

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO

MESTRADO PROFISSIONAL EM ADMINISTRAÇÃO

ANDRÉ DASTRE VILAS BOAS

**MODELAGEM PARA AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA E
GERENCIAMENTO DE RISCOS EM CONTRATOS DE CONSTRUÇÃO E
LOCAÇÃO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NA
UNIFEI – UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

Linha de Pesquisa: Finanças aplicadas à tomada de decisão

Projeto de Pesquisa vinculado a Linha: Gerenciamento de riscos em investimentos

Itajubá / Minas Gerais

2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO

MESTRADO PROFISSIONAL EM ADMINISTRAÇÃO

ANDRÉ DASTRE VILAS BOAS

**MODELAGEM PARA AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA E
GERENCIAMENTO DE RISCOS EM CONTRATOS DE CONSTRUÇÃO E
LOCAÇÃO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NA
UNIFEI – UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

Linha de Pesquisa: Finanças aplicadas à tomada de decisão

Projeto de Pesquisa vinculado a Linha: Gerenciamento de riscos em investimentos

Projeto de Pesquisa apresentado ao Programa de Pós Graduação na área de Administração como requisito parcial para a obtenção do título de *Mestre em Administração – Mestrado Profissional*

Orientador: Prof. Dr. Edson de Oliveira Pamplona
Coorientador: Prof. Dr. Victor Eduardo de Mello Valério

Itajubá / Minas Gerais

2019

RESUMO

Gastos públicos com contas de energia elétrica em universidades representam 11,4% do gasto total do governo federal brasileiro com as universidades. A literatura mostra que geração de energia renovável vem tomando espaço nas matrizes energéticas no mundo e, especificamente, a geração fotovoltaica vem crescendo, inclusive nas universidades. No Brasil a geração de energia fotovoltaica cresceu muito nos últimos anos e ainda existe muito espaço para crescimento. Nesta pesquisa, é apresentada uma modelagem para avaliação da viabilidade econômica e gerenciamento de riscos em contratos de construção e locação para geração de energia fotovoltaica distribuída na Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). No método proposto neste trabalho, são elaboradas quatro configurações técnicas em que são realizadas as simulações para a geração de energia fotovoltaica na Universidade. A partir dos resultados destas simulações, são realizadas comparações entre dois modelos de contrato propostos: Modelo de Construção, no qual a Universidade faz o investimento em um sistema de geração fotovoltaica e, em contrapartida, reduz seus gastos com energia elétrica e Modelo de Locação, em que uma empresa locadora faz o investimento no sistema fotovoltaico, o instala na UNIFEI, e passa a receber um aluguel da Universidade, cujo valor é equivalente à sua conta de energia, reduzida por um desconto percentual. Por fim, é feita uma comparação entre os resultados dos modelos de contrato visando encontrar a melhor solução para a Universidade.

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica; Energia Solar; Gestão de Riscos; Análise de Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The government expenditure in electricity bills of public universities represents 11.4% of the total expenditure of the Brazilian Federal Government on universities. Literature shows that the renewable energy generation has been taking place in the world's energy matrixes and, in particular, the photovoltaic generation is growing, including in universities. In Brazil, photovoltaic generation has grown in the last years and there is still room for growth. This research project presents a modeling for the economic viability evaluation and risk management in contracts for building and renting photovoltaic distributed energy generation at Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Simulations are realized through four technical configurations according the proposed method. From these simulation results, comparisons are realized between two contract models: Construction Model, in which the University makes the investment on a photovoltaic system therefore reduces its energy costs, and Location Model, in which a leasing company makes the investment in the photovoltaic system, installs it on UNIFEI and then it will receive a rent from the University which the value is equivalent to its electricity bill, but reduced by a percentage discount. Finally, a comparison between these two models is realized to find the best solution for the University.

Key-words: Photovoltaic Energy; Solar Energy; Risk Management; Economic Feasibility.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	6
1.1	Contextualização do problema	6
1.2	Justificativas	8
1.3	Objetivos.....	10
1.4	Limitações do trabalho	11
1.5	Estrutura do trabalho.....	11
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	12
2.1	Análise bibliométrica.....	12
2.2	Artigos base desta pesquisa	18
2.3	CrITÉRIOS de avaliação econômica de investimentos em geração de energia renovável	25
2.4	Energia fotovoltaica.....	26
2.5	Sistema de tarifação e compensação.....	29
2.6	<i>Power Purchase Agreement (PPA)</i>	31
3.	MÉTODO DE PESQUISA.....	32
3.1	Classificação epistemológica da pesquisa	32
3.2	Modelagem do sistema	33
3.2.1	Análise determinística	41
3.2.2	Análise de riscos e incertezas	43
3.2.3	Fluxo de caixa	44
3.2.4	Modelo de contrato construção – fluxo de caixa UNIFEI	45
3.2.5	Modelo de contrato locação – fluxo de caixa locadora	46
3.2.6	Modelo de contrato locação – fluxo de caixa locatária	47
4.	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	48
4.1	Análise econômica do modelo de construção.....	48
4.1.1	Análise determinística	48
4.1.2	Análise de riscos e incertezas	51
4.2	Análise econômica do modelo de locação – perspectiva da locatária	52
4.2.1	Análise determinística	53
4.2.2	Análise de riscos e incertezas	53
4.3	Análise econômica do modelo de locação – perspectiva da locadora	54

4.3.1	Análise determinística	55
4.3.2	Análise de riscos e incertezas	56
5.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	59
5.1	Conclusões sobre o modelo de construção	60
5.2	Conclusões sobre o modelo de locação	60
5.3	Análise comparativa entre os modelos de construção e locação	61
5.4	Recomendações para futuros trabalhos	65
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
	APÊNDICE A – Cálculo do WACC – custo médio ponderado de capital	71
	APÊNDICE B – Distribuições do VPL para o modelo de contrato de construção	75
	APÊNDICE C – Distribuições do VPL para o modelo de contrato de locação – perspectiva da locatária (UNIFEI).....	80
	APÊNDICE D – Distribuições do VPL para o modelo de contrato de locação – perspectiva da empresa locadora	86

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do problema

O consumo de energia em edifícios pode representar quase a metade do total de energia consumida em um país. Na China esse consumo representa 27%, no Japão 25%, na Coreia do Sul 18% e nos Estados Unidos e Europa o consumo chega a 40% segundo Song *et al.* (2017). No Brasil o consumo de energia elétrica em prédios representa 45% do consumo total, segundo Alves *et al.* (2017), que ainda relatam a dificuldade de se realizar estudos nessa área devido à falta de dados.

Ao redor do mundo diversas pesquisas são realizadas visando encontrar soluções sustentáveis para minimizar o consumo de energia em edificações, como é o caso do estudo realizado por Mytafides, Dimoudi e Zoras (2017) que tem como base o problema da alta representatividade que os prédios da Grécia (em grande parte, educacionais) têm no consumo de energia do país, causando fortes impactos nos gastos públicos. De forma semelhante Rospi *et al.* (2017) mostram que na Itália os prédios públicos respondem por uma importante parcela do custo do Estado e, em particular as escolas, devem manter o conforto dos professores e estudantes que permanecem nesses locais por longos períodos.

Castleberry *et al.* (2016) mostram que é possível economizar energia tanto pela mudança de comportamento dos usuários como pela modernização dos prédios com a implementação de tecnologias que melhorem a eficiência. Outros autores, como Anderson *et al.* (2017), concordam que o método de intervenções comportamentais é eficiente e economicamente viável e Oree, Khoodaruth e Teemul (2016) reforçam que as atitudes dos ocupantes podem influenciar consideravelmente o consumo de energia e concluem que é de grande importância analisar os comportamentos desses ocupantes.

A partir dos estudos sobre as instituições de ensino Durant Road Middle School, em Raleigh, North Carolina e Daniel Boone High School, em Gray, Tennessee, depreende-se que os investimentos geralmente estão associados a rápidos retornos financeiros (CASTLEBERRY *et al.* 2016). Outra solução para o alto consumo de energia em universidades é encontrada nos estudos de Mazzeo *et al.* (2015) que faz uma simulação para a Universidade da Calábria, localizada na cidade de Rende na Itália, onde unidades geradoras de energia fotovoltaica distribuídas em quatro prédios reduzem o consumo de energia elétrica desses prédios em 13%. Universidades coreanas representam o terceiro maior consumidor de energia no país, ficando atrás do setor residencial e comercial (SONG *et al.* 2017).

Diversos planos de eficiência energética estão sendo desenvolvidos ao redor do mundo para melhorar o desempenho energético das escolas como revela o trabalho de AlFaris, Juaidi e Manzano-Agugliaro (2016) e ainda revela que mais de 60% dos edifícios na Itália foram construídos antes de existir algum tipo de regulação. A energia solar é uma das fontes de energia mais promissoras e a maioria das universidades da Jordânia já instalaram geradores fotovoltaicos (AYADI, AL-ASSAD e AL ASFAR, 2018). A Universidade da Jordânia estabeleceu a meta arrojada de gerar 100% da sua necessidade de energia elétrica até a próxima década, utilizando principalmente energia fotovoltaica.

Ramírez-Sagner *et al.* (2017) afirmam que a participação de energias renováveis não convencionais tem crescido no mercado de energia mundial e, em particular, a tecnologia fotovoltaica teve um crescimento sustentável nos últimos anos e as constantes reduções dos preços vem permitindo que países com características favoráveis, como por exemplo, altos níveis de irradiação solar em grande parte do país e crescente demanda de energia, desenvolvam projetos sem a necessidade de mecanismos de suporte ou subsídios, como é o caso do Chile.

A geração da própria energia ganha espaço nas publicações e estudos a respeito de implantações de sistemas fotovoltaicos apresentam resultados cujos retornos variam dependendo principalmente do nível de insolação do local, tarifa de energia, custo dos equipamentos e políticas de incentivos. O resultado da pesquisa de Castleberry *et al.* (2016), mostra que um sistema implantado em 2002 na Carolina do Norte custou US\$115.000 gerou uma economia de US\$77.000 por ano e outro sistema implantado no Tennessee custou US\$190.000 e gerou uma economia anual de US\$62.000, mostrando que o retorno do investimento ocorre respectivamente em 1,5 e 3 anos.

Na Universidade da Jordânia, o estudo de Ayadi, Al-Assad e Al Asfar (2018) mostra que o sistema apresenta uma taxa interna de retorno de 32% e o retorno do capital investido em 3 anos. Para a Universidade de Calábria, Mazzeo *et al.* (2015) mostra em sua simulação DUSONCHET que o tempo de retorno do capital investido é de 5 anos. Já um estudo para avaliação econômica de geração fotovoltaica distribuída em 26 prédios da University of New Haven no estado de Connecticut, Estados Unidos e resultou no retorno do investimento variando em 8 e 12 anos, dependendo do prédio analisado (LEE *et al.* 2016). Um pay back de 7 anos e uma taxa interna de retorno de 13% é apresentado por Iftikhar *et al.* (2017) em seu estudo realizado em Istambul, na National University of Science and Technology (NUST).

