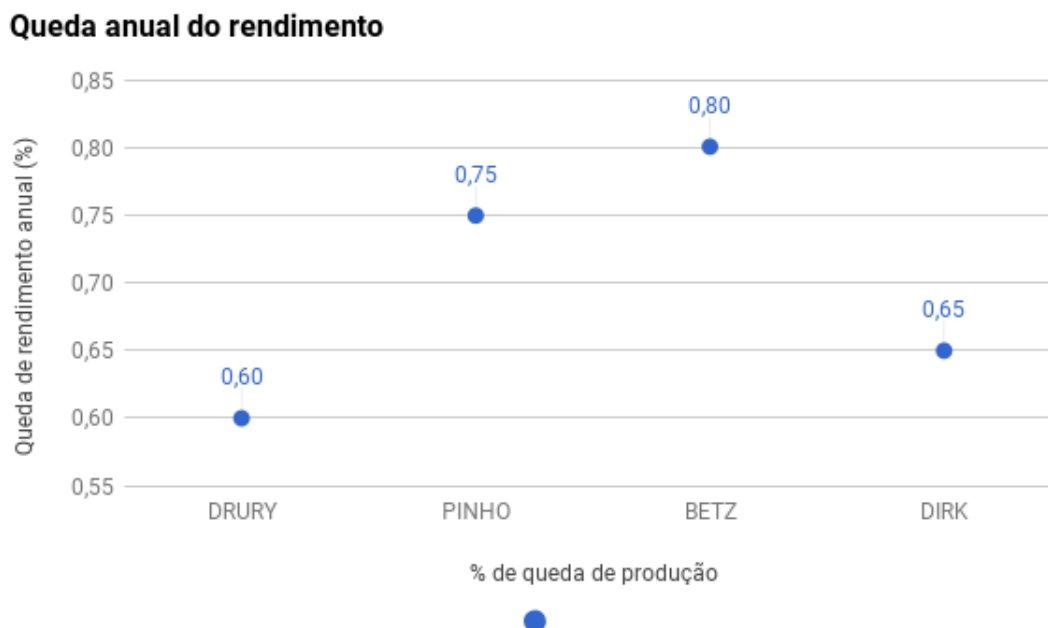
PINHO e GALDINO (2014); e LOPEZ (2015) afirmam que a degradação anual média fica em torno de 0,5% a 1%. BETZ (2015) modela a degradação anual dos módulos como uma distribuição normal com média 0,8%, valor máximo de 0,9% e mínimo de 0,7%. DIRK (2012) afirma que a taxa de degradação dos módulos pós anos 2000 segue um comportamento uma média entre 0,5 e 0,8%. Os parâmetros foram reunidos na Tabela 4.

Tabela 4 - Queda de rendimento anual dos módulos fotovoltaicos.

<b>Autor</b>	<b>Valor mínimo</b>	<b>Valor médio</b>	<b>Valor máximo</b>
DRURY	0,5	0,6	0,7
PINHO	0,5	0,75	1,0
BETZ	0,7	0,8	0,9
DIRK	0,5	0,65	0,8
<b>MÉDIA</b>	<b>0,55</b>	<b>0,7</b>	<b>0,85</b>
<b>DES. PADRÃO</b>	<b>0,1</b>	<b>0,091</b>	<b>0,129</b>

A partir dos dados da Tabela 4 analisam-se os dados na Figura 2.7.

Figura 2.7 - Dispersão dos dados de queda anual do rendimento



Então é possível modelar a queda no rendimento do módulo fotovoltaico através de uma distribuição normal com média 0,7% e desvio padrão 0,091%.

Esta incerteza será considerada no modelo de fluxo de caixa como queda anual no rendimento do sistema.

A seguir, serão analisadas as incertezas relacionadas aos inversores fotovoltaicos.

### 2.2.2 Vida útil dos inversores

Os inversores são os equipamentos responsáveis por fornecer energia em corrente alternada a partir de uma fonte de energia em corrente contínua [PINHO e GALDINO, 2014]. Eles também têm a função de ajustar a tensão e a frequência da energia gerada aos níveis da rede elétrica para que seja possível conectar o sistema fotovoltaico aos demais equipamentos de consumo e à rede elétrica.

Assim como os módulos fotovoltaicos, os inversores possuem incertezas associadas a sua eficiência. Segundo ZILES *et al.* (2011) o rendimento dos inversores depende de fatores diversos dentre os quais podem-se citar:

- Fator de carregamento - percentual da potência nominal na qual o inversor está operando. Ou seja, há uma curva de eficiência que varia ao longo do dia na medida em que a produção varia;

- Fator de dimensionamento - Relação entre a potência do arranjo dos módulos e a potência nominal do inversor;
- Temperatura – Influencia no desempenho dos equipamentos e na eficiência dos inversores;
- Potência do inversor - A eficiência varia de acordo com a capacidade dos inversores.

Da mesma forma que a abordagem realizada com os módulos fotovoltaicos, a modelagem da eficiência considerando estas componentes torna-se complexa e será considerada na estimativa do indicador *Performance Ratio*, o qual será estudado adiante.

Contudo, há uma fonte de incerteza que afeta diretamente a análise de investimento e que está relacionada a vida útil do sistema fotovoltaico. RISTOW *et al.* (2008) afirma que o inversor é responsável pela maioria das falhas quando se tratam de SFV.

A operação ao longo dos anos, desgasta os componentes eletrônicos do inversor, comprometendo seu funcionamento no longo prazo. O término da vida útil do inversor implica em sua substituição, que tende a ocorrer em um período menor do que os 25 anos de vida útil estimados para os módulos fotovoltaicos.

Isto significa que durante a vida útil do SFV (25 anos) deverá ocorrer uma ou mais trocas do inversor. Como consequência, esta incerteza caracteriza uma despesa extra do SFV que terá de ter este equipamento substituído.

Então a modelagem desta incerteza considera o número de trocas do inversor que serão realizadas durante a vida útil do SFV.

DRURY *et al.* (2014), modela a vida útil do inversor de acordo com uma distribuição normal com desvio padrão de 3 anos e média entre 5 a 20 anos. COSTA (2014) considera a troca do inversor no 10º e no 20º ano.

A partir destas referências, determina-se que ocorrerá no mínimo uma e no máximo três trocas de inversor durante a vida útil do SFV.

Esta incerteza irá afetar as despesas no fluxo de caixa, como será visto adiante.

O próximo parâmetro de incerteza corresponde ao principal indicador de performance.

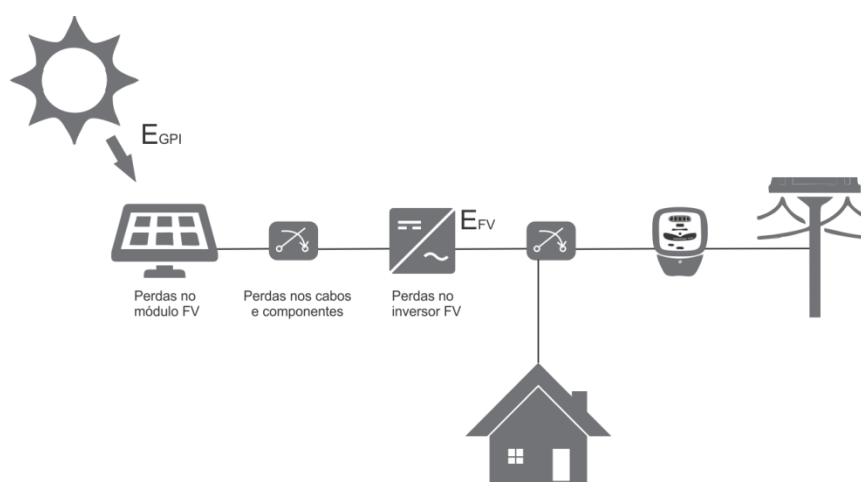
### 2.2.3 Rendimento do sistema

O principal indicador de desempenho do sistema fotovoltaico é o *Performance Ratio*. Ele é definido pela norma IEC 61724 (DIERAUF, GROWITZ e KURTZ, *et al*, 2013) e calculado a partir de outros dois indicadores dos SFV.

Uma das vantagens do *Performance Ratio* é que ele normaliza as condições de avaliação dos sistemas fotovoltaicos, permitindo que sistemas com diferentes condições técnicas e geográficas possam ser avaliados.

A Figura 2.8 ilustra a dinâmica de perdas que ocorrem em um sistema fotovoltaico.

Figura 2.8 - Perdas no sistema fotovoltaico



A Energia Global no Plano Inclinado ( $E_{GPI}$ ) representa a energia luminosa que incide sobre o módulo fotovoltaico e que é convertida em energia elétrica. A Energia Fotovoltaica ( $E_{FV}$ ) representa a energia resultante do processo de conversão do sistema fotovoltaico que é disponibilizada na saída do inversor e que é enviada para as cargas ou para a rede elétrica.

Na definição do *Performance Ratio*, inclui-se as curvas de eficiência dos equipamentos, a qualidade dos serviços bem como as demais perdas em outros componentes do sistema.

MARION (2005) apresenta o cálculo do PR conforme Equação 1:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E/P_0}{H/G} \quad (01)$$

Onde PR = Performance Ratio; Yf = *Final Yield* ou rendimento final, na saída AC do inversor; Yr = *Reference Yield* ou Rendimento de Referência dos sistemas fotovoltaicos; E = Energia medida na saída AC do inversor; P<sub>0</sub> = Potência CC do SFV; H = Irradiância medida no plano do módulo; G = Irradiância de referência (1.000W/m<sup>2</sup> nas condições de testes STC).

A forma de encontrar o *Performance Ratio* na prática é através de medição utilizando sensores de irradiação solar que aferem a quantidade de energia incidente sobre o plano inclinado. Caso não seja possível, esta medição será realizada através de estimativas, considerando os modelos de transposição para fazer referência à inclinação do módulo [OLIVEIRA, 2017].

Pode-se considerar, portanto que o *Performance Ratio* determina o percentual de rendimento da produção de energia do SFV.

JAHN e NASSE (2004) apresenta PR médios inferiores a 70% em diferentes países da Europa (Tabela 5).

Tabela 5 - PR Médio em países da Europa (Fonte: adaptado de JAHN e NASSE, 2004)

País	PR máximo	PR médio	PR mínimo
AUSTRIA	0,5	0,6	0,7
ALEMANNHA	0,5	0,75	1,0
ÍTALIA	0,7	0,8	0,9
NORUEGA	0,5	0,65	0,8
SUÉCIA	0,55	0,7	0,85
<b>MÉDIA</b>	<b>0,1</b>	<b>0,091</b>	<b>0,129</b>

No Brasil, os trabalhos de Costa (2014) e Pinho (2012) consideram um PR de 70 e 75%. Marion (2005) e Nakabayashi (2014) apresentam um PR de

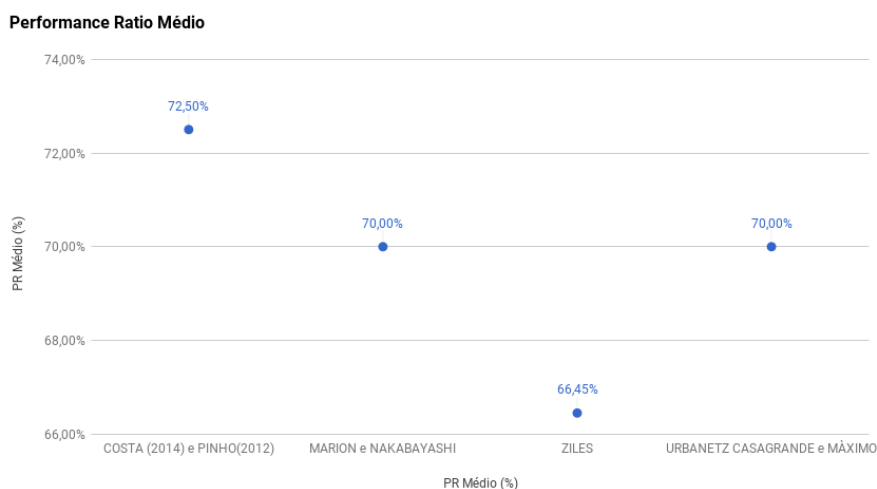
60 a 80%. Ziles (2011) apresenta um PR entre 57,4% e 75,5%. Urbanetz, Casagrande e Máximo (2014) apresentam um PR médio de 67% para 73% após limpeza dos módulos. Sendo que os valores máximo e mínimo são respectivamente 75,78% e 61,34%. Estes dados são apresentados na Tabela 5.

Tabela 2.5 - Performance Ratio para o Brasil

<b>Autor</b>	<b>PR Mín. (%)</b>	<b>PR Med. (%)</b>	<b>PR Max. (%)</b>
COSTA (2014) e PINHO(2012)	70,00	72,50	75,00
MARION e NAKABAYASHI	60,00	70,00	80,00
ZILES	57,40	66,45	75,50
URBANETZ CASAGRANDE e MÀXIMO	67,00	70,00	73,00
<b>Média</b>	<b>63,60</b>	<b>69,74</b>	<b>75,87</b>
<b>Desvio Padrão</b>	<b>5,88</b>	<b>2,49</b>	<b>2,95</b>

A partir das informações da Tabela 2.5, analisa-se o gráfico de dispersão para as médias, na Figura 2.9.

Figura 2.9 - PR Médio (%)





Então modela-se o *Performance Ratio* com uma distribuição normal com média 69,74% e Desvio Padrão de 2,49%.

#### 2.2.4 Custos de O&M

Os custos de O&M estão relacionados às despesas que o investidor terá para manter o sistema operando de forma otimizada durante o período estimado de vida útil.

Entre as ações que compõem o processo de Operação e Manutenção estão: a limpeza dos módulos, os serviços de monitoramento e as eventuais substituições parciais de componentes quando for o caso.

Os autores pesquisados e as estimativas de cada autor são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Custos anuais de O&M

<b>Autor</b>	<b>Custo anual de O&amp;M (% do invest. inic.)</b>	<b>Desvio Padrão (%)</b>
ZILES (2011)	1,00	-
DRURY (2014)	1,00	-
BETZ (2015)	1,10	0,17
COSTA (2014)	0,50	-
DINIZ (2016)	1,0	0,17
KONZEN (2014)	1,0	-

A partir destes dados, define-se a média de 0,93% e desvio padrão de 0,17%.

Há uma atividade que merece destaque devido ao seu alto impacto no investimento e que é tratada de forma separada dos custos de O&M no cálculo das despesas: a substituição do inversor.

Com esta incerteza conclui-se o grupo de performance e passa-se às incertezas de mercado.

## 2.3 Incertezas de mercado

Conforme GREENER (2017), as incertezas que mais preocupam os profissionais das áreas são as incertezas de mercado.

Entre elas, podem-se destacar:

- O preço dos sistemas fotovoltaicos;
- A tarifa de energia;
- Os impostos;
- As mudanças regulatórias;
- Os modelos de financiamentos ofertados para este mercado.

Ziles *et al* (2011) e Tolmasquim (2016) fazem referência a queda nos custos dos SFV. Segundo Hering (2011), sempre que a produção dobra, o custo de produção dos equipamentos fotovoltaicos cai 20%.

Drury (2014) analisa duas incertezas de mercado: as taxas de eletricidade e a mudança no mecanismo de remuneração dos Sistemas PV *On-grid*.

As incertezas de mercado são apresentadas a seguir.

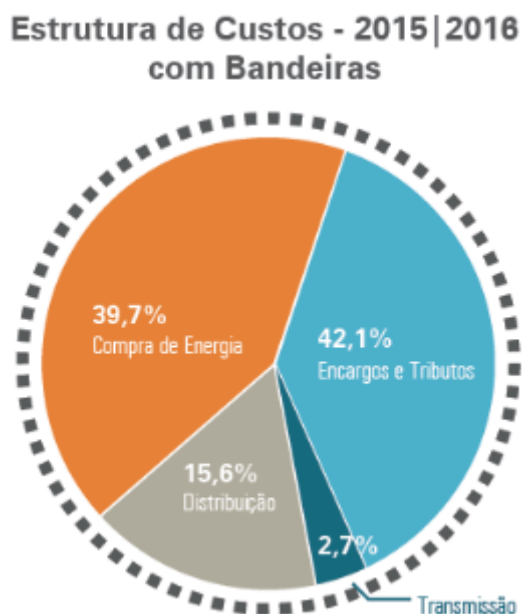
### 2.3.1 A Tarifa de Energia

A tarifa de energia é o valor monetário cobrado por cada kWh consumido. Este valor deve assegurar receita suficiente para cobrir custos operacionais de geração, transmissão e distribuição, remunerar investimentos de expansão e garantir a qualidade do suprimento de energia.

A composição da tarifa de energia pode ser apresentada em parcelas referentes a aquisição da energia elétrica, ao uso do sistema de distribuição, ao uso sistema de transmissão, às perdas técnicas e não técnicas, aos encargos e aos impostos (ABRADEE 2017).

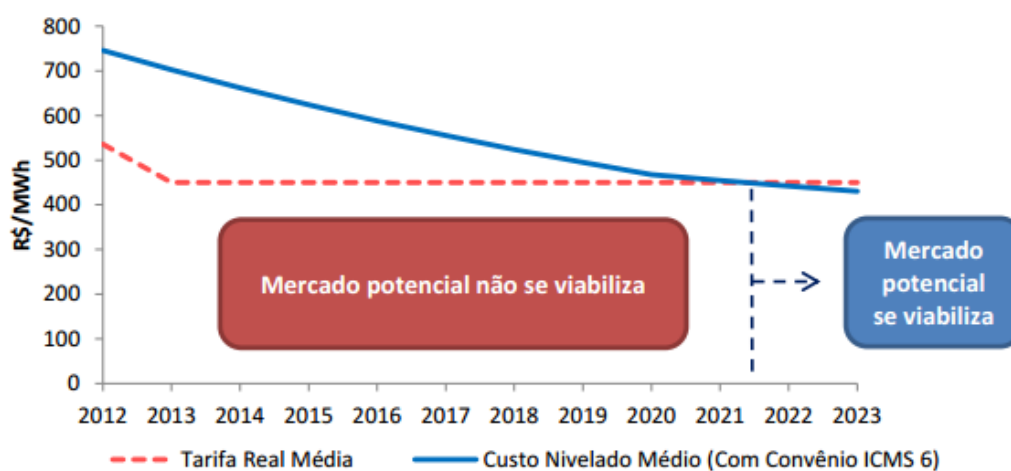
A composição da Tarifa da energia é resumida na Figura 2.10.

Figura 2.10 - Preço do kWh (Fonte: ABRADÉE, 2017)



Conhecer e acompanhar a evolução da tarifa de energia é importante para entender a viabilidade econômica do mercado fotovoltaico. Na Figura 2.11, apresenta-se uma análise da EPE para a viabilidade do mercado comparando a Tarifa Real Média com o Custo Nivelado de Energia dos Sistemas Fotovoltaicos (LCOE).

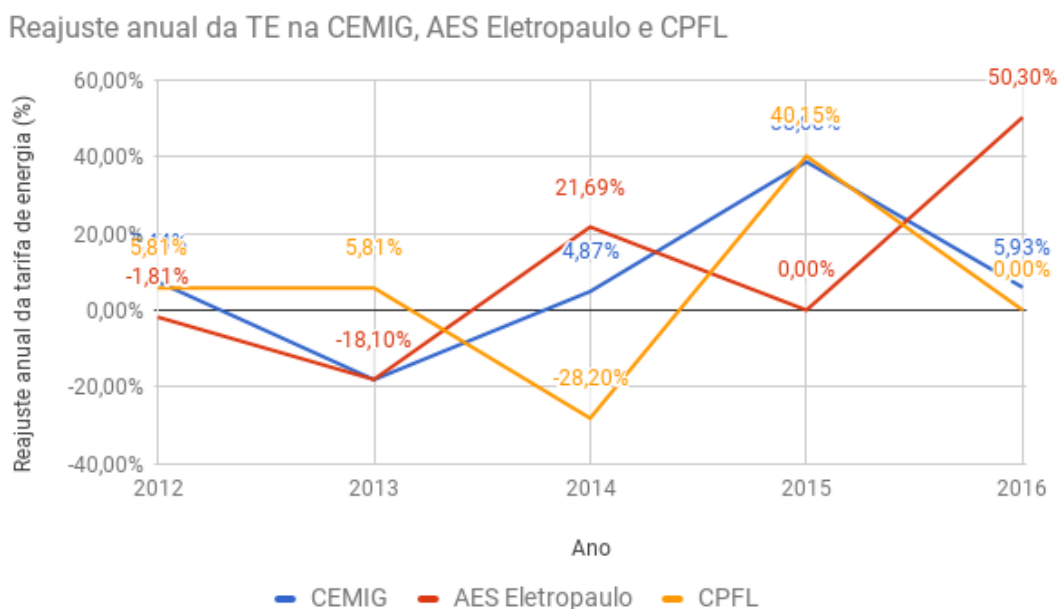
Figura 2.11 - Comparação do custo nivelado médio com a tarifa real média de energia (Fonte: EPE, 2014).



Observa-se que o custo nivelado médio vêm apresentando redução ao longo dos anos. Conforme EPE (2014), o mercado potencial se viabiliza quando o custo nivelado médio se torna menor ou igual à tarifa real média.

Ao se analisar o valor da parcela da tarifa correspondente à compra de energia das principais distribuidoras do país desde a publicação da REN nº 482, observa-se um aumento significativo no preço da energia, conforme demonstrado na Figura 2.12 que apresenta o reajuste médio anual no preço da energia em diferentes distribuidoras.

Figura 2.12 - Reajuste anual no preço da Tarifa de Energia das principais concessionárias de energia elétrica (Fonte: ANEEL Site, 2017)



A partir dos dados da Figura 2.12 observam-se o aumento médio e o desvio padrão de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7 - Reajuste médio na tarifa de energia (Fonte: ANEEL Site, 2017)

<b>Concessionária</b>	<b>Reajuste Médio (%)</b>	<b>Desvio Padrão (%)</b>
CEMIG	7,75	6,74
AES Eletropaulo	10,42	8,80
CPFL Energia	4,71	8,10

O comportamento observado pelas tarifas de energia tem forte relação com o cenário político e econômico vivido nestes últimos anos.

Drury *et al.* (2014) destaca que há diversos fatores que influenciam na tarifa de energia. Estes fatores apresentam dificuldade em sua modelagem devido à sua natureza econômica e política. Logo, a análise histórica de tarifas pode não determinar o comportamento futuro.

O reajuste considerado para simulação da metodologia leva em conta a média dos reajustes apresentada na Tabela 7.

A tarifa de energia e o seu reajuste anual tem grande influência no investimento dos sistemas fotovoltaicos pois a receita do fluxo de caixa é baseada no custo evitado por estes sistemas uma vez que o investidor que é proprietário do SFV produz parte de seu consumo e não precisa pagar para a concessionária por esta energia. Então, quanto maior for o preço do kWh, mais atrativo tornam-se os sistemas fotovoltaicos.

### 2.3.2 Preço do SFV

Segundo PORTAL SOLAR 2017, o custo de um SFV depende principalmente do tamanho e da complexidade da instalação.