De maneira complementar, aliada à redução de gastos, a geração fotovoltaica impacta positivamente nas questões ambientais contribuindo para a redução da emissão de gases que provocam efeito estufa, como afirmam Bélaïda e Youssef (2017) e Mazzeo *et al.* (2015), pois o aumento da participação da energia fotovoltaica na matriz energética toma espaço das fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis. Nos Estados Unidos a geração de eletricidade foi responsável pela produção de 31% dos gases de efeito estufa em 2013 segundo Lee *et al.* (2016).

Sarzynski, Larrieu e Shrimali (2012) mostram em seu trabalho que para muitos pesquisadores a utilização de energia limpa é fundamental para se atingir as metas de sustentabilidade e que os Estados Unidos devem reduzir a produção de gases de efeito estufa para evitar sofrer com as transformações climáticas.

Além do impacto econômico, o impacto ambiental também é ressaltado por Bélaïda e Youssef (2017) quando afirmam que por causa da preocupação com as emissões de CO₂ causada pelo uso de combustíveis fósseis, as fontes de energias renováveis surgem como alternativas, especialmente a geração de energia elétrica provenientes de fontes renováveis que até 2040 serão responsáveis por mais de um terço da capacidade de geração. O setor de

prédios em Zurique tem o potencial de reduzir a emissão de gases de efeito estufa em 85% até 2050 (ALVES *et al.* 2017).

Com o objetivo de reduzir os gases de efeito estufa, no ano 2001, teve início na Europa o estímulo no uso de fontes renováveis de energia. Primeiramente a diretiva 2001/77/EC que estabelece a participação desse tipo de energia deveria suprir entre 14% e 22% do consumo de eletricidade até o ano 2010. Em seguida, no ano 2007, através do ato 7224/1/07, a União Europeia estabeleceu que, até o ano 2020, as energias renováveis terão participação de 20% da matriz energética (DUSONCHET e TELARETTI, 2010).

1.2 Justificativas

A energia fotovoltaica está ganhando cada vez mais atenção, mesmo dentre as demais fontes de energia renováveis, pois, sendo o sol sua principal fonte de energia, com a característica de ser uma fonte ilimitada e sem a possibilidade de ser monopolizada por algum país, o sistema fotovoltaico apresenta baixos impactos ambientais, quando comparado com as demais fontes renováveis, como, por exemplo, a eólica. Junto doutras fontes renováveis, sistemas de geração de energia fotovoltaica tendem a ter seus preços reduzidos nas próximas décadas (DUSONCHET e TELARETTI 2010).

Akwa *et al.* (2014) se referem à Alemanha como o país com a maior capacidade instalada de geração fotovoltaica e conclui, pela análise de mapas de radiação solar, que a região alemã com maior radiação solar está 40% abaixo da região brasileira de menor radiação solar, comprovando o enorme potencial brasileiro nessa fonte de energia.

Oree, Khoodaruth e Teemul (2016), afirmam que a grande maioria dos estudos a respeito de conservação de energia em prédios foi realizada para construções no Hemisfério Norte, mostrando um hiato de conhecimento e uma representando uma oportunidade para pesquisas dedicadas ao Hemisfério Sul.

Pesquisa realizada na base *Web of Science* utilizando os termos técnicos: "*photovoltaic system*", "*photovoltaic*", "*solar energy*", "*solar pv*" e "*solar photovoltaic*", associados aos seguintes termos financeiros: "*economic-analysis*", "*technoeconomic-analysis*" e "*economic-feasibility*", mostram apenas 23 artigos publicados pelo Brasil, como mostrado na Tabela 1.

As despesas com consumo de energia elétrica em órgãos públicos no Brasil somaram R\$2,1 bilhões, representando 5,9% do total de gastos do Governo (R\$36 bilhões) em 2017, conforme apresentado no gráfico da Figura 1. No mesmo ano, dos R\$3,9 bilhões gastos com as Universidades Federais, R\$445,9 milhões foram consumidos com serviços de energia elétrica, representando 11,4% desse total, conforme apresentado no gráfico da Figura 2, segundo dados do Painel de Custeio Administrativo (MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, DESENVOLVIMENTO E GESTÃO, 2018).

Tabela 1 – Quantidade de artigos publicados por país entre 1977 e 2019.

POSIÇÃO	PAÍS	QUANTIDADE DE ARTIGOS
1	ITALY	104
2	CHINA	90
3	INDIA	86
4	USA	74
5	IRAN	55
6	SPAIN	49
7	KOREA	37
8	TURKEY	36
9	GERMANY	24
10	BRAZIL	23

Fonte: *Software R* (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

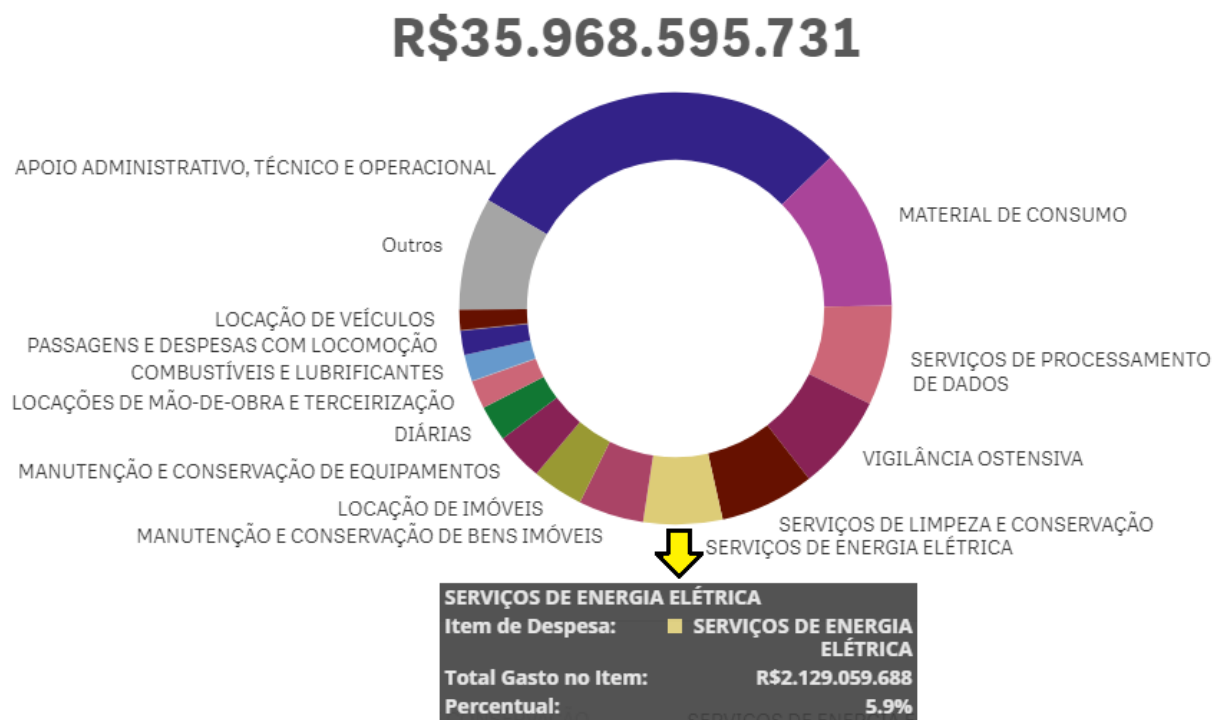


Figura 1 – Gastos do Governo Federal em 2017.

Fonte: Adaptado do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

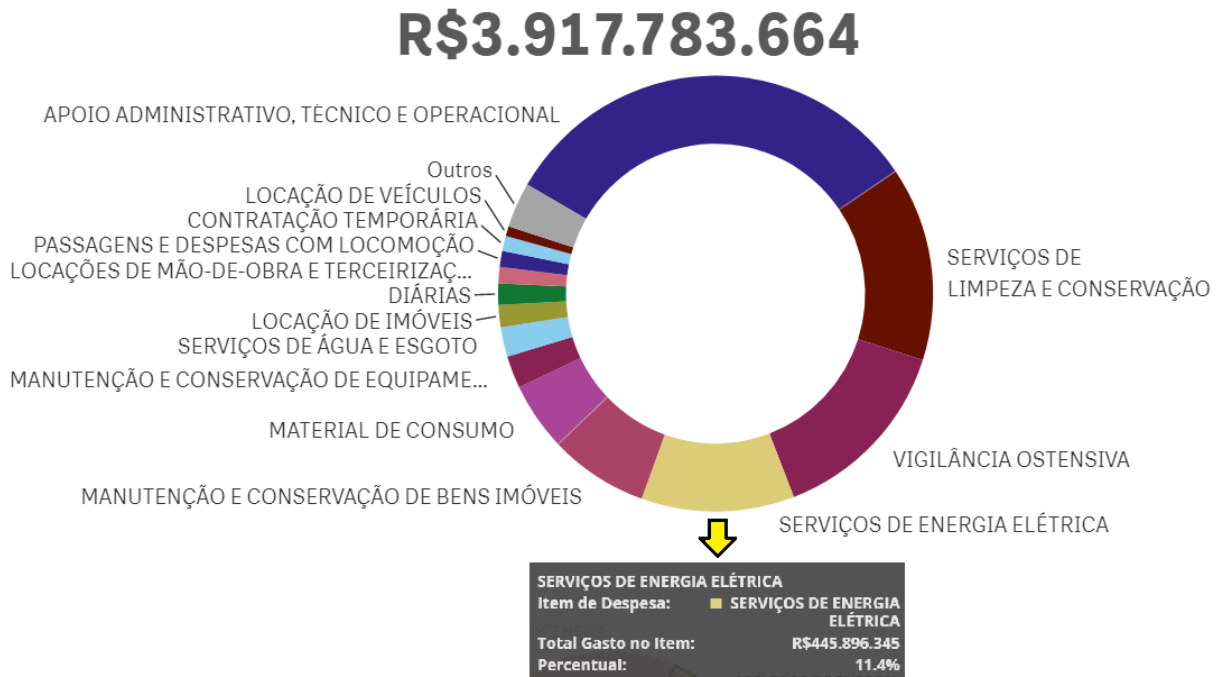


Figura 2 – Gastos do Governo Federal com universidades em 2017.

Fonte: Adaptado do Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão.

Face aos elevados gastos do governo com energia elétrica em universidades públicas, à pequena quantidade de pesquisas em geração de energia fotovoltaica em universidades e ao comprovado potencial brasileiro em radiação solar, é identificada, portanto, a necessidade e a importância da presente pesquisa.

1.3 Objetivos

Visando contribuir com estudos para a redução dos elevados gastos do governo com energia elétrica nas universidades públicas, este trabalho tem como objetivo geral apresentar uma análise econômica comparativa entre investimentos no modelo de contrato construção e no modelo de contrato locação para geração de energia fotovoltaica na UNIFEI, campus de Itajubá/MG, podendo ser estendido para o setor público de forma geral.

Esta dissertação tem três objetivos específicos e são eles:

- Dimensionar um sistema de geração de energia fotovoltaica para a UNIFEI;
- Criar fluxos de caixa e avaliar seus resultados face às diferentes configurações técnicas, cenários econômicos e modelos de contratos;
- Propor dois modelos de contratos (modelo de construção - em que a UNIFEI faz o investimento no sistema de geração de energia fotovoltaica e assume a operação e manutenção, e modelo de locação – em que uma empresa faz o investimento, assume a operação e manutenção do sistema e, como contrapartida, recebe um pagamento mensal da UNIFEI, proporcional ao consumo de energia, menos um desconto previamente acordado entre as partes), comparar os resultados obtidos entre esses dois modelos e decidir qual

modelo tem maior probabilidade de trazer o melhor resultado econômico para a Universidade, para o meio ambiente e para a sociedade onde a UNIFEI está inserida, no contexto da responsabilidade social e sustentabilidade.

1.4 Limitações do trabalho

O presente trabalho utiliza dados de entrada como preço e perda de eficiência do sistema fotovoltaico referentes aos anos em que se desenvolveu a pesquisa e não leva em consideração a constante queda de preço devido à difusão da sua utilização nem o aumento de eficiência proveniente dos futuros surgimentos de novas tecnologias.

Também não foram abordados tópicos como mudanças na legislação e seus impactos no estudo de viabilidade, risco de avarias no sistema devido a fatores como chuva de granizo ou vandalismo, utilização de algum tipo de seguro, formas alternativas de financiamento ou criação de um modelo de fundo de investimento (público ou privado) em energias renováveis para instituições públicas.

O dimensionamento do gerador foi calculado baseado nos dados de consumo de energia da UNIFEI, campus de Itajubá/MG entre janeiro dezembro de 2017. Para este trabalho, não foi previsto o crescimento ou redução do consumo de energia do campus.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em seis capítulos. O primeiro exhibe a introdução, onde se contextualiza o problema, justificando a necessidade da pesquisa e, na sequência, são expostos os objetivos. O segundo capítulo trata da fundamentação teórica. Dividido em quatro partes, a primeira apresenta como foi realizada a análise bibliométrica para encontrar os artigos utilizados neste trabalho. Na segunda parte são apresentados os conceitos de análise econômica de investimentos, necessários para a realização desta pesquisa. A terceira mostra conceitos técnicos básicos relativos à geração de energia fotovoltaica. A quarta parte aborda o sistema de tarifação e compensação de energia. No terceiro capítulo é apresentada a classificação epistemológica e os métodos de modelagem, técnico e econômico utilizados para o desenvolvimento desta dissertação. Já no quarto capítulo são apresentados e discutidos os resultados para as combinações entre as configurações técnicas e cenários econômicos, cada um deles analisados mediante dois modelos de contrato (construção e locação). No quinto capítulo é apresentada a conclusão do modelo de construção, do modelo de locação e uma análise comparativa entre os dois modelos. Neste capítulo também são feitas recomendações para trabalhos futuros. É apresentada no sexto capítulo, a referência bibliográfica dos artigos, livros e trabalhos pesquisados para a elaboração desta pesquisa.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem quatro objetivos, sendo eles, a análise bibliométrica realizada para definir os artigos relevantes para o tema desta pesquisa, mostrando o “estado da arte” dessa área de pesquisa, uma breve apresentação das ferramentas matemáticas utilizadas para a análise econômica, uma breve apresentação técnica do sistema de geração fotovoltaica e uma apresentação do sistema de tarifação e compensação de energia de geração fotovoltaica.

2.1 Análise bibliométrica

A análise bibliométrica utiliza indicadores e ferramentas estatísticas, por meio de *softwares*, para mostrar a evolução da informação científica. Através dessa análise é possível encontrar artigos e medir suas performances de contribuição acadêmica. Esses artigos selecionados formam a base de conhecimento científico necessária e suficiente para a elaboração de uma pesquisa.

A base de dados utilizada foi a *Web of Science*, onde foram realizadas pesquisas com as palavras chave desta dissertação além de suas combinações, resultando nos seguintes termos técnicos: “*photovoltaic system*”, “*photovoltaic*”, “*solar energy*”, “*solar pv*” e “*solar photovoltaic*”, e para encontrar as aplicações de técnicas de engenharia econômica, a procura foi associada aos seguintes termos financeiros: “*economic-analysis*”, “*technoeconomic-analysis*” e “*economic-feasibility*”. Assim foram encontrados 1617 documentos. Dentre esses, 953 são artigos publicados entre 1977 e março de 2019, totalizando 541 citações.

A Figura 3 mostra a evolução da quantidade de artigos publicados entre 1977 e março de 2019 relacionados ao tema deste trabalho.

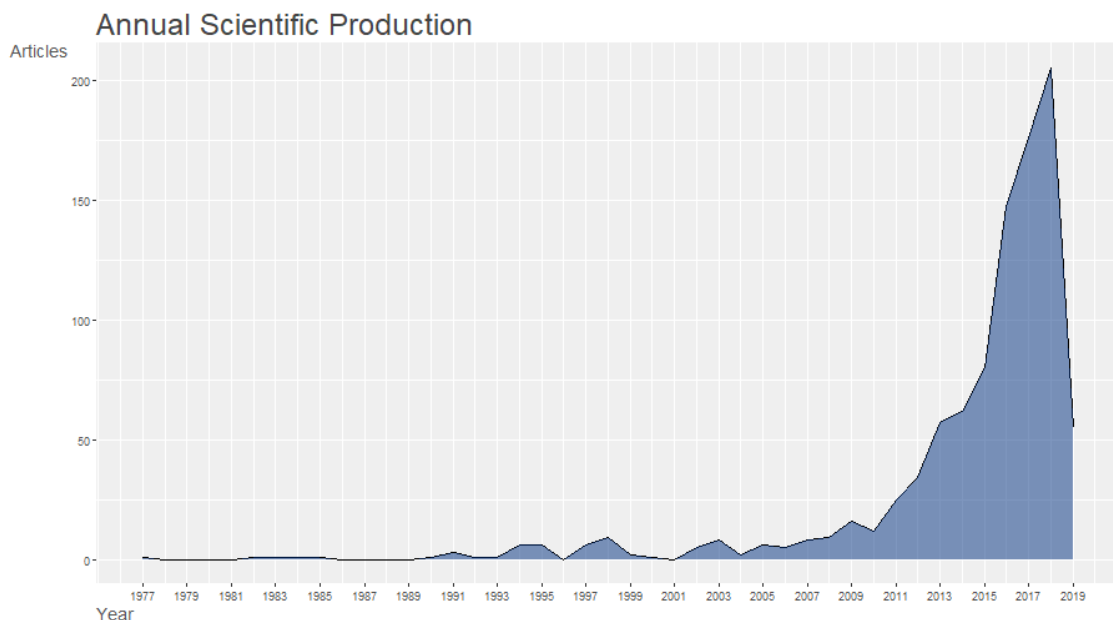


Figura 3 – Quantidade de artigos publicados de 1977 a março de 2019.

Fonte: *software R* (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

A quantidade de trabalhos realizados nesta área vem crescendo, e este fato pode ser explicado pelo aumento da utilização de fontes de energia renováveis, pela necessidade de redução de utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia (BÉLAÏDA e YOUSSEF, 2017), associado à constante redução de custo dos sistemas fotovoltaicos (WAND e LEUTHOLD, 2011).

Com relação ao país de origem das publicações, a Itália assume a liderança com 104 artigos publicados, seguida pela China, Índia, Estados Unidos e Irã, com 90, 86, 74 e 55 publicações, respectivamente. O Brasil assume a décima posição com 23 publicações, como mostrado na Figura 4.

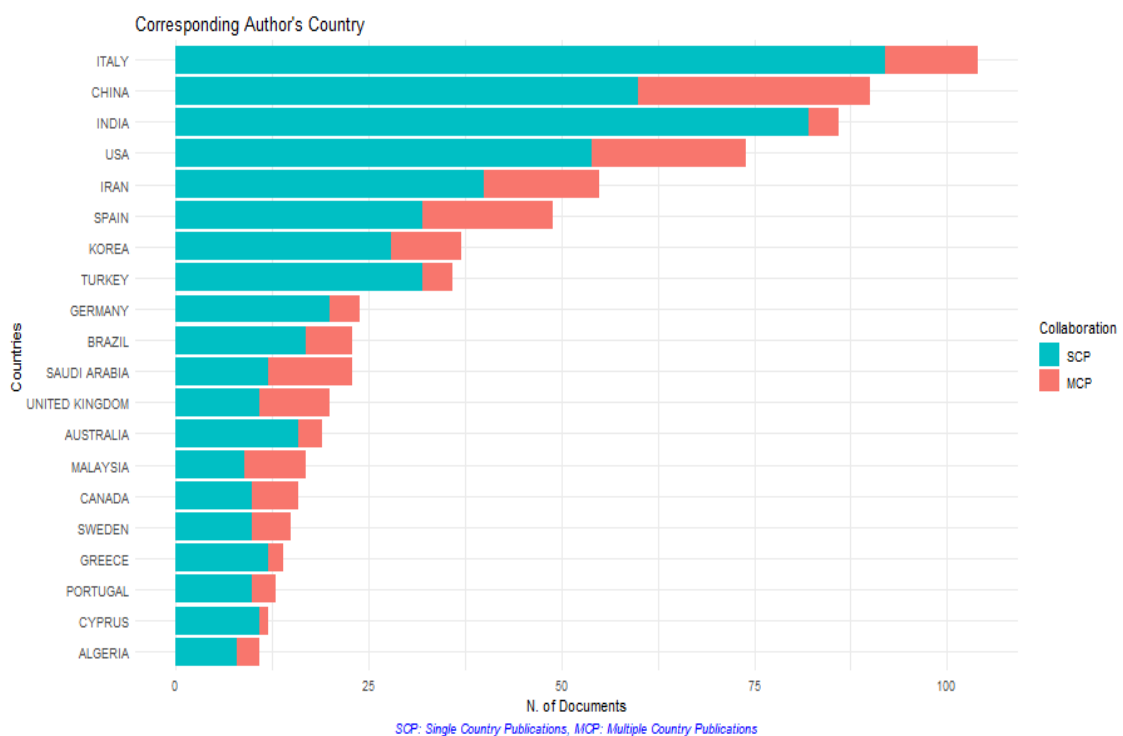


Figura 4 – Quantidade de artigos publicados por país.