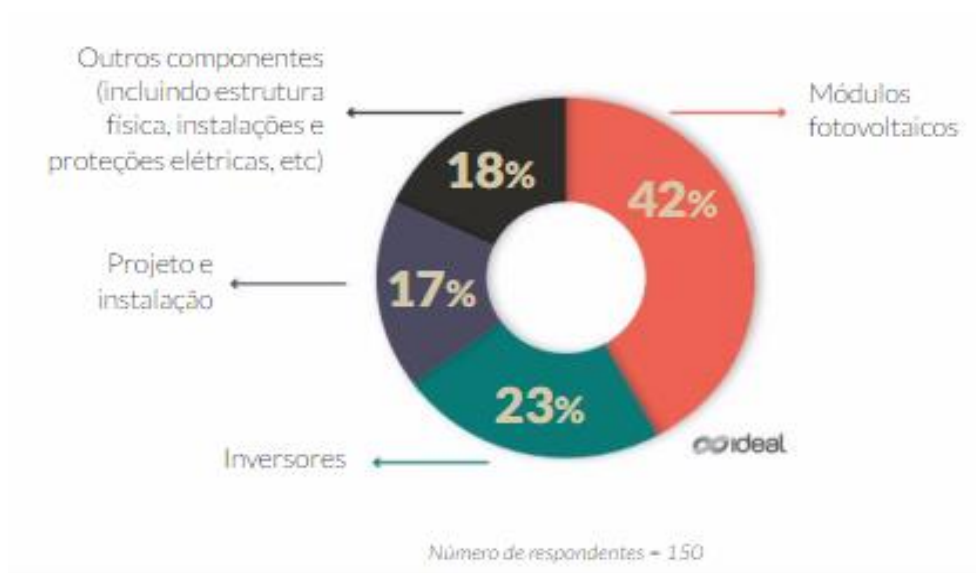
Do ponto de vista do investidor (consumidor final), o preço do sistema fotovoltaico representa o valor que será investido para que ele possa obter os benefícios do SFV.

Para análise é conveniente segmentar a composição do custo do SFV em:

- Equipamentos ou kit Fotovoltaico - composto por módulos, inversores, estruturas, caixa de conexão (*stringbox*) e conectores;
- Serviços de projeto e instalação (e logística);

A composição do preço dos sistemas fotovoltaicos no Brasil é apresentada por Krenz (2016) que organiza o gráfico do valor total pago pelos investidores a partir do percentual de suas componentes, conforme Figura 2.13.

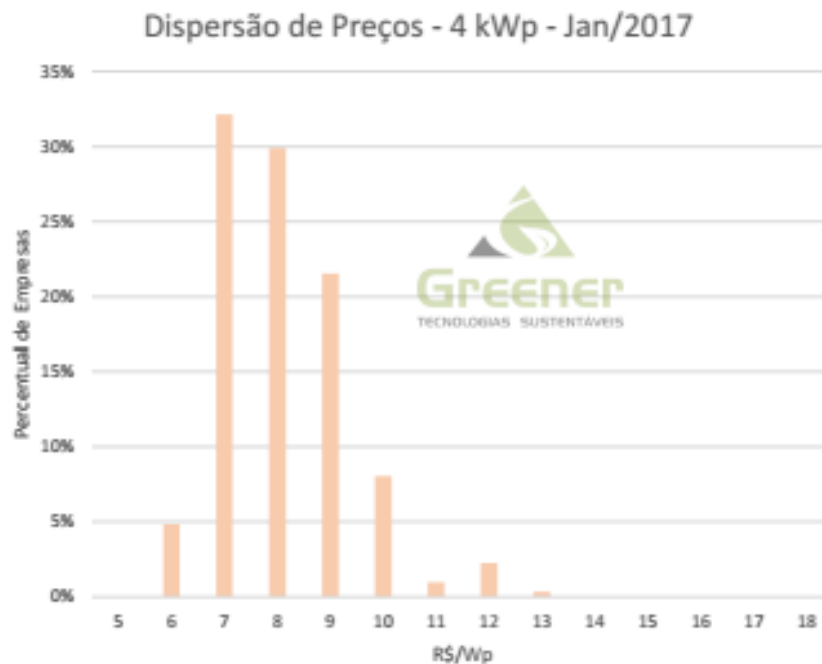
Figura 2.13 - Composição do custo total da instalação de um sistema FV  
(Fonte: KRENZ, 2016)



A partir da Figura 2.13 observa-se que 83% do preço total do sistema fotovoltaico corresponde ao preço dos equipamentos e 17% aos serviços.

Uma visão acerca do valor monetário praticado no Brasil para os sistemas fotovoltaicos de diversas potências pode ser observada no relatório de Greener 2017 (Figura 2.14).

Figura 2.14 – Preços para SFV de 4kWp (Fonte: GREENER, 2017)



BETZ (2015) considera que o valor médio do inversor corresponde a 23,23% do valor total do SFV e desvio padrão de 3,33%.

PORTAL SOLAR (2017) apresenta uma estimativa de gastos para diferentes tamanhos de sistema.

A seguir, observam-se cada uma das componentes do preço final.

### 2.3.2.1 Preço dos equipamentos

O preço dos equipamentos é observado a partir do valor apresentado pelos distribuidores de kits fotovoltaicos.

Estes agentes do mercado praticam um modelo de negócio baseado na aquisição em larga escala, o que viabiliza um preço unitário menor do que se a compra fosse realizada de forma individual pelos prestadores de serviço (integradores) diretamente dos fabricantes.

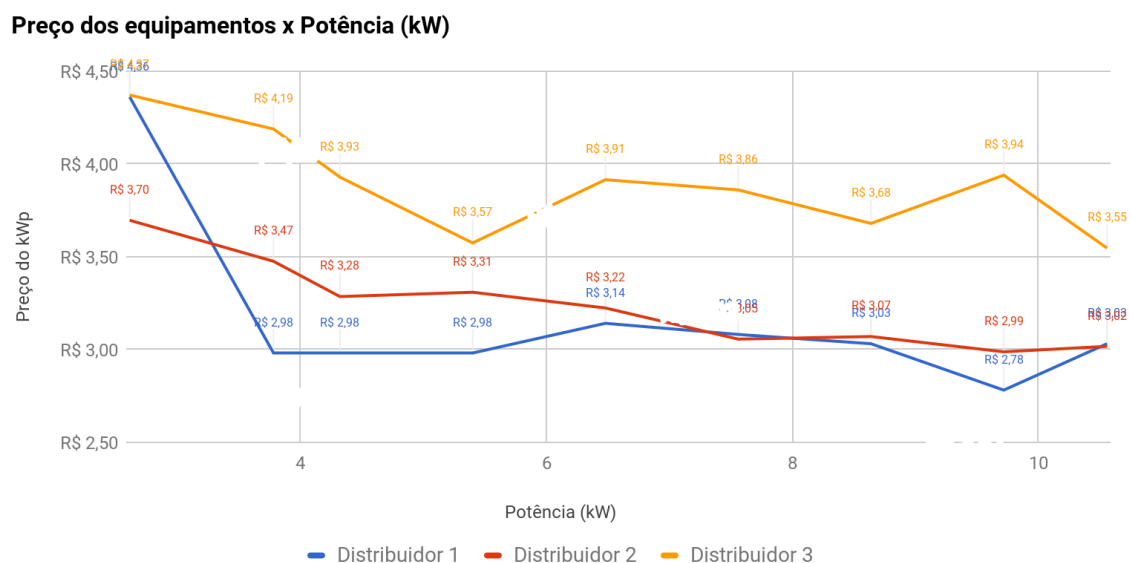
Destaca-se que os distribuidores de kits apresentam-se para o mercado como indústria, pois eles realizam a compra dos componentes (módulos, inversores, etc) e realizam a montagem do “Kit Gerador Fotovoltaico”, que é um gerador de energia renovável.

Para que seja possível comparar os preços dos sistemas fotovoltaicos de diferentes tamanhos (diferentes potências) é conveniente dividir o preço do

sistema fotovoltaico pela sua potência, obtendo um valor monetário de cada unidade de potência, ou seja, o preço em reais por quilowatt pico (R\$/kWp).

A referência de preços é baseada nos valores apresentados pelos três principais distribuidores do país, conforme apresentado na Figura 2.15..

Figura 2.15 - Preços dos SFV dos principais distribuidores do País



É importante destacar que estes valores já consideram a incidência dos impostos sobre os equipamentos.

A variação no preço dos equipamentos está relacionada à estratégia de cada distribuidor, ao volume negociado, aos preços do dólar e à estrutura tributária que incide sobre os equipamentos.

Estas informações são de importância estratégica para empresas e por este motivo são de difícil acesso, o que torna a modelagem complexa.

Logo, este parâmetro será considerado dentro do preço total do sistema “Turn-Key” (chave na mão ou pronto para uso) [GREENER, 2017].

### 2.3.2.2 Preço dos serviços

O preço dos serviços é composto pelos serviços de projeto, instalação, assessoria junto à concessionária, acompanhamento na fase de comissionamento, e pela logística de entrega.



Para calcular o preço dos serviços, utilizou-se os valores apresentados por GREENER (2017) e por KRENZ (2016) apresentados na Figura 2.13.

Para os UCs residenciais, consideram-se um valor de 83% para os equipamentos e de 17% para os serviços. Considerando todos os impostos inclusos.

A variação no preço dos serviços está diretamente ligada às estratégias comerciais de cada integrador ou instalador, bem como ao preço dos equipamentos e ao modelo de faturamento utilizado na transação comercial.

Há dificuldade de compreender e modelar esta incerteza e por este motivo ela será considerada na estimativa global do preço dos sistemas fotovoltaicos.

### *2.3.3 Impostos e inflação*

Nesta seção, analisam-se os impostos que incidem sobre os SFV. Destaca-se que para a modelagem proposta, os impostos já estão inclusos no preço dos equipamentos e dos serviços.

Os impostos relacionados aos sistemas fotovoltaicos podem ser organizados de acordo com as etapas de concepção e uso do SFV e seu modelo de negócio.

Caso o sistema seja adquirido, há incidência de impostos sobre:

- Equipamentos;
- Serviços;
- Uso do sistema de distribuição no modelo de compensação de energia.

Ao considerar o modelo de aquisição, que possui maior adesão no mercado nacional, observa-se a incidência de impostos da seguinte forma:

#### **Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS**

É um tributo Estadual que incide sobre a energia elétrica. No que diz respeito à micro e minigeração distribuída, o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 16, de 22/4/2015, que permitiu aos estados conceder isenção sobre a circulação de energia elétrica sujeita a faturamento sob o sistema de compensação descrito na REN 482/12 e

687/15. Dessa forma, o ICMS incide somente sobre a medição líquida, ou seja, a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede durante o mês corrente. Atualmente, 21 estados aderiram ao convênio: dentre os quais está Minas Gerais, que é objeto do estudo de caso.

Com relação aos equipamentos do SFV, existe o Convênio ICMS 101/97 que isenta o imposto das operações em produtos, como a célula solar.

A alíquota do ICMS pode variar de 07% a 12% para os equipamentos e 07% a 30% para circulação de energia elétrica [ABRADEE, 2017]. A variação pode ocorrer devido:

- Ao estado no qual o sistema está instalado;
- À classe da unidade consumidora na qual o SFV está instalado;
- À quantidade de energia consumida;
- Ao estado de origem do fornecedor dos equipamentos (no caso da aquisição dos equipamentos);

### **Programa de Integração Social - PIS e**

### **Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS**

São impostos federais que de acordo com a Lei nº 13.169/2015, de 6/10/2015, incide apenas sobre a medição líquida de energia no mês corrente (quando a energia consumida for maior do que a gerada). Como o PIS e o COFINS são tributos federais, a regra vale para todos os estados.

Para equipamentos como os módulos e inversores, há isenção destes impostos pelo prazo de cinco anos a contar da data de publicação da Lei nº 1.609 de 20 de maio de 2015.

As alíquotas nominais homologadas pela ANEEL são:

PIS - 1,65%

COFINS - 7,60%

### **Imposto de Importação - II**

É um imposto federal que incide sobre o custo do produto importado acrescido do frete e do seguro internacional. O Imposto de Importação pode variar de acordo com o país de origem das mercadorias (devido aos acordos comerciais) e com as características do produto.

A alíquota do II é de 10% a 14% [ERWES, FORLI e DEVIENNE, 2012].

Projeto de Lei 8322/2014 e 157/2015 isentam os componentes dos SFV deste imposto.

### **Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI**

É imposto federal, incide sobre operações com produtos industrializados, nacionais ou estrangeiros, imposto seletivo, em função da essencialidade dos produtos.

De modo geral, o IPI não incide sobre os componentes que geram energia elétrica por fonte solar como as células solares ou para o caso de os componentes serem adquiridos de forma conjunta formando os geradores fotovoltaicos. Outros componentes vendidos separadamente, como o inversor, contam com o IPI.

Os módulos são isentos, os inversores teriam incidência de 15%, contudo, os projetos de Lei 8322/2014 e 157/2015 isentam os componentes dos SFV neste imposto.

### **Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN**

É um imposto municipal que incide sobre a realização dos serviços de projeto e instalação e outros. Este imposto pode variar de 2% a 5% de acordo com a legislação de cada município.

Observa-se que a modelagem dos impostos também está relacionada a diversas variáveis tornando sua modelagem complexa. Por este motivo, a incerteza relacionada aos impostos será considerada no preço global dos SFV.

Destaca-se que outros modelos de negócio relacionados aos sistemas fotovoltaicos, como o modelo de aluguel ou o modelo de consórcio pode apresentar outros tributos como imposto sobre Operações Financeiras (IOF).

### **Inflação**

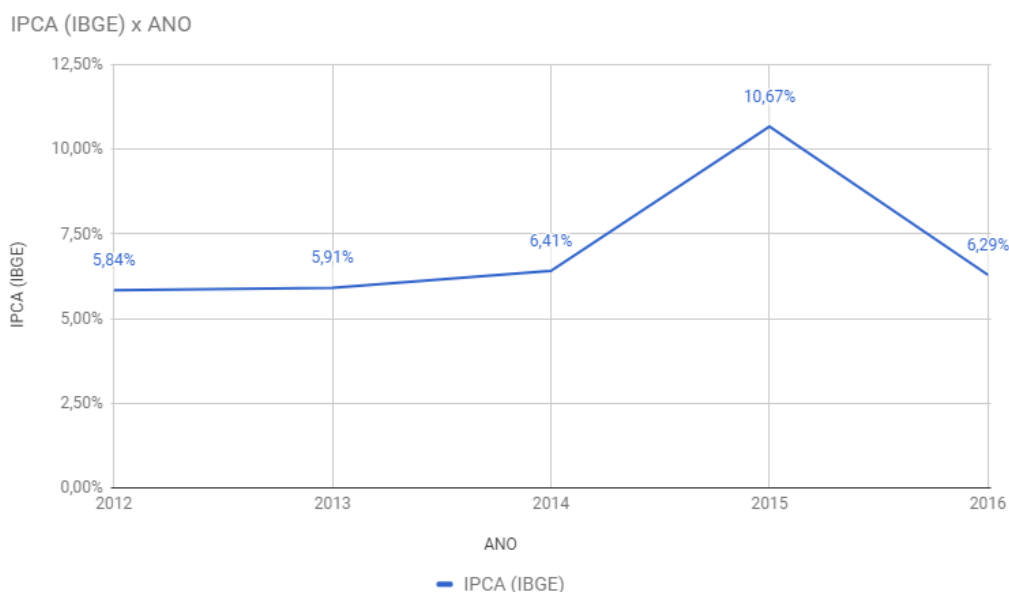
Conforme Gutierrez (2004) a inflação é caracterizada pelas altas persistentes e generalizadas nos preços dos bens de consumo duráveis, não duráveis, bens de capital, insumos, mão-de-obra e recursos naturais. A inflação ocorre quando o governo realiza emissão de moeda acima de sua receita.

No Brasil, há alguns índices que permitem mensurar a inflação (CASTOLDI, 2007) Destacam-se alguns deles:

- Índice de Preços ao Consumidor Ampliado - IPCA;
- Índice Geral de Preços ao Mercado - IGPM;

Os dados do índice IPCA são apresentados na Figura 2.16.

Figura 2.16 - Índice IPCA (Fonte: IBGE, 2017)



Na Figura 2.16 a inflação média desde a data de publicação da REN 482 é de 7,02% e o desvio padrão é de 2,05%.

A inflação interfere diretamente nos preços dos produtos e serviços relacionados ao SFV e, na tarifa de energia que será a base de cálculo da economia gerada por este sistema.

#### 2.3.4 Aspectos regulatórios

Os aspectos regulatórios representam um parâmetro de incerteza mais complexo devido ao fato de não ser uma variável com comportamento histórico. Por este motivo os aspectos regulatórios são abordados na forma de cenários a serem avaliados.

Basicamente, os efeitos de risco e instabilidade podem advir de fatos políticos, econômicos, naturais ou conjunturais (ANTONIK, 2004). Estas

considerações são analisadas no trabalho de RUBIM (2016) e na NOTA TÉCNICA 017/2015 de ANEEL (2015).

Costa (2015) também faz uma referência aos pontos conflitantes e que podem acarretar alterações regulatórias. São elas:

- Potência máxima dos SFV;
- *Net metering* virtual;
- TUSD;
- Custo de disponibilidade;
- Custo de adequação;
- Custo dos sistemas de medição;
- Valor dos créditos;

A próxima revisão da REN 482 e 687 está marcada para 2019, onde estas questões serão avaliadas. Na proposta de metodologia as mudanças regulatórias que envolvem o preço da tarifa de energia serão consideradas na variável aleatória que contempla o reajuste anual da tarifa de energia.

As mudanças regulatórias que podem modificar o mecanismo do *Net Metering* serão sugeridas como proposta de trabalhos futuros.

### 2.3.5 *Linhas de crédito*

As linhas de crédito viabilizam o mercado fotovoltaico uma vez que facilitam as condições de financiamento dos SFV. A incerteza neste caso está associada ao número e às condições que serão ofertadas ao mercado ao longo do tempo.

Atualmente existem 69 linhas de crédito para financiamento de GD para Pessoa Física ou Jurídica conforme ABSOLAR (2017) a partir de bancos públicos e privados.

Esta incerteza não será considerada no trabalho.

### 2.3.6 *Taxa de atratividade e custo de oportunidade*

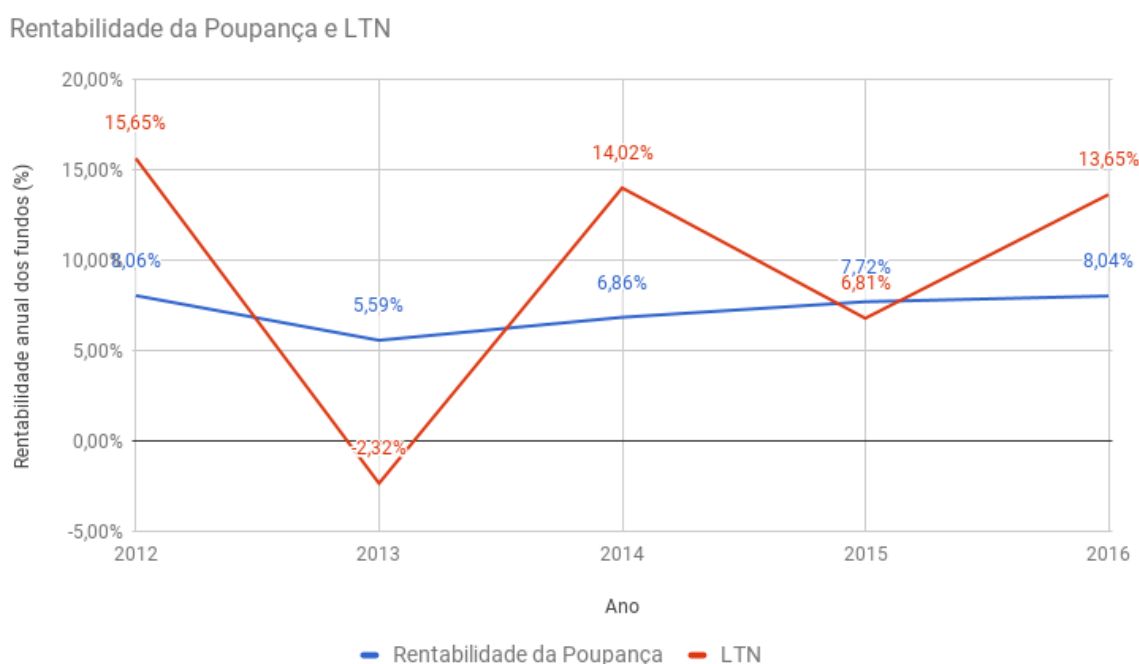
A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) representa retorno percentual mínimo esperado a partir do investimento realizado (DENARDIN, 2004).

O custo de oportunidade representa os benefícios que não serão aproveitados caso o investimento seja feito em uma oportunidade alternativa à oportunidade de referência. Martins (1995) destaca que a comparação das

alternativas de investimento devem considerar riscos semelhantes e sugere que se utilize como referência o investimento de risco zero, ou seja, no caso brasileiro, em títulos do Governo Federal, ou a Caderneta de Poupança.

Como referência para a TMA, observam-se as rentabilidades históricas da Poupança e dos Títulos Públicos do Governo Federal (Letras do Tesouro Nacional - LTN) conforme mostrado na Figura 2.17.

Figura 2.17 - Rentabilidade da Poupança e LTN (Fonte: IBGE, 2017 e Tesouro Nacional, 2017)



Através da Figura 2.17, observa-se para a Poupança uma rentabilidade média de 7,26% e um desvio padrão de 1,05% enquanto que a LTN apresenta rentabilidade média de 9,56% e desvio padrão de 7,46%.

Após a avaliação das fontes de incerteza, a metodologia para avaliação do investimento em sistemas fotovoltaicos será considerada de acordo com as incertezas.

## 2.4 Conclusões do capítulo

As incertezas relacionadas ao investimento em SFV foram classificadas em três grupos:

- Incertezas relacionadas ao Recurso solar;
- Incertezas relacionadas à Performance do SFV; e
- Incertezas de Mercado.

A modelagem das incertezas considerou os dados históricos e os trabalhos realizados na literatura. As incertezas são registradas na Tabela 8 – Resumo das incertezas.

Tabela 8 – Resumo das incertezas

<b>Parâmetro de Incerteza</b>	<b>Grupo</b>	<b>Média</b>	<b>Des. Padrão</b>
Irradiância média (anual)	Recurso Solar	1910,41 hsp	1,46%
Variabilidade Interanual	Recurso Solar	1,14%	0,79%
Queda anual de Rendimento	Performance	0,7%	0,091%
Nº de Trocas dos Inversores	Performance	2	0,33%
Performance Ratio	Performance	70,0%	2,49%
Custos anuais de O&M	Performance	0,93%	0,17%
Preço da Tarifa de energia	Mercado	0,80 R\$/kWh	-
Reajuste anual da TE	Mercado	7,75%	6,74%
Custo do SFV	Mercado	4,78 R\$/kWp	9,12%
Custo percentual do inversor	Mercado	23%	-
Inflação	Mercado	7,02%	2,05%
TMA	Mercado	9,56%	1,05%

Estes valores serão utilizados na composição da metodologia proposta.

### 3 Desenvolvimento da Metodologia

O objetivo do trabalho é propor uma metodologia para a análise de investimento em sistemas fotovoltaicos e ilustrar sua aplicação. O foco da análise de investimento é estimar o risco e o retorno dos ativos a partir da descrição de suas distribuições de probabilidade [ARAÚJO E MOTINI, 2016].

Esta metodologia poderá servir como ferramenta para ajudar o investidor no processo de tomada de decisão. Ela irá considerar o fluxo de caixa que é um procedimento utilizado para conhecer e/ou controlar as entradas e saídas financeiras de uma determinada empresa, pessoa, grupo, investimento, etc [HUHNEM, 1996].

O fluxo de caixa é avaliado dentro de um período pré-determinado e é composto pelas seguintes componentes:

- Investimento Inicial;
- Receitas;
- Despesas;

Cada componente possui valor e frequência específicas, as quais dependem do modelo de negócio considerado e das incertezas que estão relacionadas ao investimento.