Fonte: *software R* (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

Ainda se referindo aos países que originam as publicações, é apresentado na Figura 5 um agrupamento dos países que mais publicaram artigos onde o Brasil aparece em décima posição.

As palavras chave mais utilizadas pelos autores aparecem na Figura 6 e conforme as palavras são mais utilizadas, elas tomam posições mais centrais e maiores. Já o gráfico da Figura 7 mostra a evolução cronológica do uso dessas palavras.

Country Scientific Production

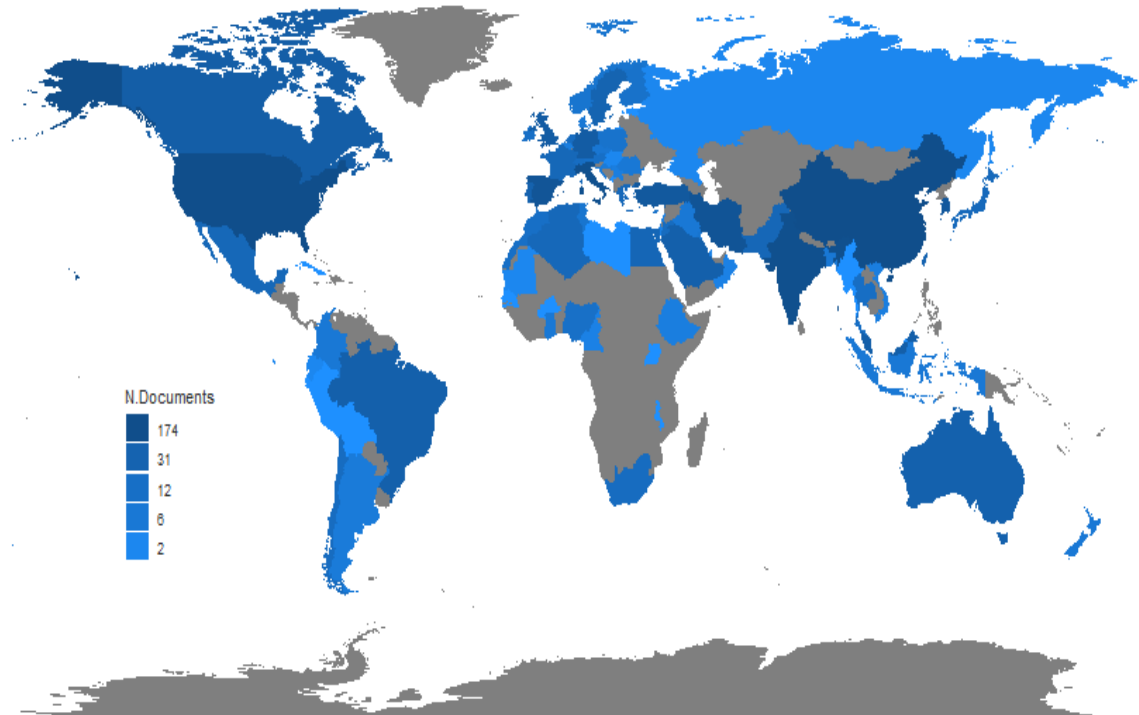


Figura 5 – Agrupamento dos países que mais publicam artigos relativos ao tema desta pesquisa.

Fonte: *software R* (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.



Figura 6 – Palavras chave mais utilizadas pelos autores

Fonte: *software R* (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

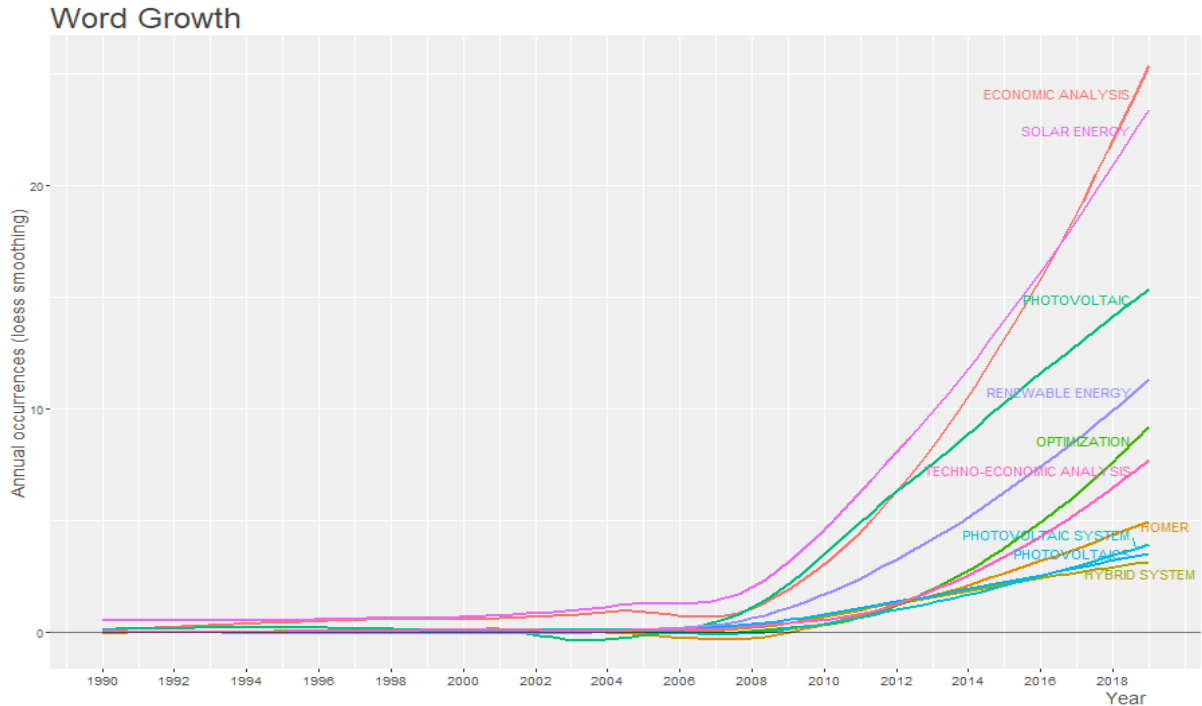


Figura 7 – Evolução cronológica do uso das palavras chave pelos autores.

Fonte: *software R* (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

Por outro lado, existe uma diferença com relação às palavras utilizadas pelos autores e as palavras utilizadas pelos periódicos. Assim, é apresentado na Figura 8, as palavras chaves mais utilizadas pelos periódicos e, na Figura 9, o gráfico da a evolução da utilização dessas palavras no tempo.



Figura 8 – Palavras chave mais utilizadas pelos periódicos

Fonte: *software R* (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

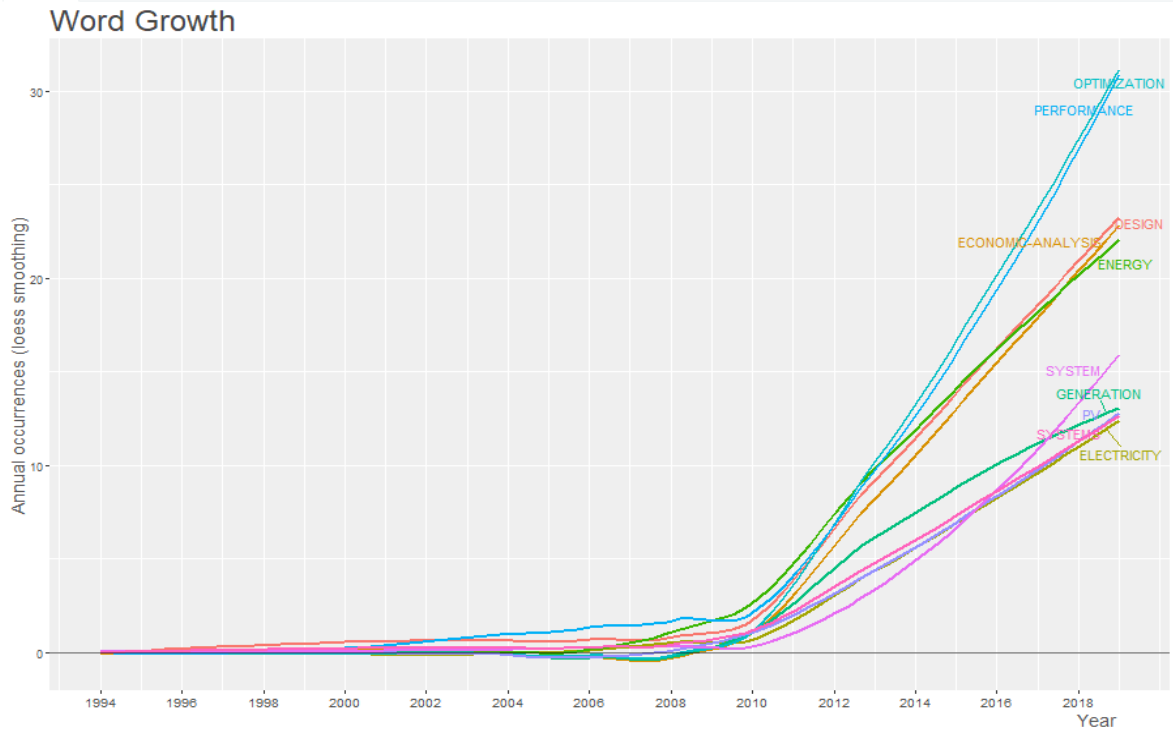


Figura 9 – Evolução do uso das palavras chave pelos periódicos no tempo.

Fonte: *software* R (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

Os autores que mais publicaram artigos (de 1977 até março de 2019) estão listados na Tabela 2. Neste mesmo período, já os autores e suas publicações mais citados aparecem listados na Tabela 3.

Tabela 2 – Autores que mais publicaram de 1977 a março de 2019.

POSIÇÃO	NOME DO AUTOR	QUANTIDADE DE ARTIGOS
1	CALISE F	10
2	D'ADAMO I	10
3	CUCCHIELLA F	9
4	AMERI M	8
5	MALEKI A	8
6	ROSEN MA	8
7	TIWARI GN	8
8	REDDY KS	7
9	ADARAMOLA MS	6
10	ALSHARIF MH	6

Fonte: *software* R (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

Tabela 3 – autores e suas publicações mais citados de 1977 a março de 2019.