O modelo de negócio descreve a lógica de criação, entrega e captura de valor por parte de uma organização [OSTERWALDER, 2011]. No mercado fotovoltaico, existem diferentes modelos de negócio, dos quais se destacam:

- Modelo de aquisição;
- Modelo de aluguel;
- Modelo de consórcio individual;
- Geração compartilhada (através de consórcio ou cooperativa);

Além das componentes do fluxo de caixa, os diferentes modelos de negócio também oferecem diferentes níveis de risco ao investidor.

A seguir apresentam-se os modelos de negócio e seus respectivos fluxos de caixa, além dos métodos de análise de investimentos e das métricas de risco.



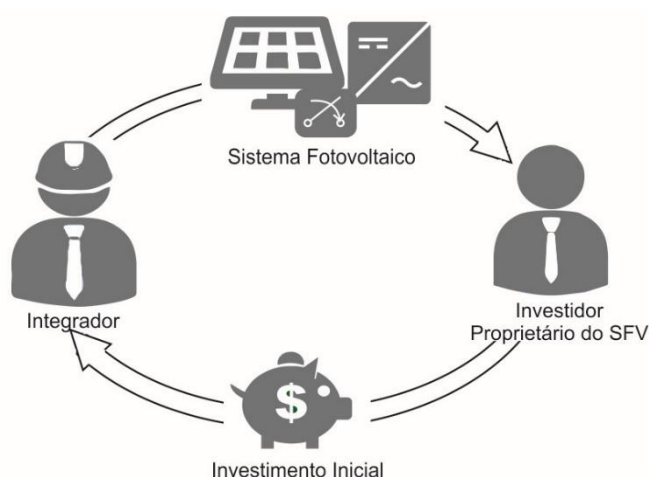
### 3.1 Modelos de negócio e fluxo de caixa

Primeiramente, serão apresentados os modelos de negócio dos SFV e será realizada a modelagem dos respectivos fluxos de caixa e suas componentes.

#### 3.1.1 Aquisição

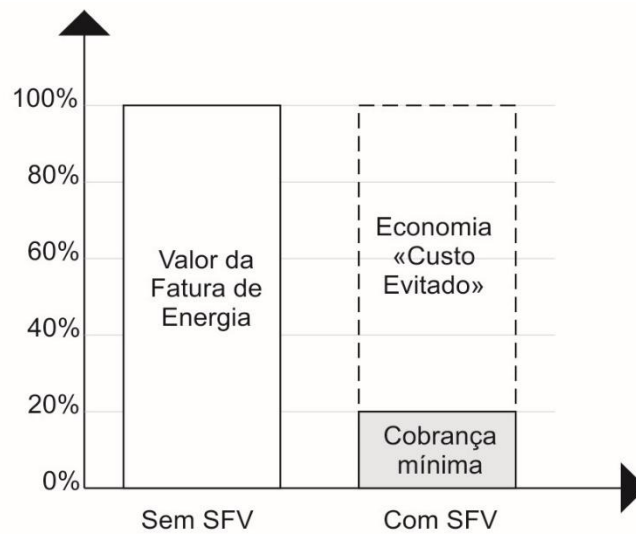
É o modelo mais praticado atualmente. O investidor faz o investimento inicial e se torna proprietário do sistema fotovoltaico. Este esquema é apresentado na Figura 3.1.

Figura 3.1 - Modelo de aquisição



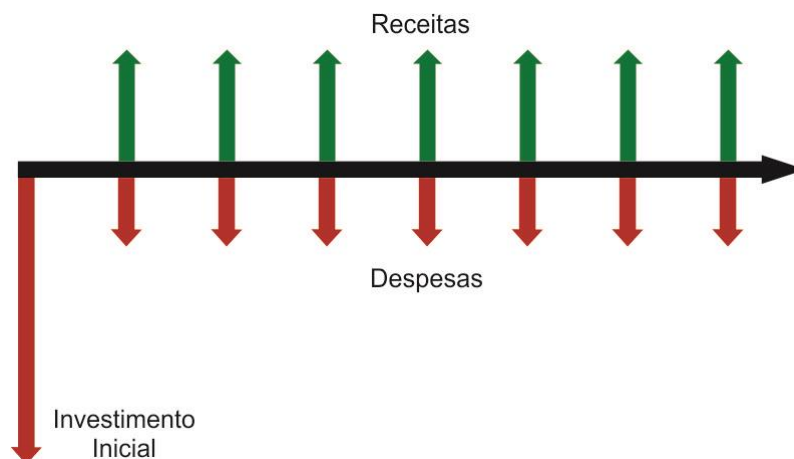
A energia gerada pelo SFV corresponde a uma parcela do consumo mensal de energia do investidor, logo, a energia gerada pelo SFV não precisa ser paga para a concessionária, gerando uma economia mensal. DINIZ et al (2016) descreve que esta economia ocorre devido ao “custo evitado” na fatura de energia, a qual terá seu valor calculado com base no Modelo de compensação de energia definido na REN 482/12, ou seja, *net metering*. A Figura 3.2 ilustra a forma de economia do modelo de aquisição.

Figura 3.2 - Custo evitado de energia considerando o modelo de aquisição de SFV



A economia é representada pelo custo evitado da energia e as despesas são representadas pela manutenção do sistema. Esta dinâmica gera um fluxo de caixa previsto conforme demonstrado na Figura 3.3.

Figura 3.3 - Fluxo de caixa do modelo de aquisição



O investimento inicial é composto pelo valor investido no SFV e representa uma descapitalização do investidor. Esta descapitalização ocorre no tempo zero e é necessária para que o usuário adquira o produto e os serviços relacionados e consiga utilizar os benefícios.

No caso do modelo de aquisição, o investimento inicial é calculado conforme Equação 2:

$$INV = C_{wp} * P_{fv} \quad (02)$$

Onde:

INV = Investimento inicial em R\$; Cwp = Preço do SFV em R\$/kWp; Pfv = Potência do SFV em kWp.

O modelo descrito considera o investimento inicial realizado em um pagamento único no período zero. Neste caso, considera-se que somente após este investimento é que o investidor passa a ter o benefício do SFV.

Destaca-se que pagamento parcelado ou financiado em várias parcelas não é considerado nesta avaliação, e é apresentado no ANEXO I.

As receitas são representadas pela economia mensal obtida através do SFV. Esta economia tem origem a partir do custo evitado na fatura de energia uma vez que o investidor passa a gerar parte da energia que consome e não precisa pagar para a concessionária.

A Equação 3, apresenta a forma de calcular as receitas para o modelo de aquisição considerando o período de um mês.

$$R_{aq} = P_{fv} * E(ima) * (1 + E(via)) * E(PR) * (1 - E(qr)) * T_e * (1 + E(Rpe) - E(ific)) \quad (03)$$

Onde: Raq = Receitas no modelo de aquisição em reais; Pfv = Potência do SFV em kW; E(ima) = Valor esperado da irradiância média anual em horas de sol pleno; E(via) = Valor esperado da variância interanual (percentual); E(PR) = Valor esperado do performance ratio (percentual); E(qr) = Valor esperado da queda de rendimento do SFV (percentual); Te = Tarifa de energia (em reais); E(Rpe) = Valor esperado do reajuste do preço da energia (percentual); E(ific) = Valor esperado da Inflação (percentual);

As despesas consideram os custos de O&M e de substituição do inversor. A Equação 4 apresenta a forma de calcular as despesas para o modelo de aquisição em um mês.

$$D_{aq} = E(O\&M) * INV + E(NTI) * PI + CD * T_e * (1 + E(Rpe) - E(ffc)) * 12 \quad (04)$$

Onde: Daq = Despesas no modelo de aquisição em reais; E(O&M) = Valor Esperado dos custos de operação e manutenção (percentual); E(NTI) = Valor Esperado para o N° de trocas do inversor (percentual); PI = Preço do inversor em reais; INV = investimento inicial em reais; CD = Custo de Disponibilidade mensal em kWh; Te = Tarifa de energia em reais; E(Rpe) = Valor esperado do reajuste do preço da energia (percentual); E(ffc) = Valor esperado da inflação (percentual).

Então, o modelo de fluxo de caixa para o modelo de aquisição pode ser determinado pela Equação 5.

$$FC_{aq} = -INV + \sum_{t=1}^T FC_t = -INV \sum_{t=1}^T \frac{R_{aq} - D_{aq}}{(1 + i)^t} \quad (05)$$

Onde: FCAq = Fluxo de caixa do modelo de aquisição em reais; INV = Investimento inicial em reais; FCt = Fluxo de caixa no tempo t em reais; Raq = receitas do modelo de aquisição em reais; Daq = Despesa do modelo de aquisição em reais; t = tempo; i = TMA = taxa mínima de atratividade.

As principais características neste modelo, são:

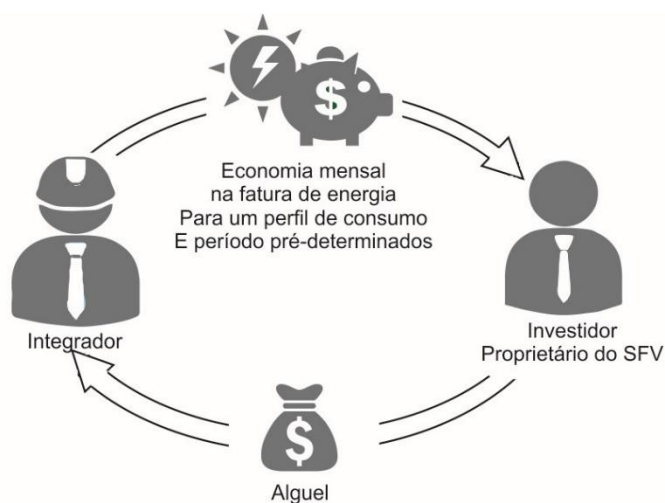
- O investidor (consumidor final) torna-se proprietário do sistema;
- O investidor usufrui do valor total de economia do sistema (conforme REN 482);
- Há uma significativa descapitalização devido ao investimento inicial;
- A despesa mensal considera os custos de operação e manutenção e a troca do inversor;
- O investidor (cliente final) assume o risco de prejuízo do investimento.

Existem casos nos quais o modelo pode ser orientado através de um contrato de produtividade e, também onde há financiamento (conforme ANEXO I). Contudo, faltam dados para comprovar a frequência de uso desta abordagem. A seguir avalia-se o modelo de aluguel.

### 3.1.2 Aluguel

O modelo de aluguel é baseado na locação do SFV por um período pré-determinado em um contrato de médio ou longo prazo. Como benefício, o investidor (consumidor), que neste modelo é o locatário, recebe uma parcela de economia sobre a fatura de energia. A Figura 3.4 apresenta o modelo de aluguel.

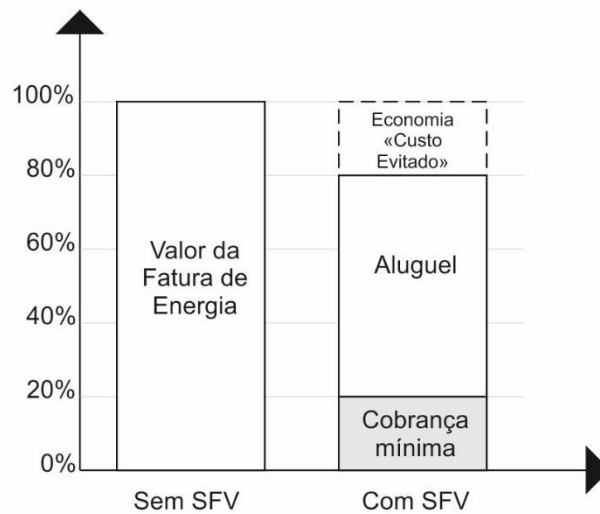
Figura 3.4 - Modelo de negócio de Aluguel



No modelo de aluguel, o investidor (consumidor) tem como benefício uma “economia líquida” que é resultado da diferença entre a economia gerada pelo SFV e o valor do aluguel que ele tem que pagar pelo SFV.

Neste modelo o integrador é quem arca com o custo inicial do SFV negociando condições especiais com os distribuidores e, muitas vezes, sendo amparado por fundos de investimento ou altos valores de capitalização por parte de seus acionistas. A Figura 3.5 ilustra a parcela de economia para o investidor/locatário.

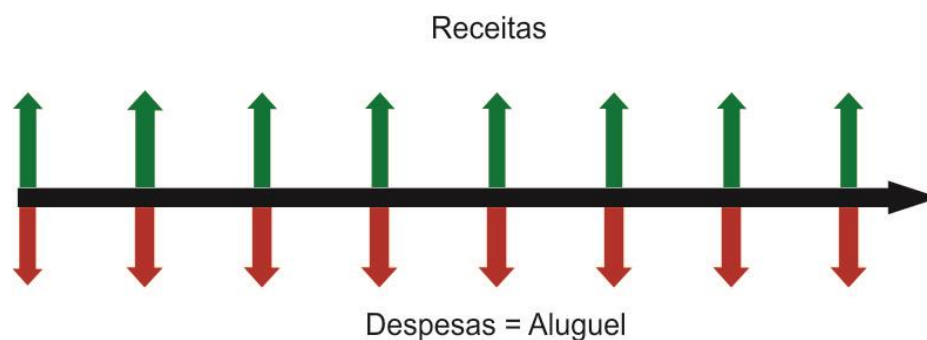
Figura 3.5 - Custo evitado de energia considerando o modelo de aluguel do SFV (Fonte: Adaptado de Brasil Solair)



Como vantagem do modelo de aluguel, o investidor ou locatário não precisa realizar o investimento inicial, ou seja, não precisa descapitalizar. Pois ele não está adquirindo o sistema, mas alugando-o. Logo, ele irá apenas pagar pelo bem após a assinatura do contrato de locação e respectiva entrada em operação do modelo. Do ponto de vista operacional, o modelo de locação é semelhante ao modelo de locação de geradores à diesel. A diferença, contudo, está no fato de que o gerador fotovoltaico exige um nível de complexidade maior para sua instalação (fixação em solo ou no telhado) enquanto que os geradores à diesel são posicionados em superfície plana sem a necessidade de estruturas de fixação adicionais. Neste modelo o investidor paga pelo aluguel e paga a pequena parcela que resta da fatura de energia.

Na modelagem do fluxo de caixa, considera-se que a receita, corresponde ao valor total de economia proporcionado pelo SFV, descontado o custo de disponibilidade. Enquanto que as despesas levam em conta o valor do aluguel a ser pago para o integrador pelo uso do SFV conforme mostra a Figura 3.6.

Figura 3.6 - Fluxo de caixa do modelo de aluguel



As receitas correspondem ao custo evitado de energia referente à produção do SFV. As despesas correspondem ao custo de disponibilidade e pelo aluguel, que é definido de acordo com o tempo de contrato e o consumo mensal da unidade. Os valores de aluguel praticados para unidades com Consumo Médio Mensal (CMM) de até 1.000 kWh são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Valor do Aluguel para UCs com CMM de até 1000 kWh (Fonte: Pesquisa de campo com Integradores Fotovoltaicos)

<b>Tempo de Contrato (anos)</b>	<b>Aluguel (%)</b>
10	90
15	85
20	82
25	80

O valor percentual do aluguel é definido com base no valor de economia gerado pelo SFV, descontado o valor do custo de disponibilidade.

Ao final do período de contrato de um modelo de aluguel, pode ocorrer:

- A renovação do contrato;
- A aquisição do SFV pelo locatário, com os custos depreciados;
- A exclusão do vínculo da UC com o SFV;
- Outro desfecho acordado entre as partes.

O modelo de aluguel leva em consideração alguns requisitos de viabilidade que determinam o valor de economia do cliente. Entre os principais critérios de avaliação estão o consumo médio mensal do cliente, o valor monetário da tarifa e o tempo de contrato. Estes fatores irão determinar o tamanho do sistema e o valor do aluguel. Em geral, o modelo torna-se viável para sistemas maiores, (em geral acima de 10kWp) e o contrato mínimo é de 10 anos. Não foi possível obter acesso detalhado aos critérios para modelagem do aluguel. Contudo, foi considerado um caso hipotético para estudo com as informações apresentadas pelos integradores.

A modelagem do fluxo de caixa considera o investimento inicial zero, as receitas do modelo de aluguel são iguais às do modelo de aquisição, apresentadas na equação 03, contudo as despesas são representadas pelo custo de disponibilidade mais o valor do aluguel conforme mostra a Equação 06.

$$D_{ag} = AG * Rag + CD * T_e * (1 + E(Rpe) - E(ifc)) * 12 \quad (06)$$

Onde:  $D_{ag}$  = Despesas no modelo de aluguel em reais;  $R_{ag}$  = Receitas no modelo de aluguel em reais;  $AG$  = percentual de aluguel (em percentual conforme contrato);  $CD$  = Custo de Disponibilidade e, kWh;  $T_e$  = Tarifa de energia em reais;  $E(Rpe)$  = Valor esperado do reajuste do preço da energia em percentual;  $E(ifc)$  = Valor esperado da inflação em percentual.

Então, o modelo de fluxo de caixa é definido de modo análogo à equação 05, porém, substituindo-se os valores das despesas do modelo de aquisição pelos valores das despesas do modelo de aluguel, determinados pela Equação 06.

Como características neste modelo, destacam-se:

- O proprietário é um locatário do sistema e não proprietário;
- A economia real é um percentual da economia gerada pelo SFV;
- Não há descapitalização do investidor;
- A despesa mensal considera os custos do aluguel;
- O contrato é de longo prazo;



- Quaisquer custos adicionais devem ser acordados em contrato. Quanto mais custos ficarem sob responsabilidade do integrador, menor é a parcela de economia repassada ao investidor;

Neste modelo de negócio, o risco do investimento é dividido entre investidor (consumidor) e o integrador. O fluxo de caixa do integrador no modelo de aluguel é apresentado no ANEXO II.

### 3.1.3 Consórcio/Financiamento

O consórcio é um modelo de autofinanciamento que reúne em grupo pessoas físicas e/ou jurídicas com interesse comum para compra de bens ou serviços. Neste modelo, o valor do bem é diluído num prazo pré-determinado [GUIA DO CRÉDITO, 2017]. Contudo o tempo de acesso aos benefícios do SFV fica indefinido, podendo ser determinado por sorteio ou por um lance específico que requer um desembolso maior que o valor das parcelas do consórcio por parte do investidor. A Figura 3.7 apresenta o esquema neste modelo de negócio.

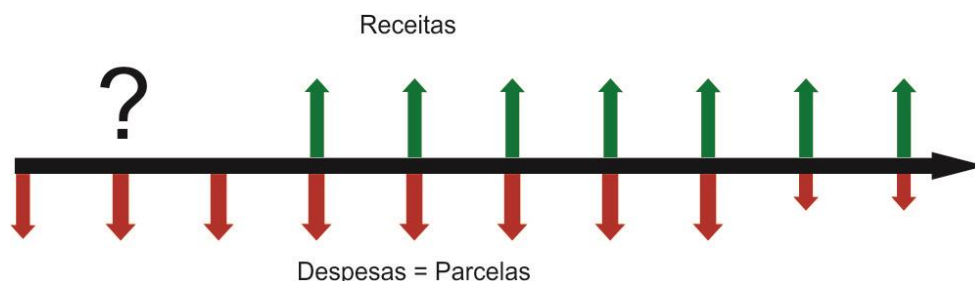
Figura 3.7 - Modelo de negócios de consórcio



A parcela de economia para o investidor é a mesma do modelo de aquisição. A diferença está na incerteza relacionada ao momento no qual a economia passa a ser obtida. Pois no modelo de consórcio o pagamento das parcelas começam no tempo zero enquanto que a economia pode ocorrer em

qualquer tempo se depender do sorteio. A Figura 3.8 ilustra o fluxo de caixa neste modelo de negócio.

Figura 3.8 - Fluxo de caixa do modelo de consórcio



O modelo de fluxo de caixa para o modelo de consórcio apresenta um investimento inicial diluído ao longo do tempo através de parcelas pré-determinadas e corrigidas pela inflação. As receitas apresentam-se incertas, podendo acontecer no tempo zero ou no ano de quite do bem. A forma de o investidor antecipar o uso do bem ou benefício é realizar um lance específico de um valor maior do que o valor da parcela programada ou ser sorteado pela entidade competente.

O valor final do SFV será maior do que o valor pago no investimento inicial do modelo de aquisição. Isso se deve à taxa administrativa do consórcio, que varia de acordo com o tamanho do SFV ou com o número de parcelas. A Tabela 10 apresenta os valores praticados no Consórcio Nacional Solar:

Tabela 10 – Consórcio Nacional Solar (Fonte: Consórcio Nacional Solar, 2017)

Pot. (kWp)	Valor (R\$)	Tx. Adm. Antecip. (R\$)	Valor mensal das parcelas (R\$)			
			80	60	50	36
-	-	-	80	60	50	36
11,5	70.000	1.400	1.106	1.427	1.685	2.294
9,5	60.000	1.200	948	1.223	1.444	1.968
8,3	50.000	1.000	790	1.019	1.204	1.638
7,3	45.000	900	711	918	1.083	1.475
6,3	40.000	800	632	816	963	1.311
5,3	35.000	700	553	714	843	1.147
4,8	30.000	600	474	612	722	983
3,7	25.000	500	395	510	602	819
3,3	22.500	500	358	463	546	744
2,7	20.000	400	379	411	485	661
2,5	17.500	350	279	360	425	578
1,5	15.000	300	-	308	364	496

Entre as características neste modelo, destacam-se:

- O investidor torna-se proprietário do SFV;
- O investidor usufrui do valor total de economia do sistema no modelo *Net Metering*;
- Não há descapitalização do investidor, mas o pagamento fixo das parcelas;
- A despesa mensal corresponde ao valor das parcelas e aos custos de O&M e troca do inversor quando o sistema é instalado;
- O número de parcelas e tempo de pagamento é variável, assim como as taxas;
- O período das receitas pode exceder os 25 anos quando o sistema for instalado depois do início do pagamento das parcelas;

Neste modelo, o risco financeiro de inadimplência é assumido pela entidade financeira que opera o consórcio. Ela remunera o distribuidor que fornece os equipamentos e recebe o montante do investidor (cliente final) ao longo do tempo. Do ponto de vista do investidor, ele está praticando um modelo de aquisição que não exige descapitalização.

#### 3.1.4 Geração compartilhada

Conforme ANEEL, 2016 - Caderno Temático de micro e mini geração, a geração compartilhada ocorre quando há reunião de consumidores através de uma cooperativa ou consórcio, que possuam GD e uma ou mais unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.

As unidades consumidoras integrantes de cooperativa ou consórcio responsável por uma geração compartilhada terão acesso aos benefícios dos créditos da mesma forma que as unidades consumidoras que utilizam o autoconsumo remoto, alocando o excedente de energia para abater o consumo das UCs que integram a geração compartilhada.

Este modelo não será abordado na dissertação devido a falta de referências com relação a aplicação deste modelo no Brasil até o momento da defesa deste trabalho.

### 3.2 Métodos de análise de investimento

Através do fluxo de caixa, é possível aplicar métodos para análise de investimentos que são utilizados no processo de decisão. Entre os mais tradicionais estão o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o *Payback*, o Valor Anual Equivalente (VAE) e o Índice de Lucratividade (MESQUITA, 2006).

PEREIRA (2006) afirma que o objetivo da análise de investimento visa satisfazer o binômio: **retorno esperado x risco do investimento**.