POSIÇÃO	NOME DO AUTOR	QUANTIDADE DE ARTIGOS
1	BRANKER K, 2011, RENEW SUST ENERG REV, V15, P4470, DOI 10.1016/J.RSER.2011.07.104	41
2	DUFFIE J, 1991, SOLAR ENG THERMAL PR	31
3	DUFFIE JA, 2013, SOLAR ENG THERMAL PROC, 4TH EDIT, P1, DOI 10.1002/9781118671603	25
4	HOPPMANN J, 2014, RENEW SUST ENERG V39, P1101, DOI 10.1016/J.RSER.2014.07.068	24
5	ISMAIL MS, 2013, ENERG CONV MANAGE, V69, P163, DOI 10.1016/J.ENCON.2013.02.005	24
6	KAABECHE A, 2011, ENERGY, V36, P1214, DOI 10.1016/J.ENERGY.2010.11.024	24
7	LAU KY, 2010, ENERGY, V35, P3245, DOI 10.1016/J.ENERGY.2010.04.008	24
8	LUTHANDER R, 2015, APPL ENERG, V142, P80, DOI 10.1016/J.APENERGY.2014.12.028	24
9	CAMPOCCIA A, 2009, SOL ENERGY, V83, P287, DOI 10.1016/J.SOLENER.2008.08.001	22
10	DUSONCHET L, 2010, ENERG POLICY, V38, P3297, DOI 10.1016/J.ENPOL.2010.01.053	22
11	DUSONCHET L, 2010, ENERG POLICY, V38, P4011, DOI 10.1016/J.ENPOL.2010.03.025	22
12	KOUTROULIS E, 2006, SOL ENERGY, V80, P1072, DOI 10.1016/J.SOLENER.2005.11.002	22
13	DESHMUKH MK, 2008, REN SUST ENERG, V12, P235, DOI 10.1016/J.RSER.2006.07.011	21
14	LAMBERT T, 2006, INTEGRATION OF ALTERNATIVE SOURCES OF ENERGY, P379	21
15	MA T, 2014, APPL ENERG, V121, P149, DOI 10.1016/J.APENERGY.2014.01.090	21

Fonte: *software* R (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

Na sequência, foi utilizado o método do Mapeamento Histográfico de Literatura de Domínio de Conhecimento, onde, partir dos artigos selecionados, é criada uma lista de artigos que se relacionam entre si conforme suas citações, cronologia e relevâncias (GARFIELD, 2004). Para aplicar esse método, a partir dos 953 artigos selecionados, foi utilizado o *software* R (versão 3.5.2) com seu pacote “Bibliometrix” onde a quantidade de artigos foi limitada a dez para serem utilizados como base de dados principal para esta pesquisa, descritos de forma sucinta no item 2.2. A Figura 10 apresenta um diagrama dos dez artigos e suas ligações.

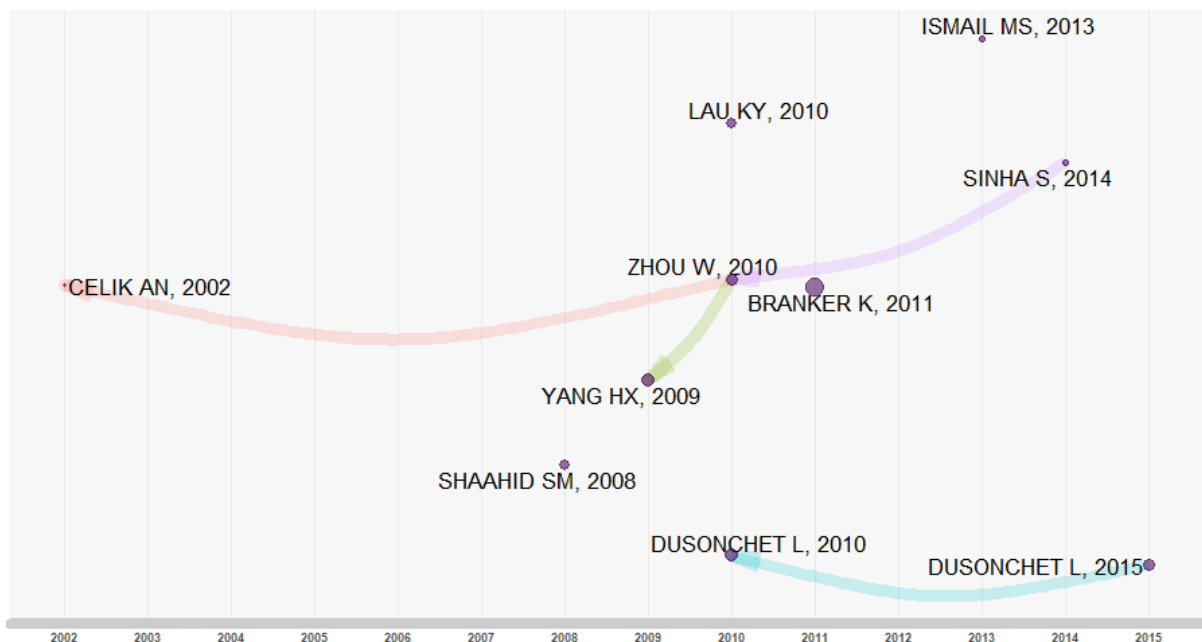


Figura 10 – Dez autores mais relevantes de 1977 a março de 2019, segundo o método do Mapeamento Histográfico de Literatura de Domínio de Conhecimento (GARFIELD, 2004).

Fonte: *software* R (versão 3.5.2), pacote “Bibliometrix”.

2.2 Artigos base desta pesquisa

Esta seção apresenta os seis dos dez artigos selecionados pelo método explicado no item anterior.

O estudo realizado por Celik (2012) elabora uma análise comparativa entre a utilização de um sistema fotovoltaico, um sistema eólico e a combinação entre essas duas fontes geradoras de energia. A simulação utilizou dados meteorológicos para a cidade de Cardiff no Reino Unido de 1996 para uma vida útil de 20 anos. A combinação ótima entre os dois sistemas varia conforme a variação da quantidade de irradiação solar e da velocidade do vento, que variam ao longo do ano, do mês e, até mesmo, do dia. Portanto, o sistema deve ser dimensionado de forma a atender às diversas condições climáticas ao longo do ano. Na perspectiva de autonomia, a análise dos resultados mostra que sistemas híbridos, quando dimensionados corretamente, garantem uma autonomia de 93%, face aos 87% de autonomia de sistemas exclusivamente fotovoltaicos e aos 65% dos sistemas puramente eólicos. Sob o ponto de vista econômico, sistemas híbridos apresentam menores custos de geração de energia. E, por fim, uma análise técnico-econômica mostra que sistemas híbridos apresentam melhores resultados que cada um dos sistemas operando separadamente.

Shaahi e Elhadidy (2008) apresentam um estudo sobre utilização de um sistema híbrido de geração de energia, baseado em diesel e fotovoltaica, em Dhahran, na Arábia Saudita. O sistema foi dimensionado para atender uma residência de aproximadamente 170m² que consome, anualmente, 35,120kWh. Diversas simulações foram realizadas variando a potência do sistema fotovoltaico entre 0 e 24kW, primeiramente sem considerar o uso de baterias. Nas simulações o sistema fotovoltaico assume participação entre 0% e 70%. Segundo os autores, a participação de energias renováveis em sistemas híbridos permanece entre 11% e 25%. O desembolso inicial para o sistema aumenta conforme aumenta a participação da energia fotovoltaica e, em contrapartida, os custos com manutenção e combustível diminuem, por efeito da redução do uso dos geradores diesel.

Quando comparado com um sistema exclusivamente a diesel, a participação de 22% de geração fotovoltaica é responsável pela redução de 14% no consumo de combustível, e essa redução vai para 19% com a inserção de baterias com autonomia para 3 horas. Conseqüentemente, a emissão de gases poluentes sofre as mesmas reduções. Em um sistema híbrido onde a parcela fotovoltaica participa com 22%, sem utilização de baterias, o custo da energia gerada é USD 0,178/kWh. Quando o banco de bateria de 3 horas de autonomia é inserido no sistema, o custo da energia gerada se mantém praticamente constante. Os autores citam que, na literatura, o custo médio de sistemas híbridos, similares ao sistema deste estudo, é USD 0,20/kWh. Mais importante, ressaltam os autores, a participação de 22% de energia fotovoltaica no sistema híbrido evita o lançamento de 2 toneladas por ano de emissões de carbono na atmosfera.

Um estudo de viabilidade de um sistema híbrido composto por gerador de energia eólico e fotovoltaico é apresentado no trabalho de Yang, Wei e Chengzhi (2009), para suprir o consumo de energia de 1.500W em uma estação de telecomunicação localizada em Hong Kong. Utilizando dados climáticos do ano de 1989, os autores deste trabalho criam um

modelo e utilizam a técnica do Custo Anualizado do Sistema para a abordagem econômica, em que consideram os custos anualizados do investimento inicial para o gerador fotovoltaico, sistema de baterias, gerador eólico e torre, custo anualizado da substituição do sistema de baterias e os custos anualizados de manutenção do gerador fotovoltaico, sistema de baterias, gerador eólico e torre. Essa técnica transforma o custo inicial e o custo de reposição em valores anuais uniformes ao longo da vida do projeto.

Na sequência é criado o modelo de otimização do sistema, que é um algoritmo capaz de encontrar configuração ótima para o sistema, ou seja, a configuração sofre variações até que se consiga o menor custo anualizado do sistema. As variáveis de decisão utilizadas pelo modelo são: quantidade de módulos fotovoltaicos, quantidade de turbinas eólicas, quantidade de baterias, ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos e altura da instalação da turbina eólica. Ao final do estudo, o projeto é implantado e o custo anualizado permanece em USD 9.708,00.

Já no trabalho elaborado por Dusonchet e Telaretti, (2010) é feita uma abordagem a respeito dos incentivos oferecidos por nove países do leste europeu (Bulgária, República Tcheca, Estônia, Hungria, Letônia, Polônia, Romênia, Eslováquia e Eslovênia) para geração de energia oriunda de fontes renováveis. O estudo se restringe a geração de energia fotovoltaica. É elaborado um fluxo de caixa levando em conta o investimento inicial, incluindo todos os subsídios, TGC (*Tradable Green Certificate*, que são benefícios negociáveis no mercado de energia elétrica, recebidos devido ao uso de energias renováveis) ou FIT (Feed in Tariffs, que são créditos recebidos pela injeção de energia renovável na rede elétrica), a tarifa de energia, custos de manutenção e gerenciamento e seguro para cada país. Foi adotado como premissa que toda energia produzida pelo sistema fotovoltaico é injetada na rede, a exceção de dois países onde o sistema de compensação foi adotado (Hungria e Romênia), onde toda energia produzida foi considerada utilizada pelo consumidor. Considerando um WACC de 3% ao ano e um aumento da tarifa de energia anual de 3%, foram calculados o Valor Presente Líquido (VLP) e a Taxa interna de Retorno (TIR) desse fluxo de caixa.

Como resultado, os países com maiores FIT (República Tcheca, Eslováquia e Bulgária) registram os melhores resultados econômicos (Pay Back, VPL e TIR). Já países que adotaram o benefício do TCG, apresentam Pay Backs muito longos, de aproximadamente 25 anos. Por fim, o sistema de compensação demonstra não ser um bom incentivo. Os autores concluem ainda, que além dos incentivos citados, diferença de irradiação solar, que varia muito conforme o país, provoca forte influência nos resultados.

O trabalho apresentado por Lau *et al.* (2010), estuda a utilização e sistemas híbridos (diesel e fotovoltaico) de geração de energia a comunidades rurais na Malásia, isoladas das redes de energia elétrica, em específico, uma comunidade com 40 casas e um consumo total de pico igual a 80kW. Segundo os autores, a implementação da geração fotovoltaica traz benefícios em relação ao sistema exclusivamente a diesel, como, por exemplo, aumento da confiabilidade, redução de emissões poluentes, redução do custo da energia gerada e maior

eficiência na utilização da energia e reduzido custo de manutenção. Porém o custo do equipamento e o custo de instalação são representativos.

A simulação é realizada para um período de 25 anos, para um sistema composto por um gerador fotovoltaico com potência de 60kW (associado a um sistema de baterias) e dois geradores diesel de 50kW, utilizando uma taxa de juros de 6% ao ano. O preço do diesel nessas áreas isoladas é muito elevado e isso contribui para melhorar o resultado do estudo. Para o sistema fotovoltaico foram considerados como investimento inicial, os valores de USD 5.600 por kW para o gerador, USD 900 para o inversor de frequência (investimento inicial e reposição) e USD 1.100 para o banco de baterias. Anualmente foram considerados o custo de reposição (USD 1.000) e custo de operações e manutenção (USD 10). Já para o sistema diesel, foram considerados como investimento inicial, USD 25.000 e USD 20.000 como reposição. Para operação e manutenção, USD 1,25 por hora e uma vida útil de 15 mil horas.

Realizadas simulações variando o preço do diesel e a configuração do sistema (sistema composto apenas por geradores a diesel, sistema híbrido fotovoltaico/diesel sem baterias e híbrido com bateria), chegando, portanto, à conclusão que a melhor configuração do ponto de vista econômico, com o preço do diesel até USD 1,05/litro, seria a composta apenas por geradores a diesel. Já com o preço do litro do diesel entre USD 1,05 e USD 1,60, o sistema economicamente mais viável seria o híbrido sem a utilização de baterias e para o diesel custando acima de USD 1,60 por litro, a configuração mais adequada seria o conjunto híbrido com a utilização de baterias.

Com o objetivo de explanar os métodos de simulação, otimização e tecnologias de controle, para sistema híbrido de geração de energia fotovoltaica e eólica isolado da rede elétrica da concessionária, e tomando como ponto principal a confiabilidade e custo, um estudo é realizado por Zhou *et al.* Dependente das condições climáticas, a geração de energia através dessas fontes de energia renováveis manifestam dificuldades em acompanhar o perfil de demanda do consumidor, principalmente quando não conectadas à rede elétrica. Esta deficiência pode ser compensada pela associação de bancos de baterias. Foram pesquisados os critérios de confiabilidade de energia, *Loss of Load Probability (LOLP)*, *Loss of Load Risk (LOLR)* e *System Performance Level (SPL)*, *Loss of Load Hours (LOLH)*, sendo os dois últimos os mais utilizados. Na análise de custos, os autores se referem aos métodos do Valor Presente Líquido, e Custo Nivelado de Energia (do inglês, *LCOE - Levelized Cost of Energy*) e Custo de Ciclo de Vida (do inglês, *Life-Cycle Cost*).

Foram realizadas as modelagens do sistema fotovoltaico, do sistema eólico e das baterias para a simulação do sistema híbrido. Técnicas de otimização, como por exemplo, Métodos de Construção Gráfica (do inglês, *Graphic Construction Methods*), Abordagens Probabilísticas, Técnicas Iterativas, Métodos de Inteligência Artificial e Otimização Multi-objetivo foram analisadas. Os autores concluem que sistemas geradores híbridos são mais viáveis que sistemas com apenas uma fonte geradora em áreas remotas, isoladas dos sistemas elétricos convencionais. Concluem ainda que uma análise detalhada no início do projeto é essencial para a redução dos custos iniciais e dos custos operacionais.

O LCOE, segundo Branker, Pathaka e Pearcea (2011), é o método mais utilizado na análise de viabilidade econômica em energia fotovoltaica. Neste trabalho é feita uma análise desse método com finalidade esclarecer distorções que aparecem na literatura, através do estudo de caso no Canadá. Deve ser feita uma detalhada análise a respeito das variáveis que compõem a viabilidade: custo do sistema, tarifa de energia, que é dinâmico em relação ao tempo e em relação ao local onde é feito o estudo, diferença de financiamento entre as diversas tecnologias, vida útil do sistema, eficiência, custos ambientais e desmontagem do sistema, além dos seguintes termos: inflação, impostos, incentivos, créditos de carbono dentre outros. Foram analisados 47 estudos usando a metodologia LCOE, em sua maioria nos Estados Unidos e Canadá, entre 2003 e 2011, onde foram adotadas diferentes tecnologias fotovoltaicas, dimensionamentos, incentivos, tipo de financiamento, além da vida útil variando entre 20 e 40 anos.

Na análise dos resultados o autor ressalta que as políticas de incentivo devem ter objetivos de longo prazo, a preferência por adoção de financiamento dilui o custo do projeto ao longo da vida útil do sistema e é altamente influenciado pela taxa de juros, já que empréstimos sem taxas de juros auxiliariam o investimento em programas comunitários, auxiliando o governo a atingir as metas em energias renováveis. Por fim, as premissas que mais impactam nos resultados são: taxa de desconto e preço do sistema, sendo que os autores ressaltam que as premissas de maior influência no custo da energia produzida para sistemas fotovoltaicos são: custos do sistema, financiamento e vida útil.

Uma análise técnico-econômica de um sistema híbrido composto por geração fotovoltaica, baterias e microturbinas movidas a gás natural atuando como sistema auxiliar (*backup*) é apresentado no estudo de Ismail, Moghavvemi e Mahlia (2013). É apresentada uma análise de um sistema exclusivamente fotovoltaico, um sistema exclusivamente composto por microturbinas e um sistema híbrido com essas duas fontes, em uma comunidade rural, na Palestina, onde a população necessita de geradores a diesel, principalmente no período noturno. Na simulação, a energia demandada é suprida primeiramente pelo gerador fotovoltaico e na sequência pelas baterias. Se a energia for insuficiente para a demanda, a microturbina entra em operação. Os autores citam muitas vantagens na utilização da microturbina a gás em relação ao gerador a diesel, como por exemplo, confiabilidade, menor emissão de poluente, menor nível de ruídos, maior flexibilidade em termos de combustível e menor necessidade de manutenção.

Modelos matemáticos foram criados para cada componente do sistema. Para o sistema fotovoltaico foram levados em consideração o ângulo de inclinação das placas, radiação solar, temperatura de operação e a perda de eficiência que ocorre ao longo do tempo. Para a bateria foi considerada a capacidade de armazenamento da bateria. Já para a microturbina, que foi dimensionada para atender ao pico de consumo diário, foi considerado o consumo de combustível. A modelagem econômica é feita baseada no custo total do ciclo de vida (do inglês, *total life cycle costing*) do sistema.

Na análise foram levados em consideração o investimento inicial, custo de instalação, custo de manutenção, custo de operação, custo de substituição, inflação e taxa de desconto. O

custo da energia (do inglês, COE - *Cost of Energy*) foi o indicador utilizado para comparar os cenários. O tempo de vida do projeto considerado foi 25 anos, por ser o tempo do componente com maior vida útil, neste caso, as placas fotovoltaicas. Os resultados mostram que o sistema híbrido é responsável pelo menor COE, ou seja, USD 0,284/kWh, onde o gerador fotovoltaico contribui com 40% da energia gerada e ocorre a produção anual de 75,21 toneladas de CO₂. Já no sistema onde o gerador fotovoltaico (acompanhado do sistema de baterias) é exclusivo, o COE atinge USD 0,570/kWh. E no sistema composto somente por microturbina, o COE fica em USD 0,276/kWh e neste cenário, duas microturbinas foram consideradas, em que, cada uma opera metade do dia. O resultado desse último cenário é a produção de 100,7 toneladas de CO₂ por ano. O último cenário apresentado é ligeiramente mais viável do ponto de vista econômico, porém, a configuração considerada mais viável, foi o sistema híbrido, devido à menor produção de CO₂.

Uma análise de sensibilidade é realizada e mostra que a variável que mais influencia no COE é o custo inicial de implantação do projeto e o tempo de vida do projeto. A análise doutro autor é citada para comparar o custo da energia gerada na Palestina, como por exemplo, um sistema composto por geração fotovoltaica, eólica, baterias e, como sistema *backup*, gerador a diesel apresenta um COE de USD 0,281/kWh e, no mesmo estudo, o COE encontrado é USD 0,332/kWh para um sistema composto por fotovoltaico, bateria e, como *backup*, gerador a diesel. Isso comprova que a utilização de microturbinas é economicamente mais atrativa que a utilização de geradores a diesel. Por fim, o custo da energia da concessionária na Palestina é USD 0,17/kWh.

Sinha e Chandel (2014) apresentam um estudo onde 19 *softwares* para projetos, análise, otimização e análise de viabilidade econômica são analisados e comparados, identificando suas capacidades, limitações e oportunidades para futuras pesquisas, sendo eles, HOMER, Hybrid2, RETSCREEN, iHOGA, INSEL, TRNSYS, iGRHYSO, HYBRIDS, RAPSIM, SOMES, SOLSTOR, HySim, HybSim, IPSYS, HySys, Dymola/Mode-lica, ARES, SOLSIM e Hybrid Designer. Estudos de casos são realizados utilizando o HOMER e o RETSCREEN para um sistema fotovoltaico com bateria e um sistema híbrido composto por geração fotovoltaica e eólica com bateria.

O HOMER foi identificado como o *software* mais utilizado para esse tipo de simulação, seguido por RETSCREEN, HOGA, HYBRID2, TRNSYS e ARES. Nove deles não tiveram seus status relatados, sendo eles, HySim, HySys, SOMES, SOLSTOR, HYBRIDS, RAPSIM, ARES, IPSYS e INSEL. Por fim, são realizadas simulações com o HOMER e o RETSCREEN para demonstrar que suas capacidades são comparáveis.