Segundo Souza e Clemente (2008), entre as técnicas utilizadas para seleção de projetos estão:

- Valor presente líquido (VPL);
- Taxa interna de Retorno (TIR);
- Período de Recuperação do Capital (*payback*);
- Índice de Lucratividade;

- Valor Anual Equivalente;

No contexto dos SFV, como a forma de remuneração do capital investido é representado pelo custo evitado de energia elétrica, a qual é adquirida a um determinado preço através das concessionárias de energia, surge um importante método para determinar o preço do kWh gerado a partir do SFV. Este método é denominado Custo Nivelado de Energia ou LCOE (*Levelized Cost of Energy*) (SHORT, PACKKEY e HOLT, 1995).

Cada método será investigado a seguir.

### 3.2.1 Valor Presente Líquido - VPL

É o indicador que calcula o valor presente (ou atual) de uma série de movimentos financeiros futuros, descontados a uma taxa de juros apropriada, considerando o investimento inicial (DINIZ *et al*, 2016). Segundo PEREIRA (2006), o VPL indica o potencial de geração de valor. Logo, se o VPL é positivo, o investimento irá resultar em um valor adicional àquele que foi realizado no investimento inicial.

O VPL é calculado através da soma de uma série de fluxos de caixa, considerando desde a data zero até a data final do projeto (Mesquita, 2006), conforme mostra a Equação 08.

$$VPL = -INV + \sum_{t=1}^T \frac{R - D}{(1 + i)^t} \quad (08)$$

Onde INV = Investimento inicial; R = receitas, D = despesas; t = índice do período de tempo; T = Período final; i = taxa de juros do capital (que pode ser a taxa mínima de atratividade).

No processo de tomada de decisão, observa-se que o investimento que apresentar maior VPL tem uma percepção mais favorável.

### 3.2.2 Taxa Interna de Retorno - TIR

É o indicador que representa o percentual que remunera o capital investido de modo a recuperá-lo totalmente. A TIR é calculada através da igualdade entre os fluxos de entrada e de saída de um fluxo de caixa [Mesquita, 2006], resolvendo-se a taxa que satisfaz a Equação 09.

$$-INV + \sum_{t=1}^T \frac{R - D}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (09)$$

Onde INV = Investimento inicial; R = receitas, D = despesas; t = índice do período de tempo; T = Período final; TIR = taxa interna de retorno.

A solução para a TIR é obtida através de métodos de interpolação ou iterativos. No processo de decisão, uma TIR superior a TMA é considerada atrativa.

### 3.2.3 Tempo de Retorno sobre o Investimento - Payback descontado

Representa o tempo de retorno do capital investido, considerando-se a mudança de valor do dinheiro no tempo [PEREIRA, 2006].

Souza e Clemente (2008) apresentam uma metodologia na qual utilizam o *Payback* como um indicador de risco. Pois quanto maior for o *payback*, mais tempo será necessário para o investimento ser remunerado em sua totalidade e maior é a chance de o investimento ser influenciado pelas flutuações e riscos do mercado.

Para obter o *payback* descontado deve-se encontrar o tempo t que satisfaz a Equação 09.

O critério de decisão que utiliza o indicador *payback* descontado está relacionado à preferência do investidor quanto ao tempo de retorno e quanto aos riscos do mercado. Como regra geral, quanto menor o *payback*, mais atrativo é o investimento.

#### 3.1.1 Índice de Lucratividade - IL

BRASIL (2003) apresenta o Índice de lucratividade que é um indicador percentual que relaciona o VPL com o capital investido. Na prática, o IL representa a remuneração percentual para cada unidade monetária investida.

O cálculo do IL é feito de acordo com a Equação 10

$$IL = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{FC}{(1 + i)^t}}{INV} \quad (10)$$

No processo de decisão, é preferível uma alternativa que apresenta maior nível de lucratividade, desde que seja positivo.

### 3.1.2 Valor anual equivalente - VAE

O Valor Anual Equivalente é o método utilizado para comparar investimentos que possuem horizontes de tempo diferentes, porém pré-determinados. Ele representa a distribuição uniforme do VPL ao longo dos anos de vigência do investimento [BRASIL, 2003].

O cálculo do VAE é apresentado na Equação 11.

$$VAE = \frac{(VPL * i)}{1 - (1 + i)^{-t}} \quad (11)$$

No processo de decisão, será mais atrativo o projeto que apresentar o maior VAE.

### 3.2.4 Custo Nivelado de Energia - LCOE

Representa o custo do kWh gerado pelo sistema fotovoltaico. É este indicador que é comparado ao valor da tarifa de energia elétrica para determinar a Paridade Tarifária [EPE, 2014].

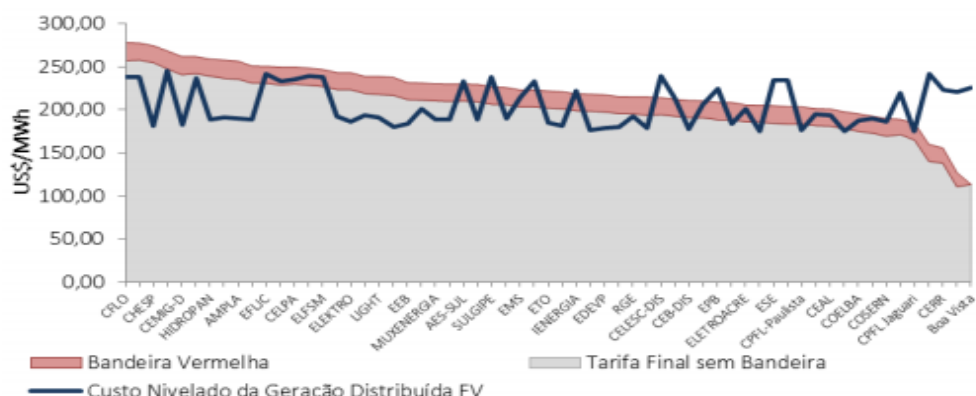
Ele é obtido pela relação entre as despesas totais ao longo do período, incluindo o investimento inicial, e a energia total gerada ao longo do período conforme a Equação 12, apresentado por NREL (2014).

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_{fv}}{(1+i)^t}} \quad (12)$$

Onde INV = Investimento inicial em R\$; Ct = Custos do SFV em R\$; Efv = Energia gerada pelo SFV em kWh; t = índice do período de tempo em anos; T = Período final; i = taxa de juros do capital em %.

No processo de decisão, um LCOE menor do que o valor da tarifa indica uma posição favorável ao investimento, conforme observado na Figura 3.10

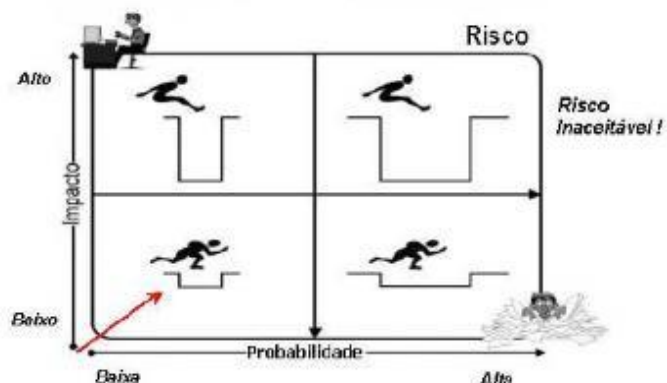
Figura 3.10 - LCOE e Preço da Tarifa de Energia



### 3.2.5 Análise de risco

GALVÃO e POGGLI (2002) definem risco como “potencial que uma ameaça tem de explorar vulnerabilidades em um ativo”. O risco está relacionado à probabilidade e ao impacto sobre determinado investimento, conforme apresentado na Figura 3.11

Figura 3.11 - Risco como Probabilidade x Impacto (Fonte: GALVÃO e POGGLI, 2002)



No processo de decisão, conhecer e considerar o risco representa uma atitude sensata para reduzir as chances de perda no investimento, uma vez que o objetivo do investidor tende a buscar a preservação ou ampliação do patrimônio ou do capital investido.

Para que seja possível analisar os riscos, é necessário mensurá-los. E para isso, utilizam-se algumas técnicas como:

- Desvio Padrão do VPL,
- Variância e Coeficiente de variação do VPL;



- LPM - Momento parcial inferior (*Lower Partial Moment*);
- VaR - Valor em risco (*Value at Risk*);
- CVaR - Valor condicional em risco (*Conditional Value at Risk*);

O trabalho de Araujo e Montini (2015) avalia a consistência das métricas de risco de acordo com dois conceitos norteadores: **dominância estocástica (DE)** e **coerência**.

Roman e Mitra (2009), apresentam a DE de 1ª e 2ª ordens. Na prática: DE de 1ª Ordem corresponde ao Retorno Médio esperado, que determina o quão rentável o investimento pode ser. Enquanto que a DE de 2ª Ordem representa a variância esperada e determina o quão arriscada o investimento pode ser.

ROCKAFELLAR e URYASEV (2000), citam o critério de coerência, o qual determina que um investimento é mais ou menos atrativo se respeitar os axiomas matemáticos de: Subaditividade; Homogeneidade positiva; Monotonicidade; Invariância à translação (ARTZNER, et al. 1999).

A partir desta abordagem, Roman e Mitra (2009) resumem a relação das métricas de risco com os conceitos norteadores ou propriedades conforme mostrado na Figura 3.9.

Figura 3.9 - Propriedades atendidas pelas medidas de risco (Fonte: Adaptado de ARAUJO e MONTINI, 2015 e ROMAN e MITRA, 2009)

Medida de Risco	Dominância Estocástica de Primeira Ordem	Dominância Estocástica de Segunda Ordem	Coerência
Desvio padrão	Não	Não	Sim*
Desvio médio absoluto	Não	Não	Sim*
LPM	Sim	Sim	Não
VaR	Sim	Não	Não
CVaR	Sim	Sim	Sim

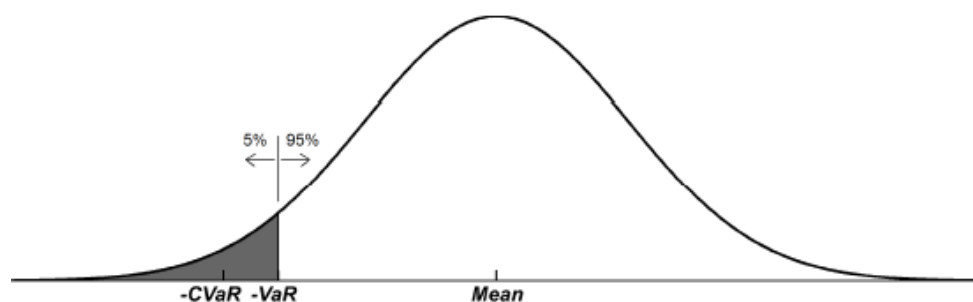
Nota: \*Coerentes, ao supor-se distribuição normal.

Ao analisar a Figura 3.9, percebe-se que somente o CVaR atende às três características principais das métricas de risco. Enquanto que o VaR e o LPM apresentam problemas de coerência, e o desvio padrão não apresenta dominância estocástica.

Araújo e Monitini (2015) apresentam o CVaR como a forma mais adequada para otimizar a análise de risco de uma carteira.

Para determinar o CVaR, é necessário determinar o VaR. JORION (2003) define o VaR de forma intuitiva: “o VaR sintetiza a maior (ou pior) perda esperada para um dado período de tempo e intervalo de confiança”; e de modo formal: “o VaR é descrito como o percentil da distribuição de retornos projetados para um horizonte estipulado. Se  $c$  for o nível de confiança selecionado, o VaR corresponde ao  $(1-c)$  percentil da distribuição”. A Figura 3.10 ilustra os conceitos do VaR e do CVaR.

Figura 3.10 - Representação gráfica do VaR and CVaR (Fonte: BHATTACHARYA, 2016)



As métricas de risco permitem avaliar o risco em operações financeiras. O Valor em Risco (*Value at Risk – VaR*) resume, em um número, o risco do produto financeiro. Ele representa a pior perda em determinado horizonte de tempo e associado a um nível de confiança.

O Valor Condicional em Risco (*Conditional Value at Risk - CVaR*) é uma técnica de avaliação de risco usada para identificar e evitar a escolha de uma carteira de investimento que possa proporcionar grandes perdas. O CVaR permite a avaliação das perdas que podem exceder o valor em risco. O CVaR é calculado através da média ponderada entre o VaR e as perdas que excedem o VaR.

Uturbey e Aguilar (2010) afirma que para a análise de investimento em projetos, é conveniente atribuir o conceito das métricas de risco ao VPL.

Desta forma, obtém-se o Net Present Value at Risk (NPVaR) e o Conditional Net Present Value at Risk (CNPVaR).

Para o processo de decisão, pode-se dizer que os projetos que apresentam maiores valores para NPVaR e CNPVaR possuem posicionamento favorável ao investimento.

### 3.3 Proposta de metodologia

Após realizar a modelagem das incertezas relacionadas ao investimento em SFV, os fluxos de caixa para os diferentes modelos de negócio e as métricas de risco, é realizada a proposta de metodologia, que envolve o cálculo das métricas de risco VaR e CVaR a partir das distribuições de probabilidade dos critérios de decisão (VPL, LCOE, etc.). A Simulação de Monte Carlo é utilizada para gerar as saídas de interesse.

#### 3.3.1 Simulação de Monte-Carlo

Uma das alternativas para medir o risco pelo fluxo de caixa descontado consiste em incorporar a Simulação de Monte Carlo ao modelo de avaliação determinístico convencional, desenvolvendo-se assim um modelo estocástico que, como tal, permite uma análise estatística do risco [OLIVEIRA, et al 2012].

A Simulação de Monte Carlo é um método estatístico que utiliza números aleatórios relacionados com distribuições de probabilidade para gerar estimativas (LAPPONI, 2007). Monte Carlo consiste na repetição das simulações de um determinado modelo cujas variáveis de entrada são determinadas por uma distribuição de probabilidades definida e seguem uma sequência de números aleatórios [NAKABAYASHI, 2014].

Os valores e a distribuição de probabilidade dessas variáveis são definidos de forma a expressar da melhor forma possível o seu comportamento na vida real [BETZ, 2015].

A partir da identificação das incertezas relacionadas aos sistemas fotovoltaicos é montada a base de cálculo das variáveis de interesse. Nesta metodologia serão geradas as estimativas para o VPL e o LCOE. Contudo, a simulação poderia ser aplicada nos outros métodos de investimento também.

A dinâmica da simulação de Monte Carlo prevê:

- Determinar o número de iterações;

- Gerar valores aleatórios para cada variável de entrada de acordo com sua respectiva distribuição de probabilidade;
- Calcular os métodos de avaliação de investimento;
- Gerar o histograma dos respectivos gráficos para análise.

A Simulação de Monte Carlo foi escolhida devido aos inúmeras combinações de cenários que podem ser consideradas nesta análise de investimento. A convergência do método foi analisada a partir dos resultados do VPL e do LCOE.

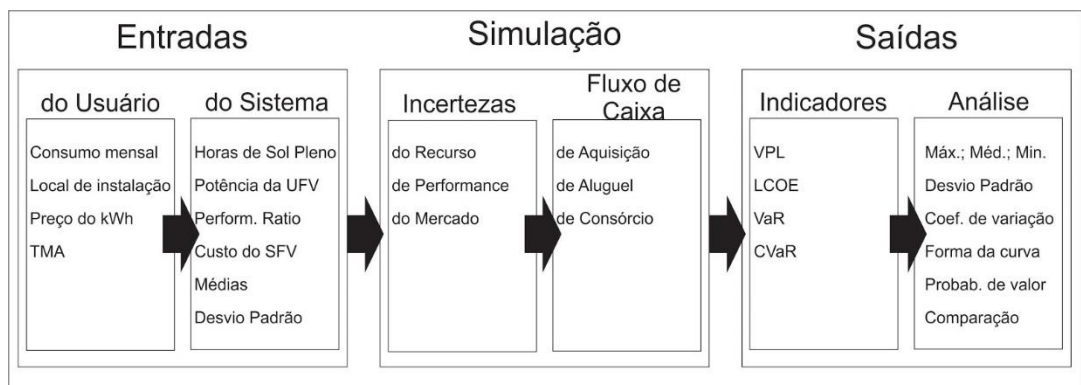
### 3.3.2 Algoritmo

É implementado um algoritmo no programa Matlab, organizado em módulos e sub-módulos para facilitar a utilização. Basicamente são três grandes etapas:

- Entradas;
- Simulação; e
- Saídas.

Cada etapa possui componentes conforme mostra a Figura 3.11.

Figura 3.11 - Proposta de Metodologia



Cada etapa será analisada a seguir.

## **Entradas**

O módulo das entradas subdivide-se em entradas do usuário e entradas que são obtidas a partir destas informações, mas que são calculadas ou buscadas pelo algoritmo.

## **Simulação**

O módulo de simulação contempla a simulação de Monte Carlo, onde realizam-se a geração dos valores aleatórios para cada parâmetro de incerteza e o cálculo do fluxo de caixa para cada um dos três modelos de negócio analisados:

- Aquisição;
- Aluguel;
- Consórcio;

## **Saídas**

O módulo das saídas apresenta a distribuição de probabilidade de cada um dos métodos de análise de investimento, permitindo que se façam as análises de investimento do SFV.

## 4 Simulação e Análise de Resultados

Neste capítulo, a metodologia proposta, implementada no software MatLab, é ilustrada através de um estudo de caso que será descrito a seguir.

### 4.1 Estudo de caso

Considerou-se um investidor (cliente final) que possui uma unidade consumidora residencial bifásica localizada na cidade de Belo Horizonte - MG, cujo consumo médio mensal é de 600 kWh. O valor vigente da tarifa de energia é de R\$0,80 por kWh. Assume-se que o investidor toma decisões de investimento com base em uma taxa mínima de atratividade correspondente a rentabilidade média da renda fixa que ele definiu como sendo 9,56% ao ano.

As informações descritas acima determinam os parâmetros de entrada que o usuário insere na metodologia. A partir dessas informações, a metodologia calcula outras informações de entrada que serão utilizadas na simulação de Monte Carlo, conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11- Dados de Entrada do Usuário

<b>Parâmetro de Entrada</b>	<b>Valor</b>
Irradiância média (anual)	1910,41 W/m <sup>2</sup> ou hsp
Potência da UFV	5,5 kWp
Custo por kWp	6,56 R\$/kWp
Vida Útil	25 anos
Performance Ratio	0,7 ou 70%

A partir da revisão realizada, consideraram-se os parâmetros de incerteza de acordo com a pesquisa feita na literatura e no mercado, apresentadas no Capítulo 2. Estes valores são organizados na tabela 12.

Tabela 12 - Dados de Entrada do Sistema

<b>Parâmetro de Incerteza</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio Padrão</b>
Irradiância média (anual)	1910,41 W/m <sup>2</sup> ou hsp	1,46%
Variabilidade Interanual	1,14%	0,79%
Queda anual de Rendimento	0,7%	0,091%
Nº de Trocas dos Inversores	2	0,33%
Performance Ratio	70,0%	2,49%
Custos anuais de O&M	0,93%	0,17%
Tarifa de energia	0,80 R\$/kWh	-
Reajuste anual do preço da Energia	7,75%	6,74%
Custo por kWp	4,78 R\$/kWp	9,12%
Custo percentual do inversor	23%	-
Inflação	7,02%	2,05%
TMA	9,56%	1,05%
Vida Útil	25 anos	-

Para o modelo de aluguel, com base nas informações apresentadas pelos integradores, foi considerado um contrato de 25 anos com 80% de economia sobre o preço da energia descontado o custo de disponibilidade. O modelo de Consórcio é simulado considerando o preço do plano para um sistema de 5,3 kWp (sistema ofertado com potência mais próxima dos 5,5kWp calculados) conforme CONSÓRCIO NACIONAL SOLAR (2017), apresentado na Tabela 10. Este plano prevê o pagamento em 100 parcelas fixas de R\$553,00 corrigidos pela inflação. A adesão ao SFV pode ocorrer por sorteio ou lance. Inclui-se nesta simulação a incerteza relacionada ao sorteio que pode ocorrer até a quitação do sistema.

A etapa final da metodologia, consiste no cálculo e apresentação dos indicadores VPL, LCOE, da análise de sensibilidade para estes indicadores e das métricas de risco.

A atratividade e os riscos para cada modelo de negócio são analisados com base nos resultados da metodologia.

## 4.2 Resultados para o VPL

Um dos principais resultados da metodologia é o Valor Presente Líquido para cada um dos modelos de negócio. Após a simulação do estudo de caso

observam-se as distribuições de probabilidade neste indicador na Figura 4.2 e 4.3.