Em uma análise econômica comparativa realizada para cinco países europeus, sendo eles, França, Alemanha, Grécia, Itália e Reino Unido, o trabalho de Dusonchet e Telaretti (2015) utiliza o método do Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) para sistemas de diferentes capacidades. A diferença de custo entre a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos e a energia fornecida pela rede das concessionárias, tem sido reduzida através das políticas que vários países têm aplicado, como por exemplo, subsídios para

investimento, redução de impostos, sistema de compensação, FiT (do inglês, *Feed in Tariffs* - garantia de compra, pelo governo, do superávit da energia gerada) dentre outras.

Os autores citam que a França conta com incentivos tributários e FiT e subsídio de capital para investimento, porém, o autoconsumo não é permitido. Sendo o país com maior capacidade fotovoltaica instalada, a Alemanha atingiu os 32GW de geração fotovoltaica devido a vários fatores, dentre eles, confiança dos interessados, estabilidade de longo prazo dos mecanismos de incentivo, procedimentos de permissão simplificados. O FiT foi implantado em 2004 que tem duração de 20 anos, com remuneração constante, e além disso, o produtor de energia pode optar em vender diretamente no mercado de energia, podendo transitar livremente entre esse mercado e o FiT. Outro incentivo existente na Alemanha são empréstimos de longo prazo com baixos juros, onde a taxa de 1% ao ano pode ser obtida para prazos de 5 ou 10 anos.

Já na Grécia, medidas do governo implementadas a partir de 2012 têm inibido os investimentos em energias renováveis e, por consequência, reduzindo o principal benefício, o FiT, que foi achatado em até 46% e novas conexões não estão sendo liberadas. Em 2013, um pacote de medidas de austeridade piorou ainda mais o cenário, implantando impostos retroativos em faturamentos de produtores desse tipo de energia. No mesmo ano o governo aprova o sistema de compensação residencial, onde o produtor pode compensar seu consumo com a energia produzida, porém, sem pagamento pelo superávit. Atualmente as concessionárias de energia são obrigadas a comprar a energia injetada pelos produtores e o FiT é garantido por 20 ou 25 anos, dependendo do tipo de instalação. Na Itália, o FiT foi estabelecido em 2005 e vem sofrendo constantes ajustes. A partir de fevereiro de 2013, o FiT passou a ser garantido por 20 anos, com remuneração constante, porém, em julho do mesmo ano, o FiT parou de ser oferecido. Como alternativa, os produtores puderam optar pelo sistema de compensação. Outra alternativa possível na Itália é a venda da energia para o mercado livre. Os procedimentos para conexão são bem simples.

O governo britânico tem metas arrojadas para a redução das emissões de carbono, sendo elas, 35% até 2020 e 85% até 2050, e a energia fotovoltaica é a mais beneficiada com o FiT e com um sistema de cotas negociáveis (ROCs - *Renewable Obligation Certificates*) e, adicionalmente, os produtores de energia fotovoltaica podem autoconsumir aparte da energia gerada injetando o excedente na rede e, se o a potência do gerador for menor que 30kW, ainda recebe um bônus. O valor pago no FiT é aproximadamente 1/3 do valor da tarifa de energia da concessionária. Antes de 2012 o FiT era garantido por 25 anos e, a partir de agosto do mesmo ano, passou a ser garantido por 20 anos. Empresas fornecedoras de energia são obrigadas a fornecer um percentual dessa energia oriunda de fontes renováveis.

Para a análise comparativa, algumas premissas foram consideradas, como por exemplo, o tempo de 25 anos como vida do projeto e nenhum subsídio para o investimento ou de impostos. Para a mesma potência do gerador, cada país teve uma quantidade de energia gerada, devido à diferença de radiação solar. Como resultado sistemas fotovoltaicos são mais viáveis quando montados em telhados, devido às maiores tarifas pagar no FiT. Na França, os retornos são muito baixos, principalmente devido à falta de FiT para sistemas montados no

solo. Na Alemanha, foi constatada a viabilidade para sistemas de pequeno e médio porte (até 100kW), devido, principalmente ao auto-consumo. Por outro lado, para sistemas maiores, montados no solo, onde não existe o benefício do auto-consumo, a viabilidade não é atingida.

Já na Grécia, apesar dos achatamentos nos benefícios de FiT, é observada a viabilidade para todas as simulações, especialmente para os sistemas montados em telhados e os autores afirmam que este fato ocorre principalmente devido ao alto nível de radiação solar e às condições favoráveis do sistema de compensação. A Itália apresenta os melhores resultados para os índices econômicos de avaliação e esse fato é atribuído ao alto custo da energia elétrica, tornando o sistema de compensação muito atrativo. No Reino Unido, apenas sistemas fotovoltaicos instalados em tetos são economicamente viáveis, principalmente devido às regras de compensação. Além disso, sistemas maiores que 250kW recebem menos benefícios do FiT, insuficientes para os tornarem economicamente viáveis, mediante as baixas irradiações solares do país. Por fim, como sugestão, os autores indicam a implantação de sistemas regulatórios de auto-consumo para tornar a geração fotovoltaica economicamente viável.

Além dos artigos acima, dois outros artigos foram apresentados devido à importância do método utilizado e, no caso do segundo, usar informações do Brasil para suas pesquisas.

Campoccia *et al.* (2014) apresentam um trabalho onde fazem uma análise comparativa entre cinco países (Itália, França, Grécia, Reino Unido e Alemanha) através da simulação de geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos com três diferentes capacidades (3kW, 20kW e 500kW). Para fazer a análise econômica em cada país, foram utilizadas as técnicas de VPL, *Pay Back* e Taxa Interna de Retorno no período de 25 anos. Nos cinco países foi considerado o *Feed in Tariffs*, em que a concessionária de energia é obrigada a comprar o excedente de energia que foi gerada e não consumida. Esse é um incentivo que alguns governos promovem para estimular o investimento em geração de energia oriunda de fontes renováveis e geralmente tem prazo determinado. Apenas na Itália a referida pesquisa leva em consideração o sistema de compensação de energia, em que a energia gerada e não consumida é injetada na rede da distribuidora de energia elétrica, podendo ser utilizada posteriormente, combinado com *Feed in Tariffs*.

Com o objetivo de avaliar o país que apresente o melhor resultado em investimento na geração fotovoltaica de pequena capacidade, o estudo realizado por Rodrigues *et al.* (2016), analisa os resultados econômicos para sistemas de 1kW e 5kW em 13 países (Austrália, Brasil, China, Alemanha, Índia, Iran, Itália, Japão, Portugal, África do Sul, Espanha, Reino Unido e Estados Unidos), instalados em telhados. Esse estudo leva em consideração o preço da tarifa de energia, impostos, política pública de incentivos em energias renováveis, eficiência dos sistemas geradores, radiação solar e mercado de forma geral. Foram criados cenários para 100%, 70%, 50% e 30% de consumo próprio e o superávit de energia gerada seria injetado na rede. Também foram considerados custos de operação e manutenção equivalente a 1,5% e 2,5% do valor do investimento inicial, dependendo da potência do gerador. A perda de eficiência considerada foi 0,7% ao ano. O estudo conclui que os sistemas de 5kW apresentam melhores resultados, pois o preço do equipamento por Watt instalado é

mais baixo quando comparado com sistemas de 1kW. O resultado para o Brasil não demonstra viabilidade em nenhuma das alternativas. Dos 13 países, o Brasil apresenta o quarto preço mais elevado para instalação do sistema de 5kW e o sexto para o sistema de 1kW, a segunda maior taxa de juros, e não se beneficia de nenhuma forma de subsídio, junto de outros 5 países.

2.3 Critérios de avaliação econômica de investimentos em geração de energia renovável

Nos Estados Unidos, Lee *et al.* (2016), no Paquistão, Iftikhar *et al.* (2017) e em cinco países da Europa, Campoccia *et al.*, (2009) utilizam diversos métodos como VPL, TIR, Pay Back e Fluxo de Caixa Descontado para analisar a viabilidade econômica de investimentos em sistemas fotovoltaicos de geração de energia.

Rocha *et al.* (2018) corroborando com Arnold e Yildiz (2015) e Aquila *et al.* (2016) afirma que o VPL é um dos métodos mais utilizados para a avaliação da viabilidade de investimentos em geração de energia renovável. O VPL é considerado, ainda, o método mais aceito em avaliações financeiras para projetos de longo prazo (RODRIGUES *et al.*, 2016).

Ainda para Arnold e Yildiz (2015), um VPL igual a zero representa que o capital investido foi retornado para o investidor à taxa de retorno esperada, um VPL positivo significa que o retorno do capital investido foi maior que o esperado e, ao contrário, um VPL negativo mostra que o investimento não obteve resultado suficiente para atender às expectativas e ficou abaixo da rentabilidade esperada.

Hawawini e Viallet (2009), explicam que o VPL é o valor descontado, à uma taxa igual ao custo médio ponderado de capital (WACC, do inglês *Weighted Average Cost of Capital*), da série de fluxos de caixa futuros de um investimento menos o valor do investimento inicial, e pode ser representado pela Equação 1.

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

onde, FC_0 representa o valor do desembolso inicial, FC_t o fluxo de caixa esperado ao final do ano t , k o custo de capital (WACC) e N a quantidade total de períodos analisados.

Foi adotado como critério de avaliação da viabilidade econômica, o VPL, por representar de forma clara a relação entre os resultados financeiros gerados pelo investimento e o valor inicial de investimento, tornando simples e direta a comparação entre os cenários.

Na perspectiva econômica, em cada modelo de contrato, os dados serão lançados nos fluxos de caixa para cada configuração técnica, retornando como resultado, o índice econômico (VPL) que será a base para a comparação das configurações.

Conforme visto no Capítulo 2, segundo Hawawini e Viallet (2009), VPL pode ser representado pela Equação 1.

O VPL, como foi explicado no Capítulo 2, é somatória dos resultados dos fluxos de caixa, descontados a uma taxa de anual, o WACC.

O WACC utilizado no modelo de construção foi o valor médio da SELIC (média diária de juros, anualizada com base em 252 dias úteis, conforme divulgado pelo BCB) entre janeiro de 2010 e maio de 2019, 10,20% ao ano. Já para o modelo de locação, o WACC foi calculado seguindo a mesma metodologia adotada pela ANEEL na nota técnica N° 23/2018 - SRM/ANEEL, que segundo a própria ANEEL, é amplamente difundido e de maior consenso em finanças corporativas para remuneração de capital do serviço público de energia elétrica. Os modelos de contrato de construção e de locação estão detalhados no Capítulo 3 e o cálculo do WACC está detalhado no Apêndice B.

2.4 Energia fotovoltaica

De acordo com a descrição de Haque, Sharma e Nagal (2016) a energia fotovoltaica é gerada por um sistema que converte energia luminosa (proveniente de fonte solar ou artificial) em energia elétrica. A energia que é gerada em corrente contínua é transformada em corrente alternada pelos inversores de frequência para atender às especificações da concessionária e possibilitar que o sistema fotovoltaico seja conectado à rede elétrica.