Figura 4.1 - VPL para o Modelo de Aquisição

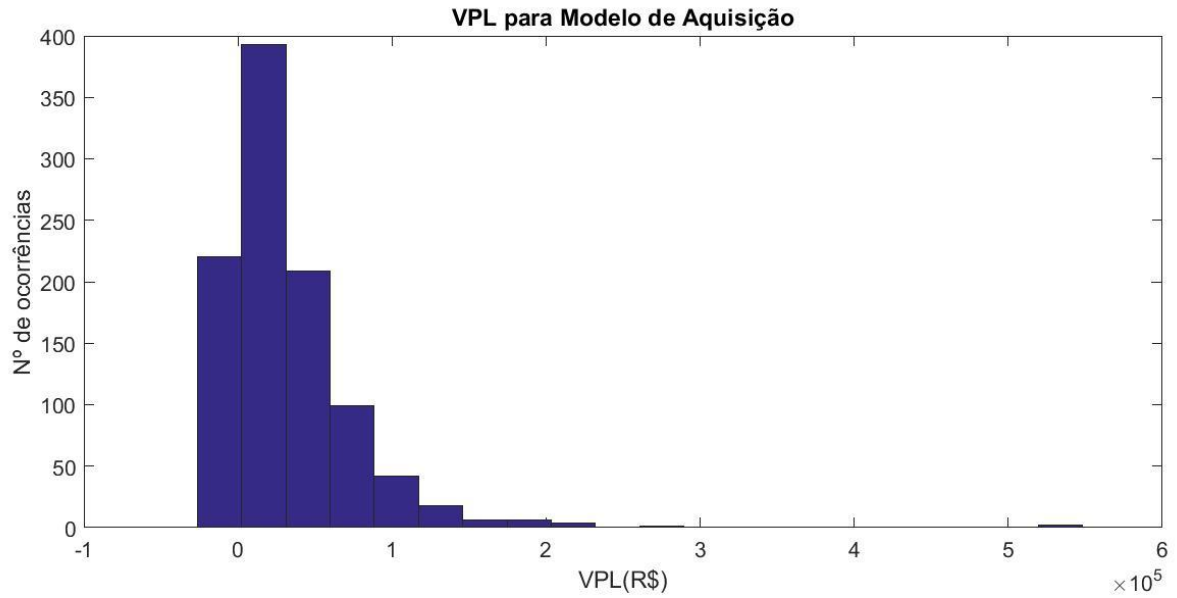


Figura 4.2 - VPL para o modelo de Aluguel

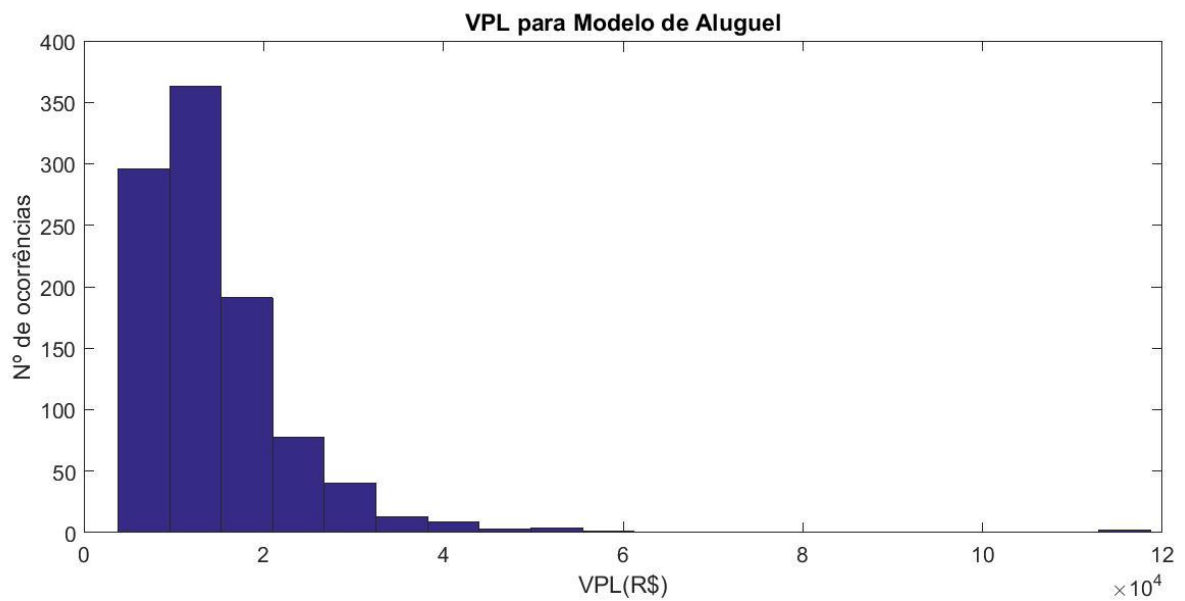
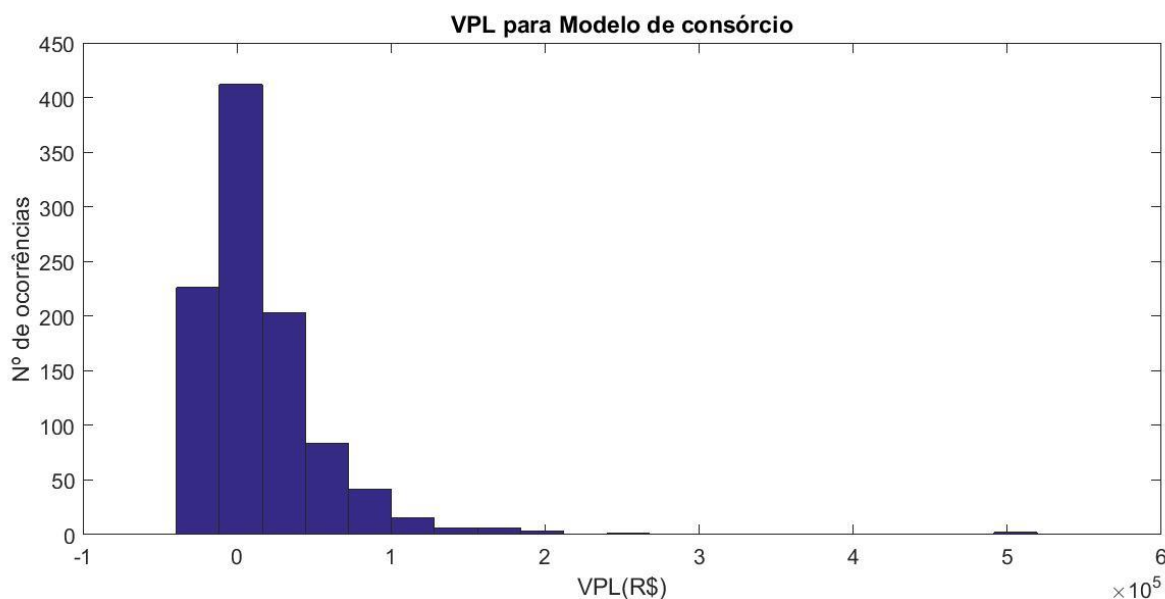




Figura 4.3 - VPL para o modelo de Consórcio



Os valores mínimo, médio e máximo, são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - VPL Mínimo, Médio e Máximo

Mod.\Valor	Mínimo	Médio	Máximo	Desvio padrão	Coef. de Variação
<b>Aquisição</b>	- 25.180	30.450	311.530	40.425	32,78%
<b>Aluguel</b>	3.600	14.090	71.250	8.191	58,13%
<b>Consórcio</b>	- 40.050	14.040	272.190	38.854	176,67%

A partir dos dados da Tabela 13 é possível identificar comportamentos específicos acerca de cada modelo de negócio.

Os valores mínimos revelam que os modelos de Aquisição e Consórcio podem atingir valores negativos. Destaca-se que o modelo de aluguel não apresenta valores de VPL negativos. Os valores médios apresentam-se todos positivos. O mesmo acontece para os valores máximos, que se apresentam quase na ordem das centenas de milhares. No modelo de aluguel, o valor máximo é inferior aos modelos de aquisição e consórcio

O desvio padrão e os coeficientes de variação apresentam-se nas colunas #5 e #6, e registram valores entre 30% e 60% para os modelos de

aquisição e aluguel enquanto que o modelo de consórcio apresenta maior coeficiente de variação com um valor superior à 100%.

### 4.3 Resultados para o LCOE

Outro parâmetro de saída muito importante é o LCOE que é interpretado como a “tarifa de energia do SFV” e utilizado diretamente na comparação com a tarifa de energia cobrado pelas distribuidoras de energia elétrica. O gráfico do LCOE para cada modelo de negócio é observado na Figura 4.4, 4.5 e 4.6.

Figura 4.4 - LCOE para o Modelo de Aquisição

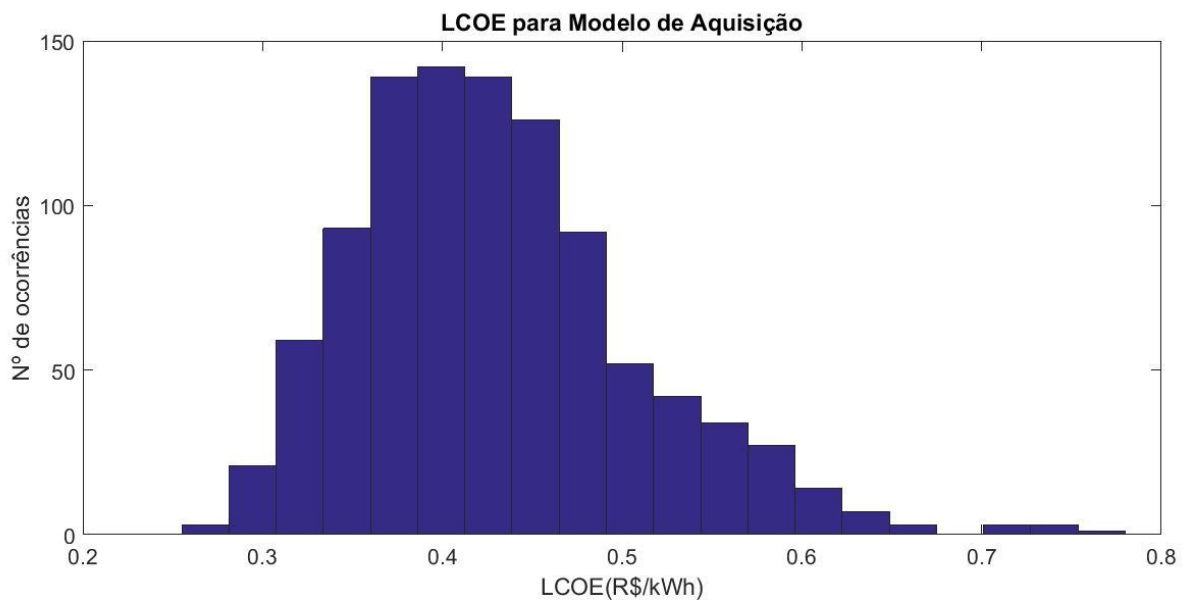


Figura 4.5 - LCOE para o Modelo de Aluguel

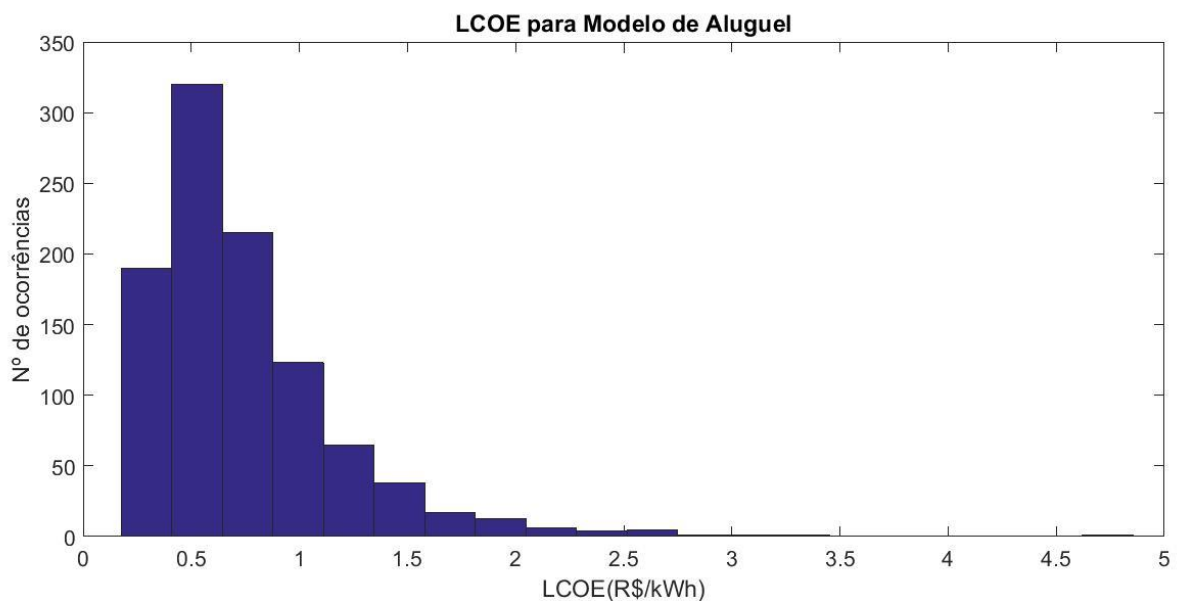
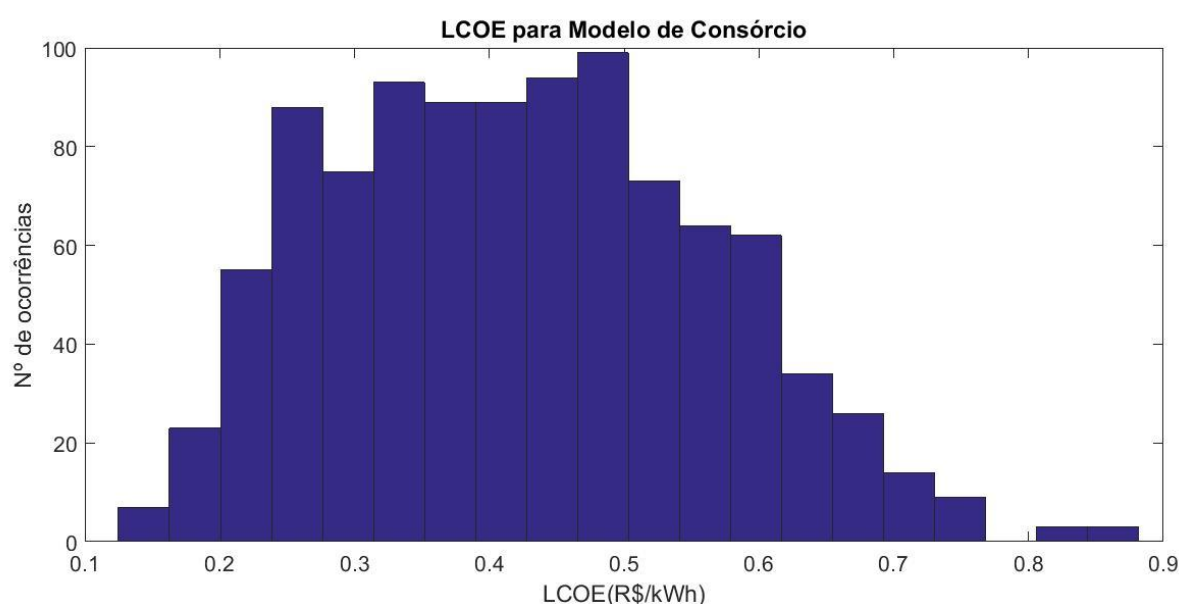


Figura 4.6 - LCOE para o Modelo de Consórcio



Os valores mínimo, médio e máximo, são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - LCOE Mínimo, Médio e Máximo

Mod.\Valor	Mínimo	Médio	Máximo	Desvio padrão	Coef. de Variação
<b>Aquisição</b>	0,27	0,43	0,87	0,0759	17,78%
<b>Aluguel</b>	0,17	0,72	2,94	0,4011	55,22%
<b>Consórcio</b>	0,12	0,41	0,91	0,1395	33,79%

A partir dos dados da Tabela 14 é possível comparar os valores do LCOE com a tarifa de energia de R\$0,80 (Para consumidores residenciais na área de concessão da CEMIG, conforme estudo de caso),

Os valores mínimos e médios apresentam um LCOE com valores inferiores à metade da tarifa de energia.

Os modelos de Aquisição e Consórcio apresentam um LCOE máximo entre 10% e 20% superior ao valor da tarifa de energia.

O desvio padrão é apresentado ao lado do coeficiente de variação e permite observar que o modelo de aquisição permite menor variância que os outros modelos, seguido do modelo de consórcio e o modelo de aluguel, mostra-se com maior potencial de variação.

#### 4.4 Resultados para outros indicadores

Observam-se que o Payback e a TIR em sua definição não se aplicam para o modelo de aluguel em virtude desse modelo de negócio não necessitar de um valor de investimento inicial. Por este motivo, estes métodos de avaliação de investimento não foram considerados nesta versão da metodologia.

Os resultados para o Índice de Lucratividade e de Valor Anual equivalente apresentam curvas semelhantes às do VPL, em função de sua definição considerar o VPL para obtenção do resultado. E, também não foram considerados nesta análise.

#### 4.5 Métricas de Risco VaR e CVaR

As métricas de risco VaR e CVaR aplicadas ao VPL para cada modelo de negócio correspondem ao investimento com horizonte de tempo de 25 anos e a um nível de confiança de 95%. Isto significa que em 100 casos, espera-se que pelo menos cinco apresentem resultados piores do que os calculados pelo VaR. Os resultados para VaR e CVaR são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - VaR e CVaR aplicados ao VPL

<b>Modelo\Valor</b>	<b>VaR</b>	<b>CVaR</b>
<b>Aquisição</b>	-12.106	-12.294
<b>Aluguel</b>	5.385	5.212
<b>Consórcio</b>	-25.881	-26.173

Observam-se valores de VaR negativos para os modelos de Aquisição e Consórcio, com valores de -12.106 e -25.881, respectivamente. Os valores de CVaR, resultante da média ponderada entre o VaR e seus valores excedentes, é positivo para o modelo de aluguel com valor de 5.212 e negativo para os modelos de aquisição e consórcio, com valores de -12.294 e -26.173, respectivamente. A diferença do VaR para o CVaR é de 1,55% para o modelo de aquisição, 3,21% para o modelo de aluguel e 1,13% para o modelo de consórcio.

## 4.6 Outras análises de Risco para VPL e LCOE

A partir das distribuições de probabilidade para VPL e LCOE, observam-se a probabilidade de o VPL ser menor do que zero, gerando perda de valor através do investimento e a probabilidade de o LCOE ser maior do que a atual tarifa de energia. Estas análises são apresentadas na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Tabela 16 – Outras análises de risco para VPL e LCOE

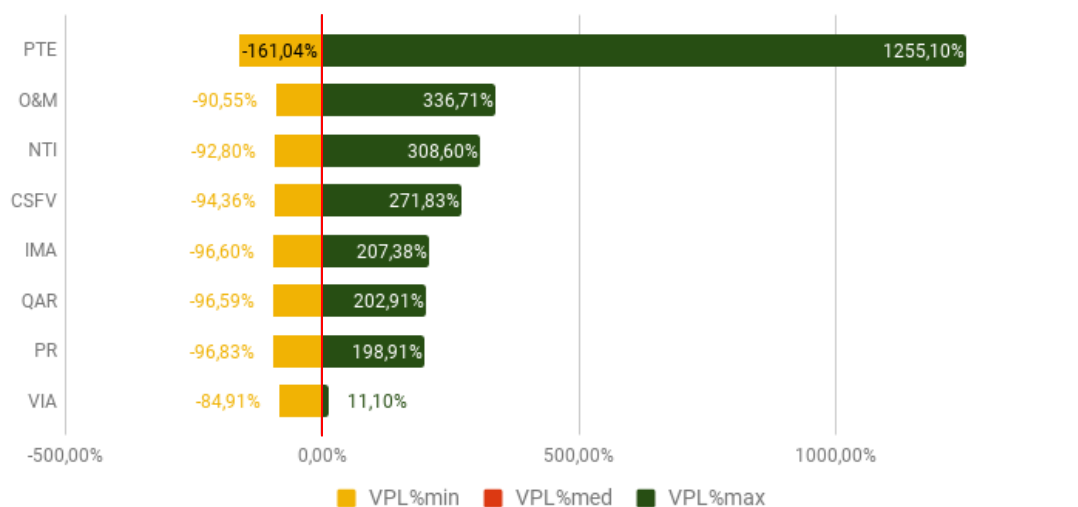
Modelo\Valor	VPL < 0	LCOE > PE
<b>Aquisição</b>	0,4514%	0,2480%
<b>Aluguel</b>	0,0000%	5,4910%
<b>Consórcio</b>	7,4927%	12,81%

## 4.7 Análise de sensibilidade

Para cada modelo de negócio, é possível realizar a análise de sensibilidade para o VPL e para o LCOE.

Primeiramente, avalia-se a sensibilidade do VPL à variação nos parâmetros de incerteza para o modelo de aquisição conforme mostrado na Figura 4.7

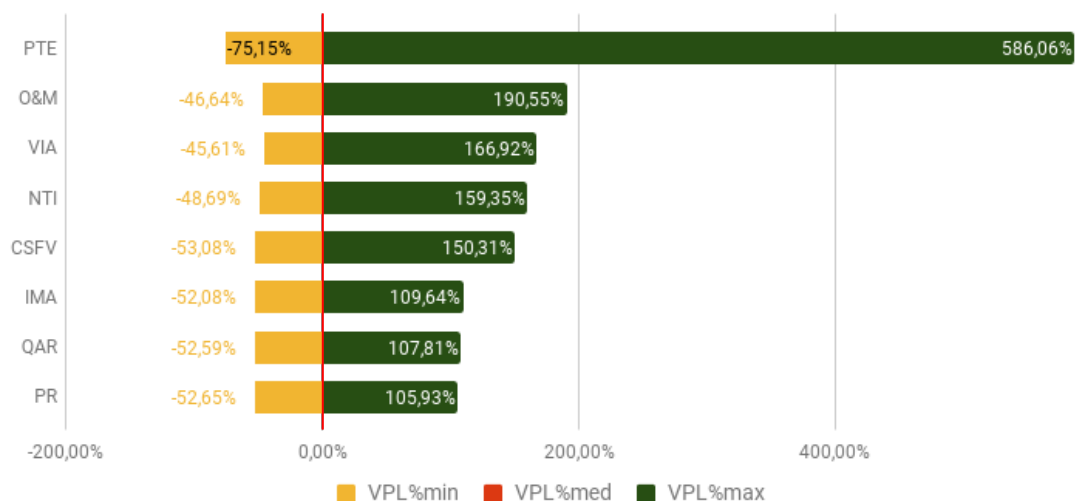
Figura 4.7 - Análise de sensibilidade do VPL para o modelo de aquisição



Observa-se que principal fator de variação do VPL é a variação na Tarifa de Energia (PTE) que pode determinar uma variação superior a 1.255% acima da média do VPL e superior a 161% abaixo da média do VPL somando uma variação total de mais de 1.416%. O segundo parâmetro de incerteza que influencia o VPL são os custos de Operação & Manutenção (O&M), seguido do Número de Trocas dos Inversores (NTI). O terceiro parâmetro é o Custo do Sistema Fotovoltaico (CSFV) e depois, observam-se os outros parâmetros de incerteza. O menos influente é a Variação InterAnual.

Na Figura 4.8 observa-se a análise de sensibilidade do VPL para o modelo de aluguel.

Figura 4.8 - Análise de sensibilidade do VPL para o modelo de aluguel



Observa-se mais uma vez o Preço da Tarifa de Energia como parâmetro de maior influência com variação total de mais de 661% com relação à média, sendo mais de 586% acima da média e mais de 75% abaixo da média.

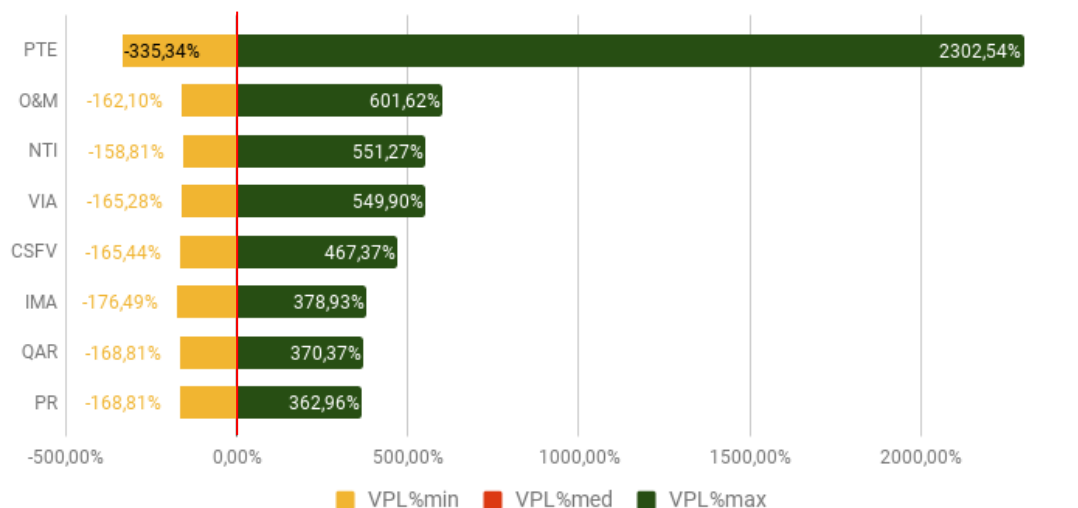
Posteriormente apresentam-se quatro incertezas, custos de Operação e Manutenção, Variação Interanual Número de Trocas do Inversor e Custo do Sistema Fotovoltaico apresentando-se com variações entre 150% e 190% acima da média e 46% a 53% abaixo da média.

E o grupo de incertezas menos influente é composto por Irradiação média anual, Queda no rendimento do sistema e Performance Ratio com

variações inferiores a 110% acima da média e inferiores a 53% abaixo da média.

A análise de sensibilidade do VPL para o modelo de consórcio é apresentada na Figura 4.9.

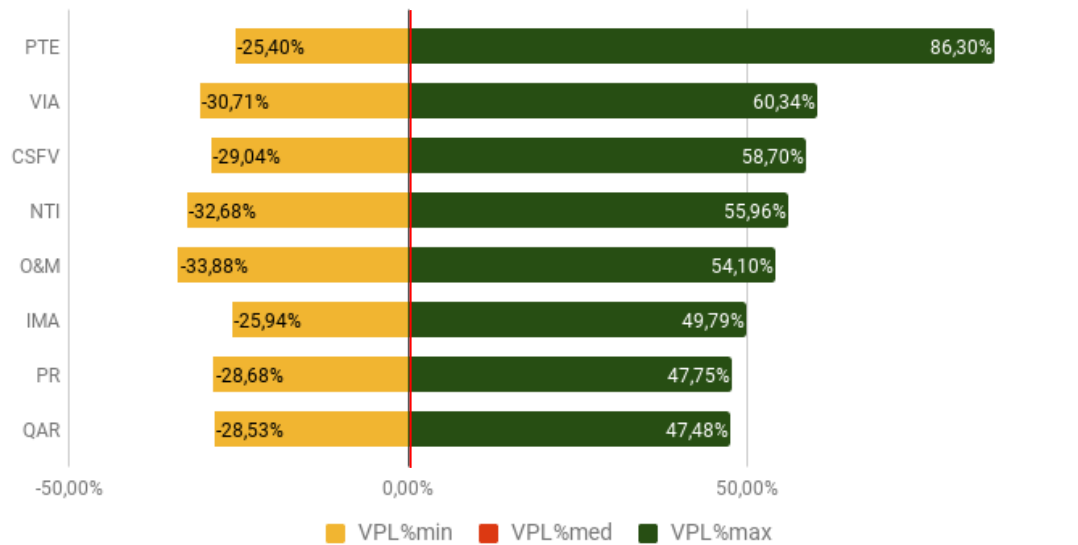
Figura 4.9 - Análise de sensibilidade do VPL para o modelo de consórcio



Novamente observa-se o Preço da Tarifa de Energia como o parâmetro mais sensível, causando variações de mais de 2300% (23 vezes a média) acima da média e mais de 335% abaixo da média. O segundo grupo de maior influência contempla os custos de operação e manutenção, número de trocas do inversor, Variação Interanual e Custo do sistema fotovoltaico. Restando com menor influência os parâmetros de Irradiação Média Anual, Queda Anual de Rendimento e Performance Ratio.

A análise de sensibilidade também é realizada para o LCOE. Figura 4.10, para o modelo de aquisição.

Figura 4.10 - Análise de sensibilidade do LCOE no modelo de aquisição

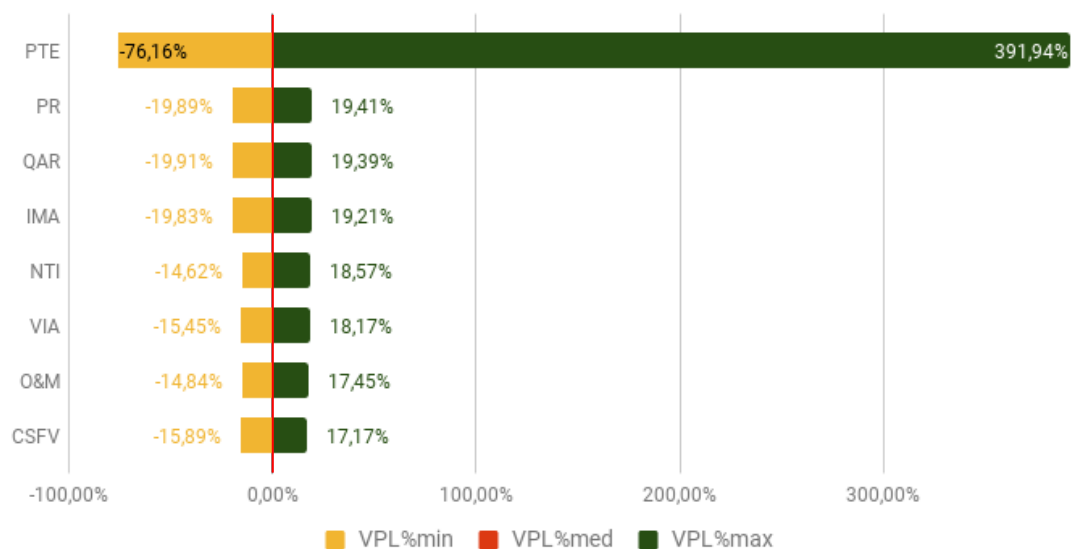


O LCOE no modelo de aquisição apresenta uma sensibilidade mais uniforme, com destaque para o Preço da Tarifa de Energia, que supera os 110% de variação total com relação à média sendo mais de 86% acima da média e mais de 25% abaixo da média.

Os demais parâmetros apresentam uma variação semelhante conforme visto na Figura 4.10.

A seguir, na Figura 4.11 analisa-se o LCOE para o modelo de Aluguel.

Figura 4.11 - Análise de sensibilidade do LCOE para o modelo de aluguel

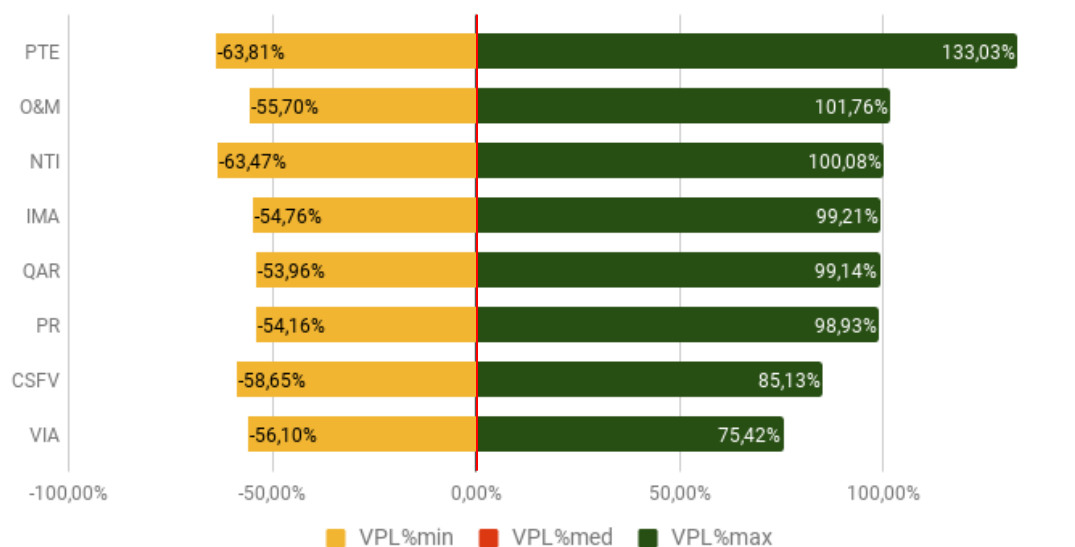




No modelo de aluguel, observa-se que o Preço da Tarifa de Energia apresenta uma variação bastante significativa superando os 467% com relação à média enquanto que todos os outros parâmetros de incerteza apresentam influência inferior a 40%.

Na Figura 4.12 apresenta-se o LCOE para o modelo de Consórcio

Figura 4.12 - Análise de sensibilidade do LCOE no modelo de consórcio



De modo geral, o modelo de consórcio é aquele que apresenta uma sensibilidade mais uniforme com relação aos parâmetros de incerteza.

Mais uma vez observa-se que o reajuste anual no preço da energia como o grande parâmetro de influência do LCOE com variação total superior a 197%. O parâmetro menos influente é a Variação Interanual.

#### 4.8 Análise para outros consumos médios mensais

Nesta seção é realizada a avaliação do comportamento do VPL e do LCOE para unidades consumidoras com diferentes consumos médios mensais.

Foram simulados mais quatro casos, além do estudo de caso analisado anteriormente, considerando um consumo médio mensal de 200, 400, 600 800 e 1.000 kWh. Cabe observar que quanto maior é o consumo médio mensal, maior é o tamanho do sistema fotovoltaico para atender a este consumo.

De acordo com a metodologia, a potência dos SFV adequada para atender ao consumo mensal de cada unidade consumidora (descontado a taxa

de disponibilidade) é apresentado na Tabela 17 – Outras análises de risco para VPL e LCOE.

Tabela 17 – Outras análises de risco para VPL e LCOE

<b>Consumo Médio Mensal (kWh)</b>	<b>Potência do SFV (kWp)</b>
<b>200</b>	1,75
<b>400</b>	3,51
<b>600</b>	5,5
<b>800</b>	7,02
<b>1.000</b>	8,77

Realizou-se a simulação do investimento em SFV para unidades consumidoras residenciais com outras faixas de consumo.

A seguir apresentam-se os resultados para VPL, LCOE e para as métricas de risco VaR e CVaR.

#### 4.8.1 VPL para outras unidades consumidoras

Os resultados para o VPL são apresentados na Tabela 18 - VPL para diferentes consumos.

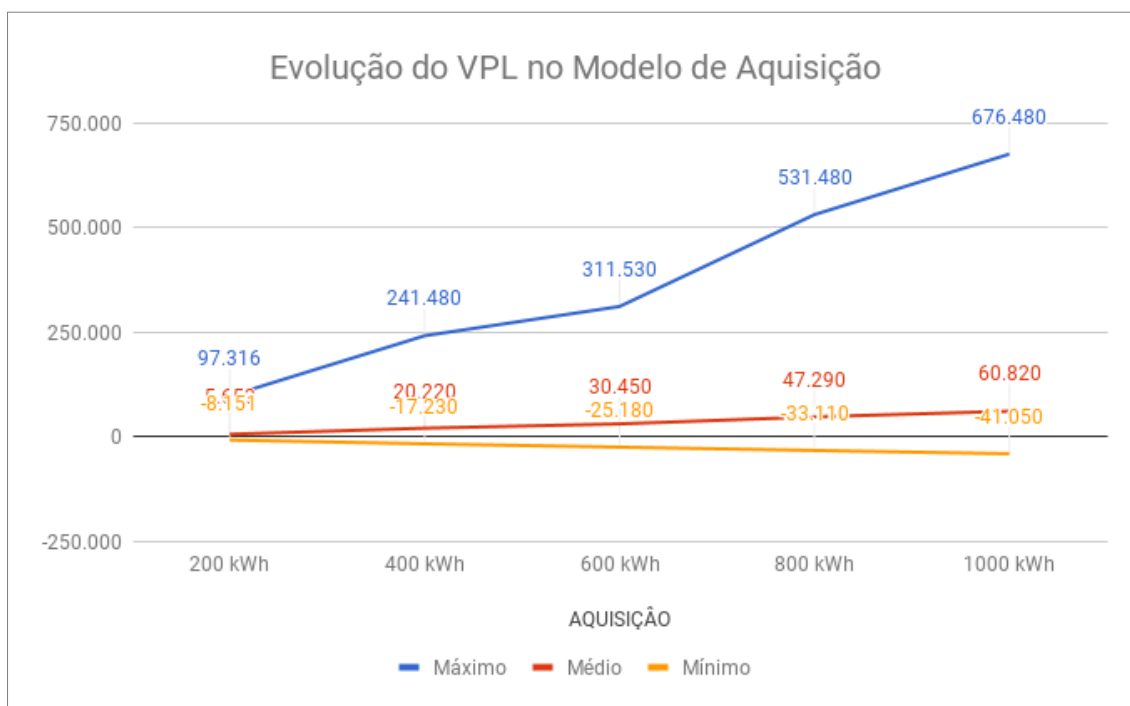
Tabela 18 - VPL para diferentes consumos

<b>Consumo</b>	<b>Variável/Modelo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Médio</b>	<b>Máximo</b>	<b>DP</b>	<b>CV</b>
<b>200</b>	Aquisição	-8.151	5.653	97.316	11.232	167,93
	Aluguel	910	3.735	22.520	2.302	58,13
	Consórcio	-45.755	-23.302	67.017	10.611	47,46
<b>400</b>	Aquisição	-17.230	20.220	241.480	67.430	32,24
	Aluguel	2.230	9.380	53.350	54.640	58,24
	Consórcio	-37.120	-2.570	218.190	56.160	99,62
<b>600</b>	Aquisição	-25.180	30.450	311.530	40.425	32,78
	Aluguel	3.600	14.090	71.250	8.191	58,13
	Consórcio	-40.050	14.040	272.190	38.854	76,67
<b>800</b>	Aquisição	-33.110	47.290	531.480	57.803	22,23
	Aluguel	4.840	20.220	116.500	11.794	58,31
	Consórcio	-36.860	37.000	520.450	56.027	51,42
<b>1.000</b>	Aquisição	-41.050	60.820	676.480	73.336	20,57
	Aluguel	6.140	25.650	148.070	14.959	58,33
	Consórcio	-36.720	56.790	671.580	71.262	25,49

Observa-se um comportamento proporcional do VPL com relação ao consumo médio mensal e conseqüentemente à Potência do Sistema Fotovoltaico.

A visualização gráfica do VPL considerando os diferentes consumos são apresentados na Figura 4.13.

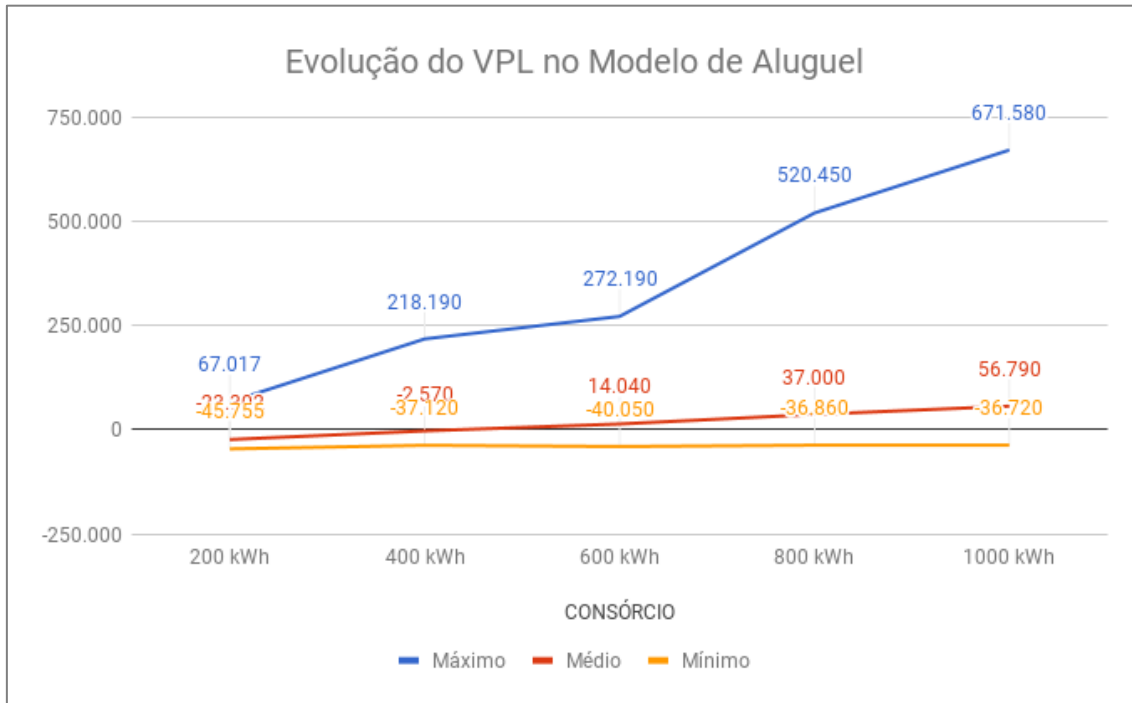
Figura 4.13 – Evolução do VPL no Modelo de Aquisição em UCs com diferentes consumos



Observa-se um crescimento linear dos valores máximos e médios do VPL e um decréscimo linear nos valores mínimos, ou seja, valores mínimos cada vez mais negativos.

O gráfico do VPL para o modelo de aluguel é apresentado na Figura 4.14.

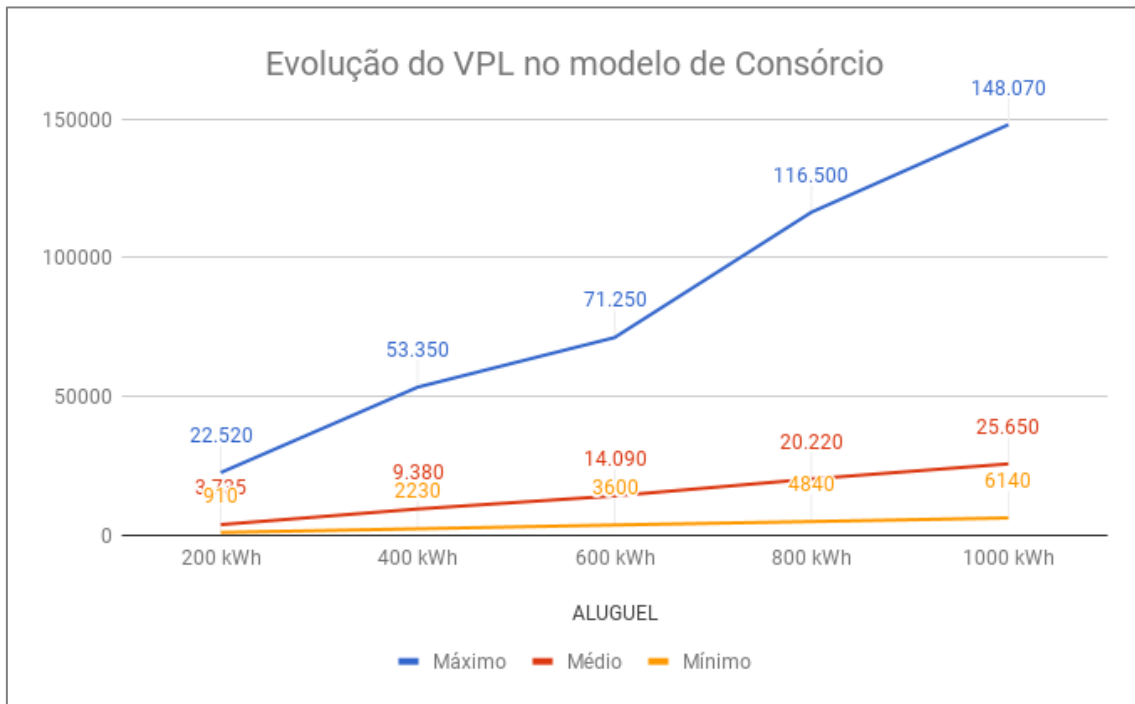
Figura 4.14 - Evolução do VPL no Modelo de Aluguel em UCs com diferentes consumos



Observa-se que os valores máximos e médios do VPL apresentam crescimento aproximadamente linear e proporcional ao consumo de energia. E os valores mínimos também apresentam crescimento, ou seja, os valores mínimos ficam cada vez maiores.

Os dados do modelo de consórcio são apresentados na Figura 4.15.

Figura 4.15 - Evolução do VPL no Modelo de Consórcio em UCs com diferentes consumos



Observa-se mais uma vez um comportamento quase linear para os valores máximos e médios com relação ao consumo e praticamente constante para os valores mínimos.

#### 4.8.2 LCOE para outras unidades consumidoras

Os valores de LCOE para unidades consumidoras com diferentes consumos são apresentados na Tabela 19.

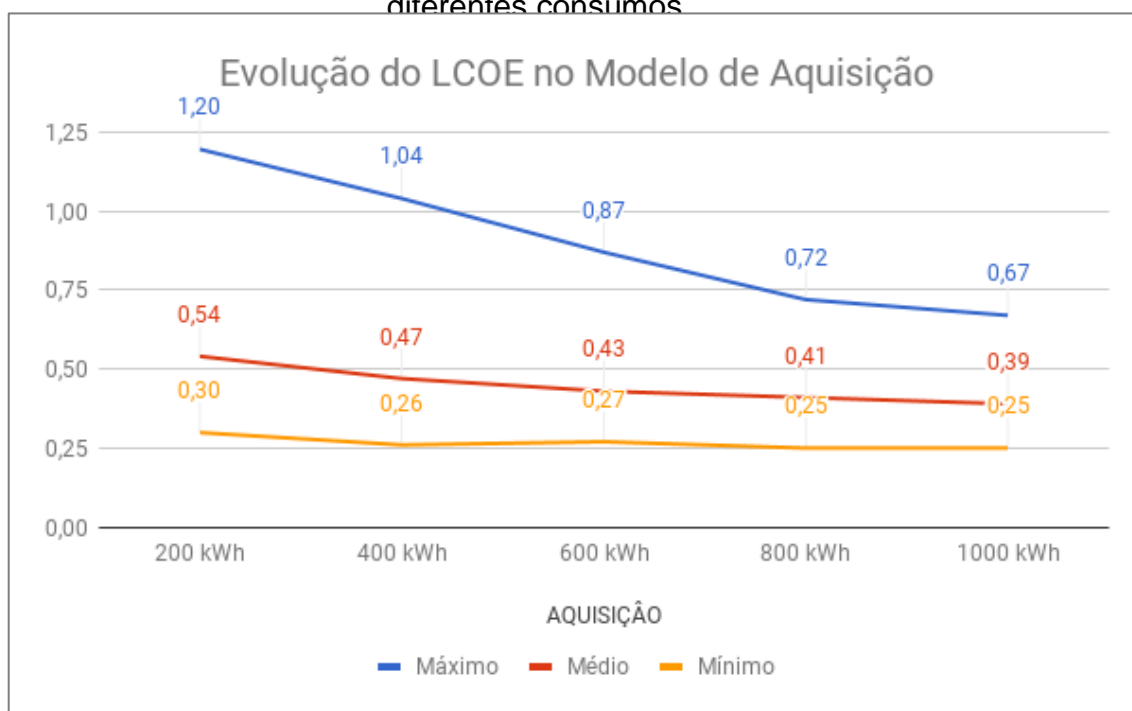
Tabela 19 - LCOE para diferentes consumos

<b>Consumo</b>	<b>Variável/Modelo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Médio</b>	<b>Máximo</b>	<b>DP</b>	<b>CV</b>
<b>200</b>	Aquisição	0,30	0,54	1,20	0,46	85,87
	Aluguel	0,17	0,87	4,30	2,21	252,76
	Consórcio	0,18	0,68	1,50	0,66	97,58
<b>400</b>	Aquisição	0,26	0,47	1,04	0,10	20,64
	Aluguel	0,15	0,76	3,74	0,41	54,64
	Consórcio	0,16	0,59	1,30	0,20	33,62
<b>600</b>	Aquisição	0,27	0,43	0,87	0,07	17,78
	Aluguel	0,17	0,72	2,94	0,40	55,22
	Consórcio	0,12	0,41	0,91	0,14	33,79
<b>800</b>	Aquisição	0,25	0,41	0,72	0,06	16,10
	Aluguel	0,15	0,75	3,68	0,41	54,39
	Consórcio	0,09	0,33	0,68	0,10	31,04
<b>1.000</b>	Aquisição	0,25	0,39	0,67	0,06	15,28
	Aluguel	0,15	0,75	3,66	0,41	54,34
	Consórcio	0,08	0,28	0,55	0,08	30,19

Observa-se também uma tendência de redução do LCOE na medida em que o consumo aumenta, ou seja, para SFVs maiores, o LCOE tende a ser menor.

O gráfico do LCOE para o modelo de aluguel em unidades consumidoras com diferentes consumos é apresentada na Figura 4.16.

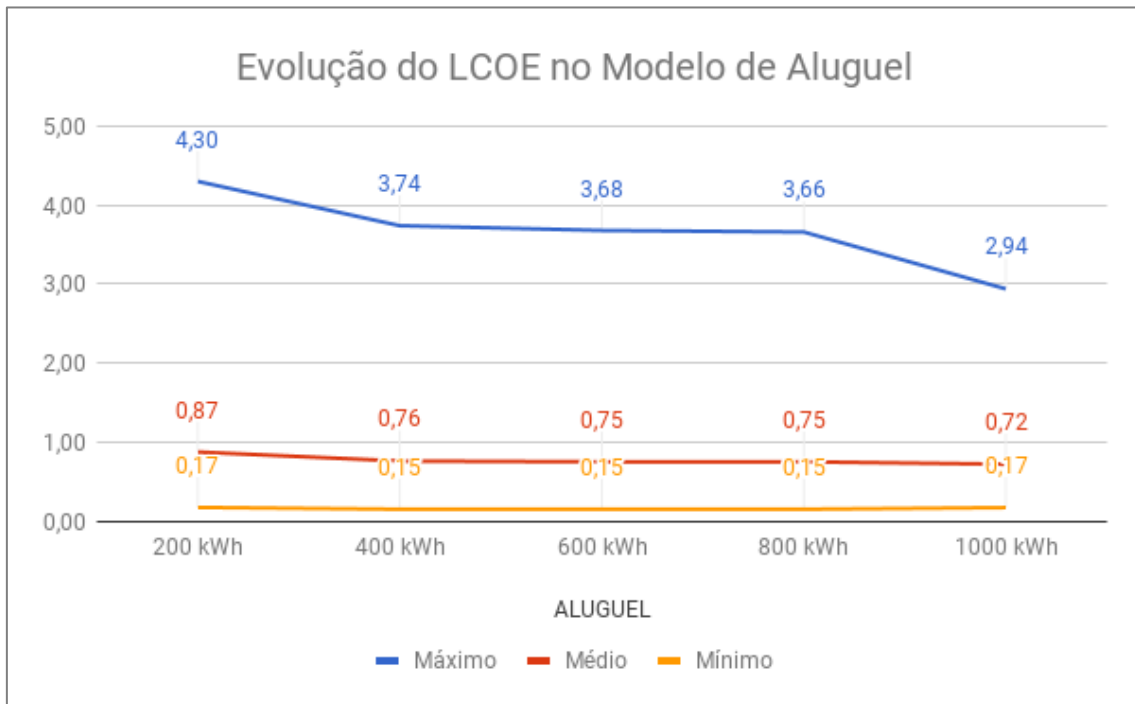
Figura 4.16 - Evolução do LCOE no Modelo de Aquisição em UCs com diferentes consumos



Observa-se que na medida em que o consumo aumenta, os valores máximos, médios e mínimos do LCOE no modelo de aquisição diminuem.

O gráfico do LCOE para o modelo de aluguel em unidades consumidoras com diferentes consumos é apresentado na Figura 4.17.

Figura 4.17 - Evolução do LCOE no Modelo de Aluguel em UCs com diferentes consumos

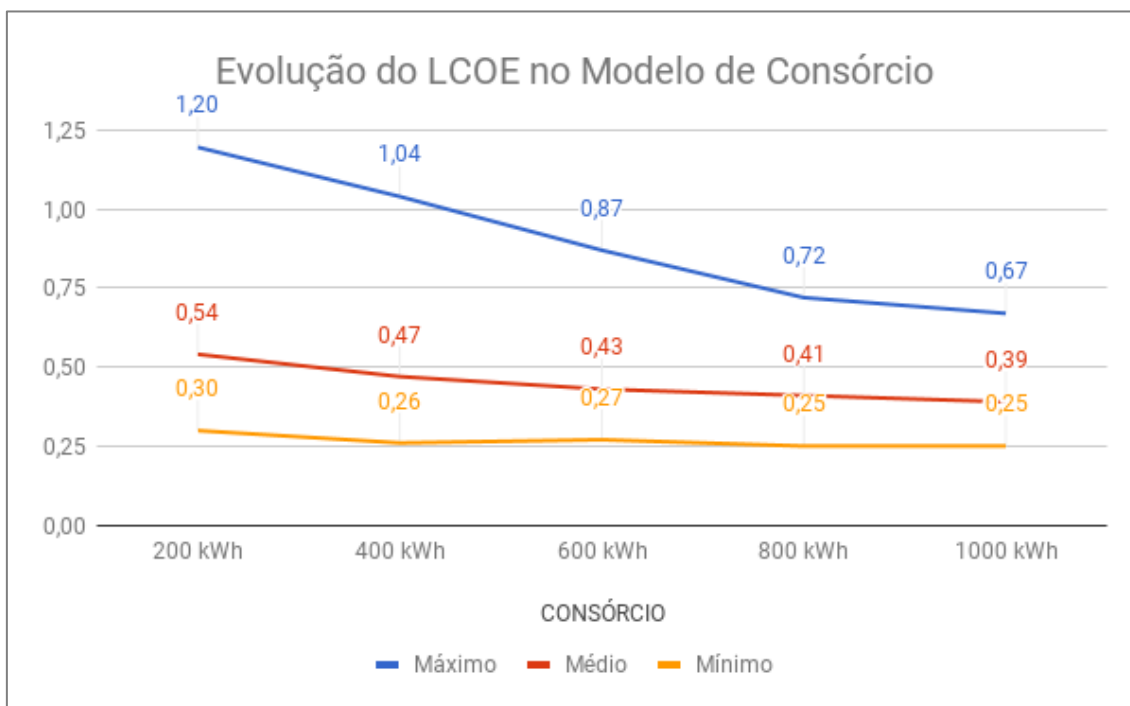


No modelo de aluguel, o LCOE apresenta um comportamento praticamente constante para os valores médios e mínimos, enquanto que o valor máximo do LCOE apresenta redução na medida em que o consumo da unidade consumidora aumenta.

O gráfico do LCOE para o modelo de consórcio em unidades consumidoras com diferentes consumos é apresentado na Figura 4.18.



Figura 4.18 - Evolução do LCOE no Modelo de Consórcio em UCs com diferentes consumos



O LCOE para o modelo de consórcio apresenta uma redução para os valores máximos, médios e mínimos de forma inversamente proporcional ao aumento do consumo médio mensal da unidade consumidora.

#### 4.8.3 VaR e CVaR para outras unidades consumidoras

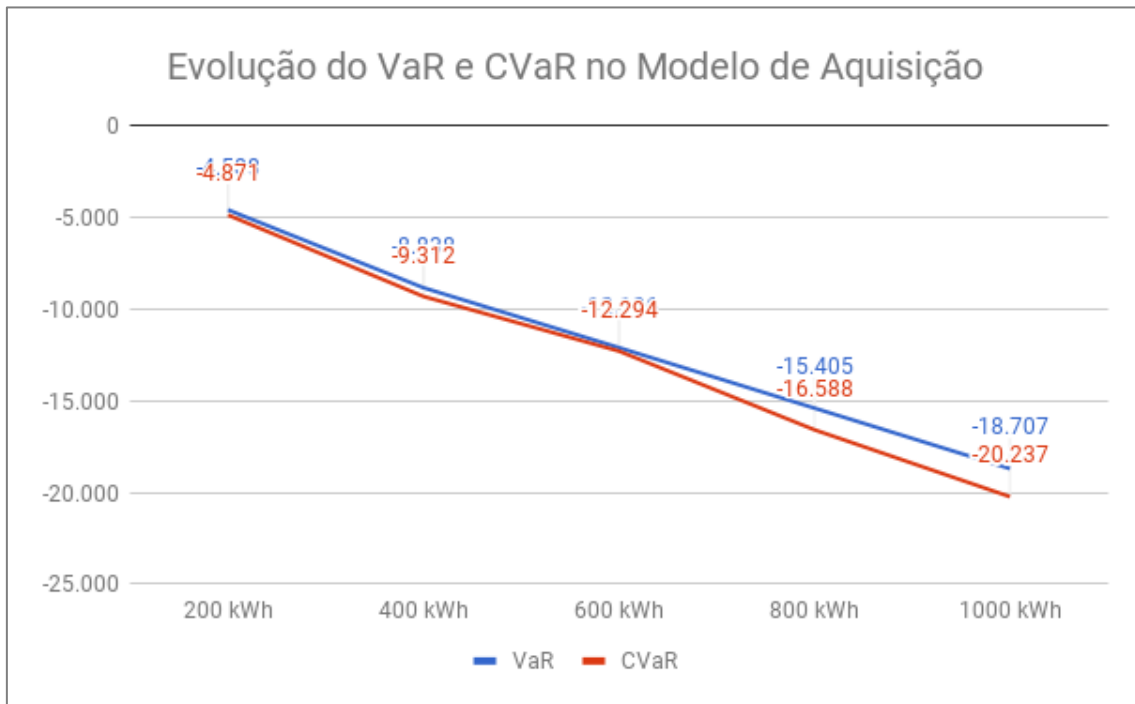
As métricas de risco VaR e CVaR para diferentes consumos é apresentada na Tabela 20.

Tabela 20 - Métricas de Risco para diferentes consumos

<b>Consumo</b>	<b>Variável/Modelo</b>	<b>VaR</b>	<b>CVaR</b>
<b>200</b>	Aquisição	-4.588	-4.871
	Aluguel	1.681	1.645
	Consórcio	-3.340	-3.376
<b>400</b>	Aquisição	-8.838	-9.312
	Aluguel	3.416	3.305
	Consórcio	-18.459	-18.937
<b>600</b>	Aquisição	-12.106	-12.294
	Aluguel	5.385	5.212
	Consórcio	-22.153	-22.536
<b>800</b>	Aquisição	-15.405	-16.588
	Aluguel	7.355	7.121
	Consórcio	-25.881	-26.173
<b>1.000</b>	Aquisição	-18.707	-20.237
	Aluguel	9.325	9.031
	Consórcio	-29.635	-29.780

A evolução do VaR e do CVaR para o modelo de aquisição nas diferentes unidades consumidoras é apresentado na Figura 4.19.

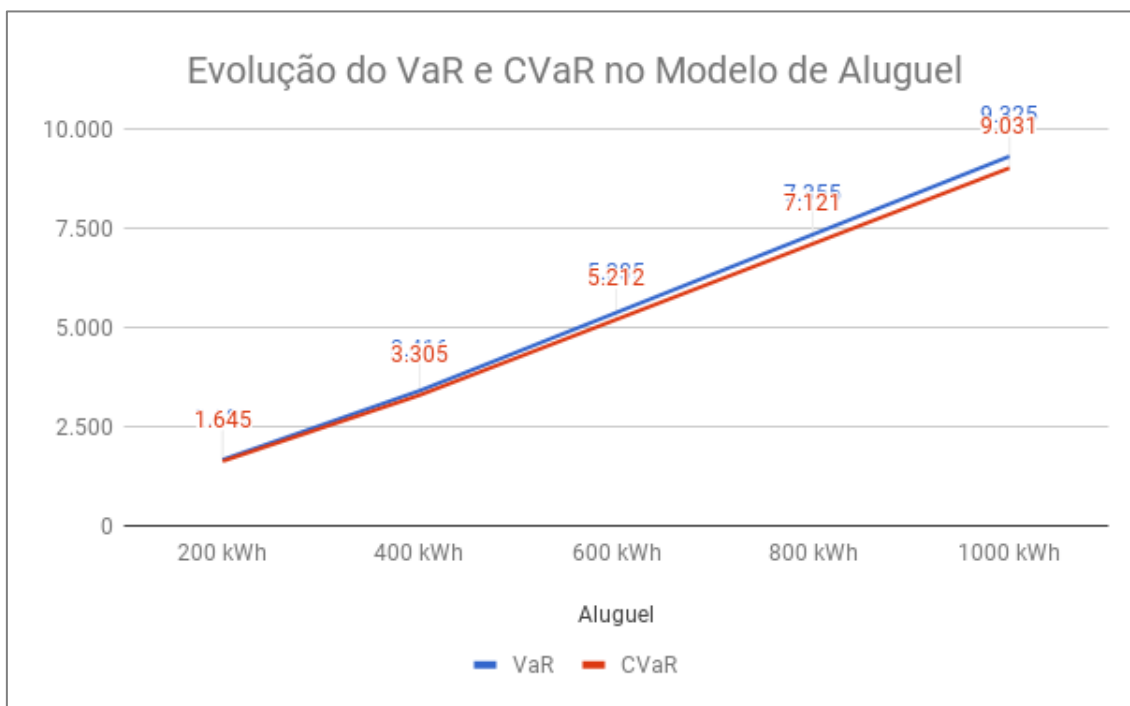
Figura 4.19 - Evolução do VaR e CVaR no modelo de Aquisição em UCs com diferentes consumos



Observa-se que na medida em que para consumos médios mensais maiores, ou seja, maiores sistemas fotovoltaicos, o VaR e o CVaR decrescem, ficam mais negativos denotando uma possibilidade maior de perda.

Para o modelo de aluguel, a evolução do VaR e do CVaR é apresentada na Figura 4.20.

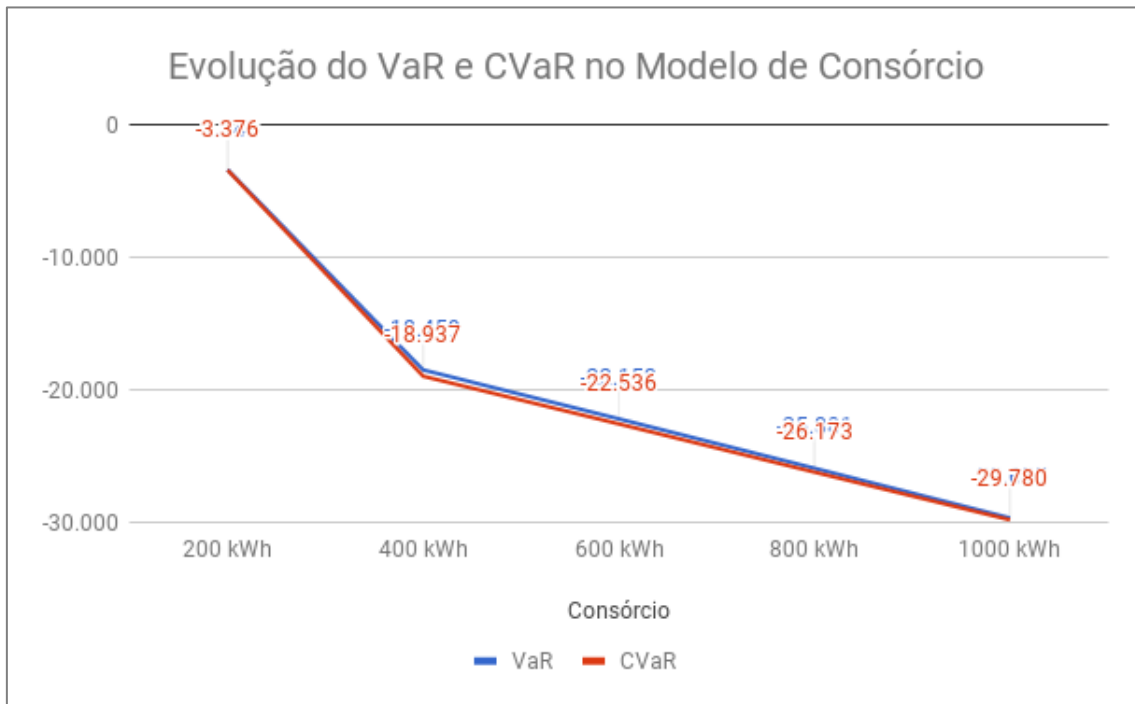
Figura 4.20 - Evolução do VaR e CVaR no modelo de Aluguel em UCs com diferentes consumos



No modelo de Aluguel, conforme aumenta o consumo médio mensal, o VaR e o CVaR aumentam, assumindo valores positivos cada vez maiores. Isto representa que o risco de perda vai diminuindo na medida em que o consumo da unidade consumidora é maior.

Para o modelo de consórcio, a evolução do VaR e do CVaR é apresentada na Figura 4.21.

Figura 4.21 - Evolução do VaR e CVaR no modelo de Consórcio em UCs com diferentes consumos



No modelo de consórcio os valores de VaR e CVaR assumem valores mais negativos, assim como ocorre no modelo de aquisição. Logo, na medida em que a unidade consumidora possui consumo maior e requer um sistema fotovoltaico maior, o risco de perda aumenta.

## 5 Conclusões

O capítulo de conclusões apresenta uma sessão que trata dos resultados da metodologia e outra com as propostas de continuidade e trabalhos futuros.

### 5.1 Conclusões das análises

A análise de resultados permite obter conclusões sobre a implementação da metodologia e dos modelos de negócio avaliados.

De acordo com o objetivo geral, propôs-se uma metodologia para análise de investimentos em sistemas fotovoltaicos considerando as incertezas associadas ao investimento e às métricas de risco dentro do contexto da REN nº687 para os consumidores residenciais.

Entre os objetivos específicos, destaca-se que:

- Os parâmetros de incerteza foram identificados e classificados em grupos para facilitar as análises;
- Foram obtidas as distribuições de probabilidade dos métodos de avaliação de investimento em SFV: VPL e LCOE;
- As métricas de risco VaR e CVaR foram inseridas na avaliação de investimento dos SFV aplicando-se sobre o VPL.

A metodologia foi baseada no método de simulação de Monte Carlo, o que contou com a modelagem das distribuições de probabilidade das variáveis de entrada (parâmetros de incerteza).

Os parâmetros de incerteza foram determinados a partir da literatura. Percebe-se um importante desafio devido à escassez de dados históricos sobre os sistemas fotovoltaicos no Brasil. Atribui-se esta escassez ao fato de o mercado fotovoltaico brasileiro ser relativamente novo, com apenas 5 anos da publicação de sua regulamentação.

A modelagem das incertezas foi convenientemente organizada em três grupos. Esta organização facilitou seu estudo e modelagem. Contudo, a falta de dados e descrições pouco aprofundadas sobre as propriedades estatísticas das incertezas apresentaram um contexto favorável ao uso da distribuição normal para modelar a grande maioria das incertezas. É possível que haja distribuições mais adequadas para cada parâmetro, e isto representa uma

oportunidade de desenvolvimento de novos trabalhos, todavia, o uso da distribuição normal foi uma alternativa válida para avaliar a variabilidade das variáveis aleatórias.

A média e o desvio padrão foram obtidos da literatura em virtude da falta de dados históricos para o Brasil. É uma realidade que aos poucos poderá ser modificada, na medida em que o número de SFV crescer no país.

As incertezas de mercado apresentam um nível de complexidade maior, uma vez que seus parâmetros estão relacionados a contextos políticos e econômicos de difícil modelagem. As mudanças regulatórias foram consideradas intrinsecamente nas variações da tarifa de energia. Mudanças regulatórias que podem modificar o mecanismo *Net Metering* não foram consideradas na metodologia proposta.

O trabalho contou com importantes contribuições a partir da observação, entrevistas e pesquisa junto aos agentes de mercado. Principalmente no que se refere aos modelos de negócio praticados no mercado fotovoltaico, nos valores praticados de preços e percentuais e na modelagem do fluxo de caixa.

Na modelagem dos fluxos de caixa, considerou-se as características de cada modelo. O modelo de aquisição é mais tradicional e foi modelado conforme apresentado na literatura. Os modelos de aluguel e consórcio foram modelados conforme as orientações dos agentes de mercado contatados ao longo do desenvolvimento do trabalho.

Alguns dados e informações faltantes na literatura ou em bancos de dados históricos foram coletados na medida em que se apresentam na realidade prática do mercado. Esta dinâmica deu maior aplicabilidade para o trabalho e revelou novas oportunidades de estudo.

A natureza do trabalho associa os conceitos técnicos e tecnológicos, parâmetros de projeto, disponibilidade do recurso com as informações econômicas que envolvem a política energética e os aspectos regulatórios. Esta agregação com outras áreas do conhecimento é outro ganho percebido neste trabalho.

Entre as conclusões a cerca dos resultados da metodologia pode-se destacar que buscou-se implementar todos os métodos tradicionais de análise de investimento: VPL, a TIR, o LCOE, e o Payback (descontado). Contudo, ao realizar a implementação, percebeu-se que a TIR e o Payback não são

indicadores eficazes para uma avaliação do modelo de aluguel uma vez que não há descapitalização. O mesmo pode ocorrer para o modelo de consórcio nos casos em que o investidor for contemplado logo no primeiro ano. Então optou-se por considerar de forma objetiva, apenas o VPL e o LCOE na análise de resultados.

As métricas VaR e CVaR foram aplicadas ao VPL e permitiram identificar o pior cenário que o investidor pode enfrentar. Trata-se aqui de uma abordagem pouco explorada nos trabalhos da literatura no contexto dos sistemas fotovoltaicos. E a avaliação dessas métricas permite concluir acerca do valor do modelo de aluguel, que embora não seja o mais rentável, é o mais adequado para o investidor que prioriza o baixo risco, pois seu VaR e CVaR são os únicos positivos.

No universo de aplicação da metodologia, as métricas de risco potencializam os resultados que poderão ser utilizados no processo de decisão do investidor.

A inclusão dos diferentes modelos de negócio e das métricas de risco representam atributos de inovação do trabalho tanto no contexto acadêmico quanto mercadológico.

Para o estudo de caso inicial, analisado no contexto atual do mercado fotovoltaico, percebe-se que todos os modelos de negócio, em todos os cenários apresentam um VPL médio significativamente positivo. O modelo de aluguel não apresenta risco de representar perdas ao investidor, enquanto que o modelo de aquisição apresenta uma probabilidade menor que 1% de dar prejuízo. Esta probabilidade aumenta para o modelo de consórcio com o valor superior a 7%.

Apesar disso, o modelo de aluguel apresenta um ganho limitado. Enquanto a os valor máximos dos modelos de aquisição e consórcio podem atingir de 30 a 50 vezes o valor médio do VPL, o valor máximo do modelo de aluguel é inferior a 3 vezes o valor médio.

A Análise de Sensibilidade do VPL revela que a Tarifa de Energia é o principal fator de influência tanto para o VPL quanto para o LCOE. Assim como os principais fatores que influenciam na sensibilidade destes indicadores são as incertezas do grupo de mercado e do grupo de performance do sistema fotovoltaico.



O modelo de aluguel possibilita que o risco seja compartilhado entre o investidor (cliente final) e o integrador. O integrador adquire os equipamentos, faz o projeto e a instalação para ser remunerado no longo prazo. E o investidor (cliente final) assume um contrato de longo prazo, confiando (através de contrato) que a tarifa de energia do SFV no modelo de aluguel será mais atrativa do que a energia da concessionária de energia. Por este motivo, do ponto de vista do investidor (cliente final) tanto o VPL quanto o LCOE apresentam sensibilidade maior à variação na tarifa de energia com relação aos outros parâmetros de incerteza.

Pode-se classificar os modelos de negócio através de suas vantagens e desvantagens e principalmente utilizar os resultados da metodologia para relacionar o modelo mais adequado a determinado perfil de investidor.

O modelo de aquisição apresenta a vantagem de apresentar maior retorno sobre o investimento. Contudo, o investidor assume o risco sozinho e enfrenta uma severa descapitalização na adesão ao sistema.

O modelo de aluguel, na forma como foi considerado no trabalho apresenta o menor risco uma vez que ele é diluído em um contrato de longo prazo no qual o integrador acaba assumindo parte dele. A grande vantagem é a garantia de que haverá economia com o gasto de energia. A desvantagem é o ganho limitado pelo contrato.

O modelo de consórcio apresenta a vantagem de amenizar a descapitalização inicial do modelo de aquisição. Como desvantagem apresenta maior risco de perda.

Os resultados levaram em consideração uma modelagem de incertezas baseadas, principalmente, em estudos realizados em outros países. Este fato se deve à escassez de dados dos SFV no Brasil.

O estudo da metodologia limitou-se a aplicação em unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e da classe residencial. A metodologia pode ser utilizada para análise de viabilidade em outras classes de consumo como indústrias, comércios, unidades rurais e outros, e, também, para as unidades consumidoras do grupo A.

Há espaço para explorar mais detalhes de cada modelo de negócio, bem como de estender a aplicação do trabalho para outras regiões do país, considerando outras concessionárias de energia e outras condições de preço

de energia e outros agentes, como clientes do grupo A, as próprias concessionárias e outros. Pois considerando os resultados obtidos a partir do cenário atual, os sistemas fotovoltaicos mostram-se como um investimento bastante atrativo.

Quando aplicada em unidades consumidoras com diferentes consumos médios mensais, a metodologia apresenta um comportamento diretamente proporcional para o VPL, pois quanto maior o consumo médio mensal, maior é SFV (potência do SFV) e maior é o VPL. O LCOE apresenta comportamento inversamente proporcional. Verifica-se que o modelo de aluguel apresenta VPL e LCOE com menor taxa de variação do que os modelos de aquisição e consórcio. Este comportamento está relacionado ao preço do sistema fotovoltaico que é menor para potências maiores.

As métricas de risco apresentam resultados mais negativos quanto maior for o SFV (o que significa que o investimento inicial será maior) nos modelos de aquisição e consórcio. No modelo de aluguel, VaR e CVaR apresentam valores mais positivos, ou seja, menor risco na medida que o tamanho do sistema aumenta.

Destaca-se que o modelo de negócio de aquisição tem a vantagem de proporcionar maior VPL, embora haja necessidade de uma descapitalização por parte do investidor, o que aumenta o risco do investimento. O modelo de consórcio traz a comodidade de evitar uma descapitalização através de pagamentos pré-definidos em um período específico. A desvantagem deste modelo é que o sistema pode demorar a estar disponível e uma vez que ele esteja operante, os riscos são os mesmos identificados no modelo de aquisição. O modelo de aluguel tem a vantagem de possibilitar que o risco seja dividido entre o integrador e o investidor (cliente final). A desvantagem que o VPL será menor neste modelo de negócio.

Cada modelo de negócio está adequado a um determinado perfil de investidor. É importante considerar as características de cada perfil ao optar pelo investimento em Sistemas Fotovoltaicos.

## 5.2 Publicações

O trabalho originou, até o momento, uma publicação no VI Congresso Brasileiro de Energia Solar realizado em Belo Horizonte, 04 a 07 de abril de

2016 com o título: ANÁLISE DE RISCO PARA O INVESTIMENTO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA. Este artigo abordou o início do desenvolvimento da metodologia, a qual foi aplicada apenas como modelo aquisição do SFV.

Planeja-se a elaboração de outro artigo após a defesa do trabalho, considerando a evolução da metodologia e os resultados da análise mais aprofundada com os outros modelos.

### 5.3 Proposta de trabalhos futuros

O tema relacionado à análise de investimentos mescla conceitos técnicos e econômicos. Esta união representa uma área rica de estudo, ainda mais em se tratando de um contexto tão inovador. A proposta do trabalho apresenta-se com elevado potencial de continuidade através de algumas sugestões listadas a seguir:

- Aplicar a metodologia em outras regiões o país;
- Aprofundar a modelagem das incertezas;
- Considerar diferentes cenários regulatórios;
- Utilizar outras métricas de risco de investimentos;
- Aplicar a metodologia para outros clientes, principalmente clientes do grupo A;
- Fazer uma análise dos métodos de investimento considerando a inserção das incertezas uma a uma, como feito em DRURY (2014) que vai analisando os resultados na medida em que novos parâmetros de incerteza vão sendo considerados;
- Analisar a atratividade do investimento em SFV do ponto de vista das distribuidoras de energia;
- Considerar a inclusão de sistemas híbridos, com armazenamento de energia.

## 6 Referências

ABINEE. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, jun. 2012.

ABSOLAR, 2017. Apresentação realizada na Brasil Solar Power 2017, Rio de Janeiro. Julho de 2017.

ABRADEE, 2017. Disponível em:  
<http://www.abradee.com.br/financeiro/mapas-aliquotas-icms/residencial>  
Acessado em maio de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. ed – Brasília : ANEEL, 2016.

ANEEL 2015. Nota técnica 0017\_2015. ANEXO III - Pesquisa de Satisfação de GD. Disponível em:  
[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota\\_tecnica\\_0017\\_2015\\_srd\\_-\\_anexo\\_iii\\_-\\_pesquisa\\_satisfacao\\_2014.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd_-_anexo_iii_-_pesquisa_satisfacao_2014.pdf)  
Acessado em maio de 2017.

ANEEL 2015. Nota técnica 0017\_2015. ANEXO V - Avaliação de cenários. Disponível em:  
[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota\\_tecnica\\_0017\\_2015\\_srd\\_-\\_anexo\\_v\\_-\\_air.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd_-_anexo_v_-_air.pdf)  
Acessado em maio de 2017.

ANEEL, 2005. Atlas da Energia Elétrica. Cap. 3 - Atlas da Energia Solar. Brasília, ANEEL, 2005.

ANEEL, 2008. Por dentro da Conta de Luz. Disponível em:  
[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/catilha\\_1p\\_atual.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/catilha_1p_atual.pdf)

ANEEL, 2012. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012.

Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>  
Acessado em maio de 2017.

ANTONIK, L. R. A. Administração financeira das pequenas e médias empresas: ferramentas financeiras simples auxiliam na gestão da empresa e orientam a tomada de decisões. *FAE BUSINESS.*, 8, 35-38, **2004**.

ARAÚJO, A.; MONTINI, C.; de ÁVILA, A. Análise de métricas de risco na otimização de portfólios de ações. *Artigo da Revista de Administração*, 50, 2, 208-228, **2015**. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/rausp/v50n2/0080-2107-rausp-50-02-0208.pdf>

ARTZNER, P.; *et al.* Coherent measures of risk. *Mathematical Finance*, 9, 3, 203-228, 1999.

BAGHER, A.M. Types of Solar Cells and Application. *American Journal of Optics and Photonics.*, 94-113, **2015**.

BANCO DE CABO VERDE. O que é inflação? Caderno BCV - Série Educação Financeira - nº07, 2008. Disponível em: <http://www.bi.cv/upl/%7B3699e14a-0504-4d05-b557-2a66cc283160%7D.pdf>  
Acessado em maio 2017.

BENEDITO, Ricardo S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no brasil, sob aspectos técnico, econômico e regulatório**. Dissertação de mestrado do Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. 2009.

BHATTACHARYA, J. Conditional value at risk calculator. *Invest Solver Engineering Methods for Business and Investing*. Maio de 2016. Disponível em:

<http://investsolver.com/conditional-value-risk-calculator/> Acessado em maio de 2017.

BLUESOL, 2014 ZILES, Roberto *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica** – São Paulo : Oficinas de texto, 2012. Disponível em <http://ofitexto.arquivos.s3.amazonaws.com/degustacao-ok.pdf> Acesso em maio de 2017.

BRAGA, Renata P. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2008.

BRASIL, H., Análises de Investimentos, Moderna, **2003**.

CASTOLDI, A. Notas de Aula de Economia. Unijuí, **2007**.

CHESTANEY, Nina. **New global solar capacity could surpass 2016 record this year**. Reuters, 30 de maio de 2017. Disponível em: <http://www.reuters.com/article/us-global-solar-idUSKBN18Q131> Acessado em maio de 2017.

CRESESB, 2017. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br> Acessado em Janeiro de 2017.

DB-City, 2017. Disponível em: [db.city.com](http://db.city.com) - localização de Belo Horizonte. Acessado em Janeiro de 2017.

DENARDIN, A. A. 2004. A importância do Custo de Oportunidade. *ConTexto*, Porto Alegre, 4, 6, **2004**.

DINIZ, J.; UTURBEY, W.; LOPES, B. et al. **Análise de risco para o investimento em geração distribuída fotovoltaica**. Congresso Brasileiro de Energia Solar 2016 (CEBENS). Belo Horizonte, MG - 2016.

DIRK, C.; KURTZ, S. Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. Journal article. National Renewable Energy Laboratory (NREL) / JÁ-5200-51664., **2012**.

DOWNS, R. PVUSA Procurement, Acceptance, and Rating Practices for Photovoltaic Power Plants. PG&E Co. Report #95-30910000.1, Sept. **1995**.

DRURY, E. *et al.* (2014). Photovoltaic Investment Risk and Uncertainty for Residential Customers. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4,1, **2014**.

EPE, 2014, NOTA TÉCNICA DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, Outubro de 2014.

EPE, 2014. NOTA TÉCNICA DEA 19/14. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf) Acessado em maio de 2017.

ERWES, Hanno; FORLI, Cristiane; DEIENNE, Roberto. **Condições de importação de equipamentos de mini & microgeração distribuída fotovoltaica no brasil**. Cooperação Alemã para Desenvolvimento - GIZ, Novembro de 2012. Disponível em: [http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2013/08/estudo\\_importacao.pdf](http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2013/08/estudo_importacao.pdf) Acessado em maio de 2017.

FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMICS AFFAIR AND ENERGY, 2017 Disponível em: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/renewable-energy.html> Acessado em maio de 2017.

GALVÃO, M.; POGGI, E., Módulo, Avaliação de Riscos em Segurança da Informação com o Security Check-up, **2002**.

GAZOLI, Jonas R. e VILLALVA, Marcelo G. **Energia solar fotovoltaica - conceitos e aplicações - sistemas isolados e conectados à rede**. 224 p. Editora Érica. 2012.

GOULART. A. M. C. Custo de oportunidade: oculto na contabilidade, nebuloso na mente dos contadores. *Revista de Contabilidade e Finanças*. 13, 30, **2002**.

GRENNER LTDA. **Resultados do mercado Fotovoltaico Brasileiro - Apresentação dos resultados gerais do setor 1º Semestre de 2017**. Enova Solar LTDA, Março de 2017.

DIERAUF, T.; GROWITZ, A.; KURTZ, S. *et al.* **Weather-Corrected Performance Ratio**. Technical Report NREL/TP-5200-57991 April 2013.

GUIA DO CRÉDITO, 2017. Site: <https://guiadocredito.com/como-funciona-um-consorcio/> . Acessado em: Março de 2017.

GUTIERRES, A. C. O que é inflação?. Revista eletrônica de administração – ISSN 1676-6822 Periodicidade semestral – Edição número 6 – 2004 Disponível em: [http://faef.revista.inf.br/imagens\\_arquivos/arquivos\\_destaque/TXdwuGboDpi8Fv0\\_2013-4-24-14-47-43.pdf](http://faef.revista.inf.br/imagens_arquivos/arquivos_destaque/TXdwuGboDpi8Fv0_2013-4-24-14-47-43.pdf) Acessado em maio 2017.

HEINEMANN, Detlev. *et al.* **30 Years at the Service of Renewable Energies**. Einblicke, n. 54, p. 39, 2011.

HINKELMAN, L. M. *et al.*,. Surface insolation trends from satellite and ground measurements: comparisons and challenges. *J. Geophys. Res.*114, D00D20, **2009**.

HUHNEM, O. L.; BAUER, O. R. Matemática financeira aplicada e análise de investimentos. São Paulo, Altas, **1996**.



IBGE, 2017 Disponível em:  
[http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc\\_ipca/defaultseriesHist.shtml](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultseriesHist.shtml) Acessado em maio de 2017.

INMETRO, 2017. Disponível em:  
[http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela\\_fotovoltaiico\\_modulo.pdf](http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaiico_modulo.pdf)  
Acessado em maio de 2017.

JAHN, e NASSE 2004 Disponível em:  
[http://138.4.46.62:8080/ies/ficheros/2\\_52\\_ref3.pdf](http://138.4.46.62:8080/ies/ficheros/2_52_ref3.pdf) Acessado em maio de 2017.

JORION, P. Value at risk: the new benchmarking for managing financial risk. Third Edition. McGraw Hill, EUA 2006.

JORION, P.. Financial risk manager. Handbook, Second Edition. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey - EUA, 2003.

KAYAER, T. Main Elements of PV System. *Renewable Energy World*, 2011. Disponível em  
<http://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2011/11/main-elements-of-pv-system.html> Acessado em maio 2017.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no brasil: uma simulação via modelo de bass.** Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo - USP. São Paulo, SP. 2014.

KRENZ, P.; *et al.* O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica. Edição 2016. Instituto Ideal, 2016.

LANDEIRA, J. L. F. **Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no brasil.** Dissertação de mestrado. COPE, Rio de Janeiro - RJ, Setembro de 2013.

Lima, J. D.; *et al.* Propostas de ajuste no cálculo do payback de projetos de investimentos financiados. *Artigo da Revista Custos e Agronegócio online*, 9, 4, **2013**.

LOPEZ, J. *et al.* **Analysis of crystalline silicon PV modules after 30 years of outdoor exposure**. Institute for Energy and Transport, Renewables and Energy Efficiency unit. 2015. [https://www.researchgate.net/publication/274598789\\_Analysis\\_of\\_crystalline\\_silicon\\_PV\\_modules\\_after\\_30\\_years\\_of\\_outdoor\\_exposure](https://www.researchgate.net/publication/274598789_Analysis_of_crystalline_silicon_PV_modules_after_30_years_of_outdoor_exposure)

MARION, B. *et al.* Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Colorado, **2005**.

MESQUITA, M. **Resumo sobre métodos de análise de investimentos**. MBA em Gerenciamento de Obras. Universidade Federal da Bahia. 1-8. 2006.

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC., Florianópolis, SC., 2013.

MOORE, L. E POST, H. Five years of operating experience at a large, utility-scale photovoltaic generating plant. *Prog Photovolt Res Appl* 16, 249-259, 2008.

NAKABAYASHI, R. K. Microgeração fotovoltaica no brasil: condições atuais e perspectivas futuras. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo - USP. São Paulo - SP, Brazil. 2014.

NDIAYE, A.; *et al.* **Degradations of Silicon Photovoltaic modules: A literature review**. *Solar Energy*, v.96, 140-151, **2013**.

NORDMANN, T. **Analysis of Long-Term Performance of PV Systems – Different Data Resolution for Different Purposes**. Report IEA-PVPS T13-05:2014., 2014.

NREL - Disponível em:  
[http://rredc.nrel.gov/solar/old\\_data/nsrdb/https://sam.nrel.gov/](http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/https://sam.nrel.gov/) Acessado em  
Janeiro de 2017.

OLIVEIRA, L. M. **Avaliação de Parâmetros que Influenciam na Previsão da Geração e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** Tese de Doutorado. UFMG, 2017.

OLIVEIRA, M. H. F. *et al.* “Análise de investimento em condição de incerteza para a indústria sucroalcooleira”. XXIX ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. Salvador, BA. Outubro de 2009.

PEREIRA, N. B. C. A.; utilização de análises de investimentos empresariais voltada para a análise de investimentos pessoais, monografia submetida à coordenação de curso de engenharia. Universidade Federal de Juiz de Fora, UFJF. Juiz de Fora, MG, 2006.

PINHO, J. T.; GALDINO, M.A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar - CEPEL - DTE - CRESESB. Rio de Janeiro, Março de 2014.

PORTAL SOLAR, 2016: Disponível em:  
<http://www.portalsolar.com.br/mercado-de-energia-solar-no-brasil.html>  
Acessado em maio de 2017.

PORTAL SOLAR, 2017. <http://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html> Acessado em maio de 2017.

POZZA, A. *et al.* Crystalline silicon PV module degradation after 20 years of field exposure studied by electrical tests, electroluminescence, and LBIC. *Progress in Photovoltaics*. 24, 368-378, 2015

REN 21, 2015. Disponível em: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015\\_Onlinebook\\_low1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf) Acessado em maio de 2017.

RISTOW, A.; BEGOVIC, M., PREGELJ, A. Development of a Methodology for Improving Photovoltaic Inverter Reliability. IEEE, 2008.

ROCKAFELLAR, R. T.; URYASEV, S. Optimization of conditional value-at-risk. *J. of Risk*, 2, 3, 21-41, **2000**.

ROSTIROLLA, Sidnei P. Artigo Análise de Incertezas em sistemas petrolíferos, *Revista Brasileira de Geociências*, 29, 2, 261-270, 1999.

RUBIM, B. **Alvorada, como o incentivo à energia solar fotovoltaica pode transformar o brasil**. GREENPEACE, 2016. Disponível em: [http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/documentos/2016/Relatorio\\_Alvorada\\_Greenpeace\\_Brasil.pdf](http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/documentos/2016/Relatorio_Alvorada_Greenpeace_Brasil.pdf) Acessado em maio de 2017.

SHANMUGAVALLI, K. R.; VEDAMUTHU, Rane. Viability of solar rooftop photovoltaic systems in grouphousing schemes. *Current Science*, 108, 6, **2015**.

SHORT, W.; PACKEY, D. e HOLT, T. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. March 1995.

SIENA, O. *et al*. O Fluxo de Caixa como Ferramenta de Gerenciamento Financeiro de Pequenas Empresas.

Site Guia do Crédito. Disponível em: <https://guiadocredito.com/como-funciona-um-consorcio/> Acessado em maio 2017.

SOLARGIZ - Disponível em: <http://solargis.com/> Acessado em Janeiro de 2017.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. Decisões Financeiras e Análises de Investimentos: Conceitos, técnicas e aplicações. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

SOUZA, M. C. M. **Quantificação das incertezas na avaliação de projetos: o modelo utilizado na agência de fomento do estado da Bahia.** Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós- graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.

SOUZA, M. E. M. **Inserção de microgeração distribuída nas redes de baixa tensão: implantação de telhados solares - estudo de caso real.** Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, UFMG. Belo Horizonte, novembro de 2014.

SÛRI, M. *et al.* Uncertainties in photovoltaic electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation. 7. *Uncertainties in photovoltaic electricity yield prediction from fluctuation of solar radiation. Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Milano, Italy 3-7, 9, **2007**.

SWERA, 2017. Disponível em: <http://en.openei.org/apps/SWERA/> Acessado em Janeiro de 2017.

TESOURO NACIONAL, 2017. Disponível em: <http://www.stn.fazenda.gov.br/tesouro-direto-balanco-e-estatisticas> Acessado em maio de 2017.

THEVENARD, D. *et al.* Uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions, report #2010-122 (RP-TEC), CanmetENERGY, Varennes Research Center, Natural Resources Canada, 31, 52, **2010**.

THEVENARD, D.; PELLAND, S. Estimating the Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. *Solar Energy*, 91, 432-445, **2013**.

TOLMASQUIM, M. T. **Fontes renováveis de energia no brasil.** [s.l.] Editora Interciência, 2003.

TOLMASQUIM, M. T. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. – EPE: Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf> Acessado em maio de 2017.

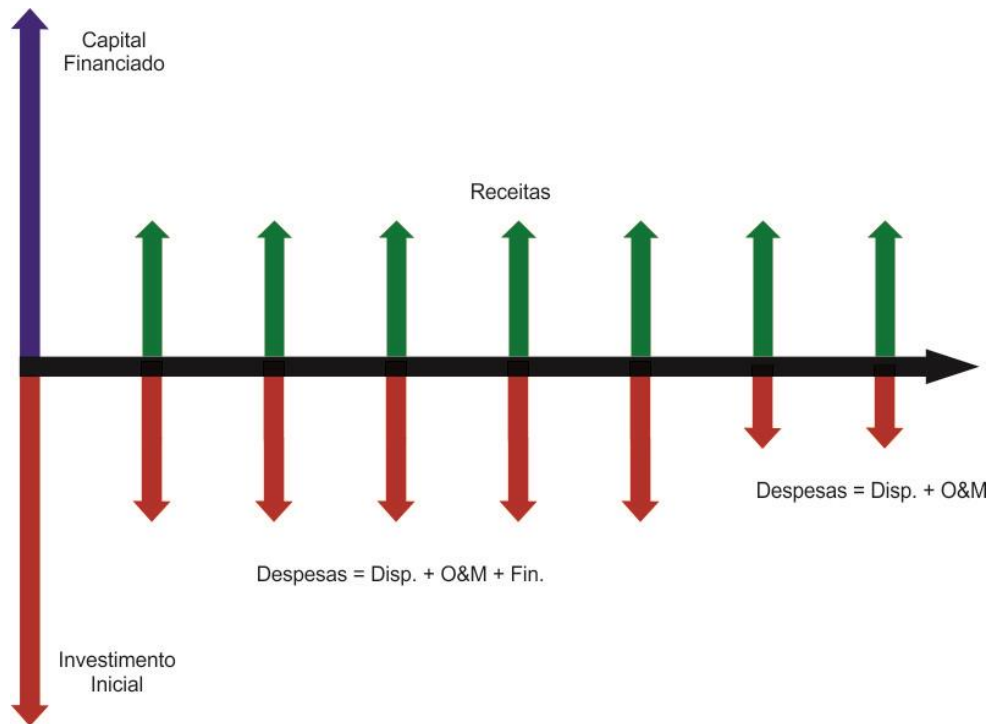
TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T.; KIEHL, J. Earth's global energy budget. *American Meteorological Society*, 311-323, 2009.

UTURBEY, W., AGUILAR, L. A. **Incertezas na co-geração de energia elétrica: uma abordagem via conditional npvar**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Belém, PA, 2010.

WORLD BANK GROUP, *et al.* Global Solar Atlas. Disponível em: <http://globalsolaratlas.info/?c=-19.90751,-43.871841,11&s=-19.916548,-43.962479> Acesso em maio de 2017.

## 7 Anexos

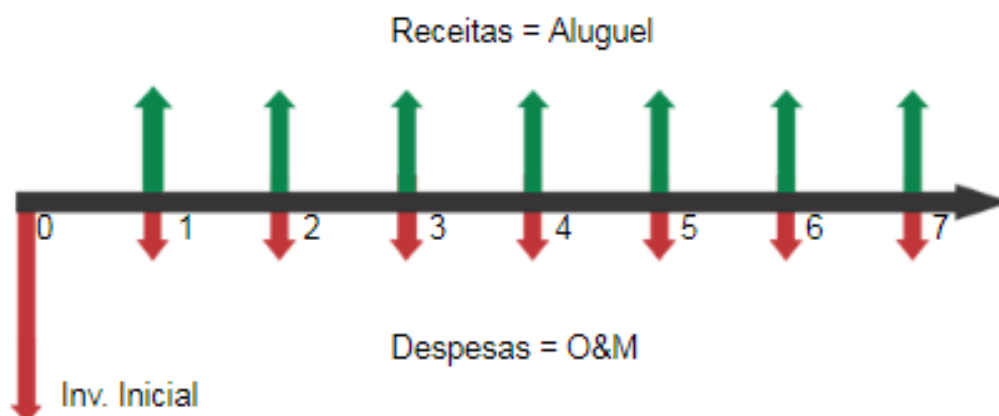
### ANEXO I – Fluxo de caixa de financiamento.



O fluxo de caixa de aquisição considerando o financiamento, é apresentado considerando um aporte de capital chamado capital financiado, que é igual ao investimento inicial realizado pelo investidor (consumidor) para aquisição do sistema fotovoltaico no tempo 0. Depois, nos anos subsequentes, as despesas são representadas pelo custo de disponibilidade, mais as despesas de O&M e mais as parcelas do financiamento. Ao quitar o financiamento, as despesas são compostas pelo custo de disponibilidade e despesas de O&M.

As receitas são compostas pelo custo evitado de energia.

ANEXO II – Fluxo de caixa complementar do modelo de aluguel, que é praticado pelo integrador.



O fluxo de caixa do modelo de aluguel é complementado pelo fluxo de caixa do integrador. Ele é o responsável por realizar a aquisição do sistema fotovoltaico de modo a obter as receitas a partir do aluguel. As despesas dos anos subsequentes são compostas pelo valor dos serviços de O&M que o integrador deve arcar enquanto durar o contrato.