O sistema é composto por placas solares que captam a energia solar e geram energia elétrica em corrente contínua. Inversores de frequência que recebem a energia gerada em corrente contínua e a transformam em corrente alternada nos mesmos padrões da energia da concessionária (tensão e frequência), cabeamento que transportam a energia, medidores bidirecionais que são capazes de medir a quantidade de energia gerada e injetada na rede elétrica e a quantidade de energia consumida da rede, como representado na Figura 11.

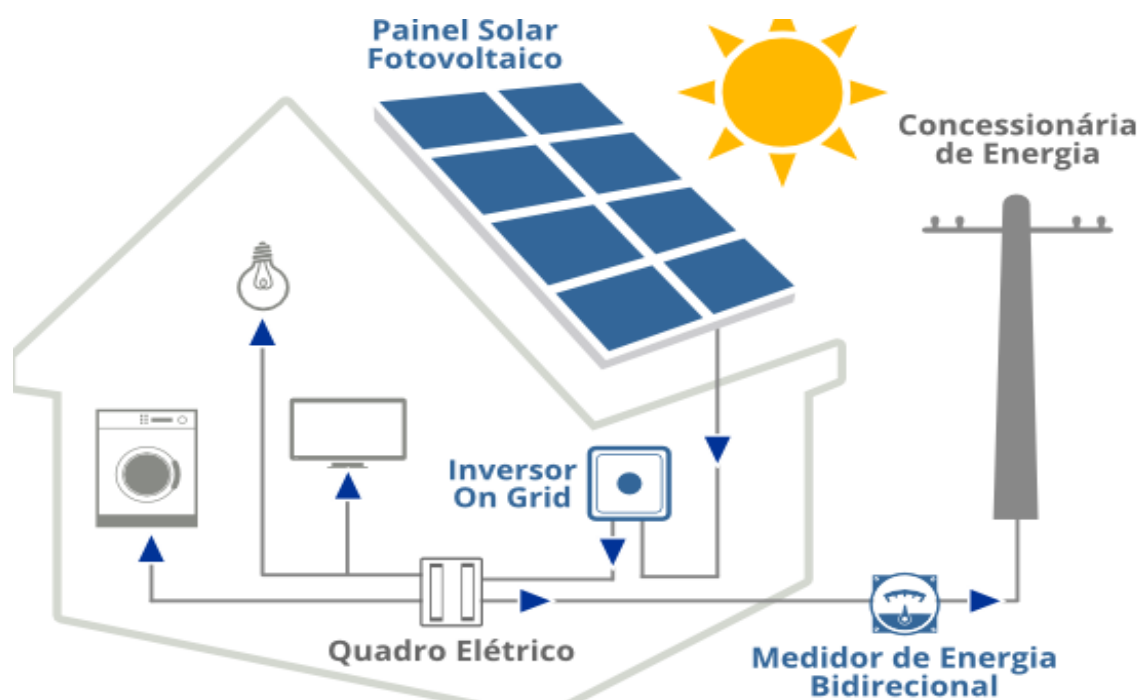


Figura 11 – Sistema de getração de energia fotovoltaica.

Segundo a ANEEL, a geração de energia elétrica próxima ao local de consumo ou na própria instalação consumidora, chamada de “geração distribuída”, pode trazer uma série de vantagens sobre a geração centralizada tradicional, como, por exemplo, economia dos investimentos em transmissão, redução das perdas nas redes e melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica.

Em 17 de abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa N°482/2012 da ANEEL, que regulamento a microgeração e minigeração distribuídas, permitindo o consumidor poder gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis além de poder fornecer o excedente para a rede de distribuição local. Em 24 de novembro de 2015, a Resolução Normativa N°687/2015 revisa a resolução N°482/2012 e estabelece que Microgeração distribuída se refere a uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75kW ao passo que que minigeração distribuída diz respeito à central geradora com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 5MW, que sigam às regulamentações da ANEEL.

Ainda segundo a ANEEL, gerações distribuídas trazem alguns benefícios para o sistema elétrico e entre eles se destacam: adiamento de investimentos em expansão da rede elétrica, alívio da rede e conseqüente redução das perdas inerentes ao fluxo de energia e aumento da diversificação da matriz energética. Cada unidade geradora permanece conectada no sistema elétrico e pode tanto consumir como injetar energia na rede conforme necessidade de consumo.

A participação da energia fotovoltaica na oferta interna de energia elétrica (OIEE) no Brasil vem crescendo muito nos últimos anos. 2013 foi o primeiro ano onde essa fonte de energia apareceu na Resenha Energética Brasileira, publicação do Ministério das Minas e Energia, com uma participação de apenas 0,001% como mostra a Tabela 4. Essa participação salta para 0,13% em apenas 4 anos, como mostra a Tabela 5.

Tabela 4 – Oferta interna de energia elétrica em 2013 e 2014.

ESPECIFICAÇÃO	GWh		14/13 %	Estrutura (%)	
	2013	2014		2013	2014
HIDRO	390.992	373.439	-4,5	64,0	59,8
BAGAÇO DE CANA	29.871	32.303	8,1	4,9	5,2
EÓLICA	6.578	12.210	85,6	1,1	2,0
SOLAR	5	16	235,5	0,001	0,003
OUTRAS RENOVÁVEIS	10.600	13.879	30,9	1,7	2,2
ÓLEO	22.090	31.668	43,4	3,6	5,1
GÁS NATURAL	69.003	81.075	17,5	11,3	13,0
CARVÃO	14.801	18.385	24,2	2,4	2,9
NUCLEAR	15.450	15.378	-0,5	2,5	2,5
OUTRAS NÃO-RENOVÁVEIS	11.444	12.125	5,9	1,9	1,9
IMPORTAÇÃO	40.334	33.775	-16,3	6,6	5,4
TOTAL	611.169	624.254	2,1	100,0	100,0
<i>Dos quais renováveis</i>	<i>478.381</i>	<i>465.623</i>	<i>-2,7</i>	<i>78,3</i>	<i>74,6</i>

Notas: (a) inclui 52,2 TWh de autoprodutor cativo em 2014 (que não usa a rede básica); (b) Gás industrial inclui gás de alto forno, gás siderúrgico, gás de coqueria, gás de processo, gás de refinaria, enxofre e alcatrão

Tabela 5 – Oferta interna de energia elétrica em 2016 e 2017.

ESPECIFICAÇÃO	GWh		17/16 %	Estrutura (%)	
	2016	2017		2016	2017
HIDRÁULICA	380.911	370.906	-2,6	61,5	59,4
BAGAÇO DE CANA	35.236	35.655	1,2	5,7	5,7
EÓLICA	33.489	42.373	26,5	5,4	6,8
SOLAR	85	832	875,6	0,01	0,13
OUTRAS RENOVÁVEIS (a)	15.805	15.617	-1,2	2,6	2,5
ÓLEO	12.103	12.733	5,2	2,0	2,0
GÁS NATURAL	56.485	65.593	16,1	9,1	10,5
CARVÃO	17.001	16.257	-4,4	2,7	2,6
NUCLEAR	15.864	15.739	-0,8	2,6	2,5
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS (b)	11.920	12.257	2,8	1,9	2,0
IMPORTAÇÃO	40.795	36.355	-10,9	6,6	5,8
TOTAL (c)	619.693	624.317	0,7	100,0	100,0
<i>Dos quais renováveis</i>	<i>506.320</i>	<i>501.739</i>	<i>-0,9</i>	<i>81,7</i>	<i>80,4</i>

(a) Lixívia, biogás, casca de arroz, capim elefante, resíduos de madeira e gás de c. vegeta; (b) Gás de alto forno, de aciaria, de coqueria, de refinaria e de enxofre; e alcatrão; (c) Inclui autoprodutor cativo (que não usa a rede básica).

Fonte: Resenha Energética Brasileira, 2018 - Ministério das Minas e Energia.

Já a Figura 12 mostra a evolução da potência instalada (em MW) enquadradas em micro ou minigeração no Brasil até maio de 2017.

Na Figura 13 é apresentado o total de potência instalada (em MW) no Brasil oriunda de micro e mini geradores até maio de 2017. A geração fotovoltaica representa com 70% do total.

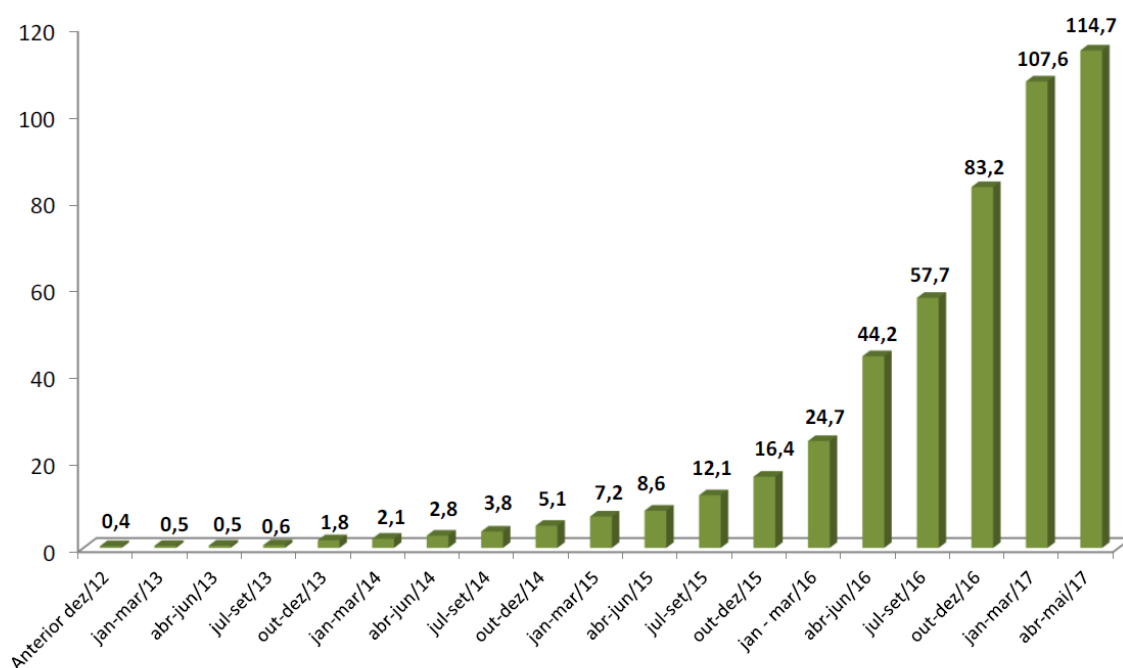


Figura 12: Evolução da potência instalada no Brasil até maio de 2017, em MW.

Fonte: ANEEL - Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL de 24 de maio de 2017.

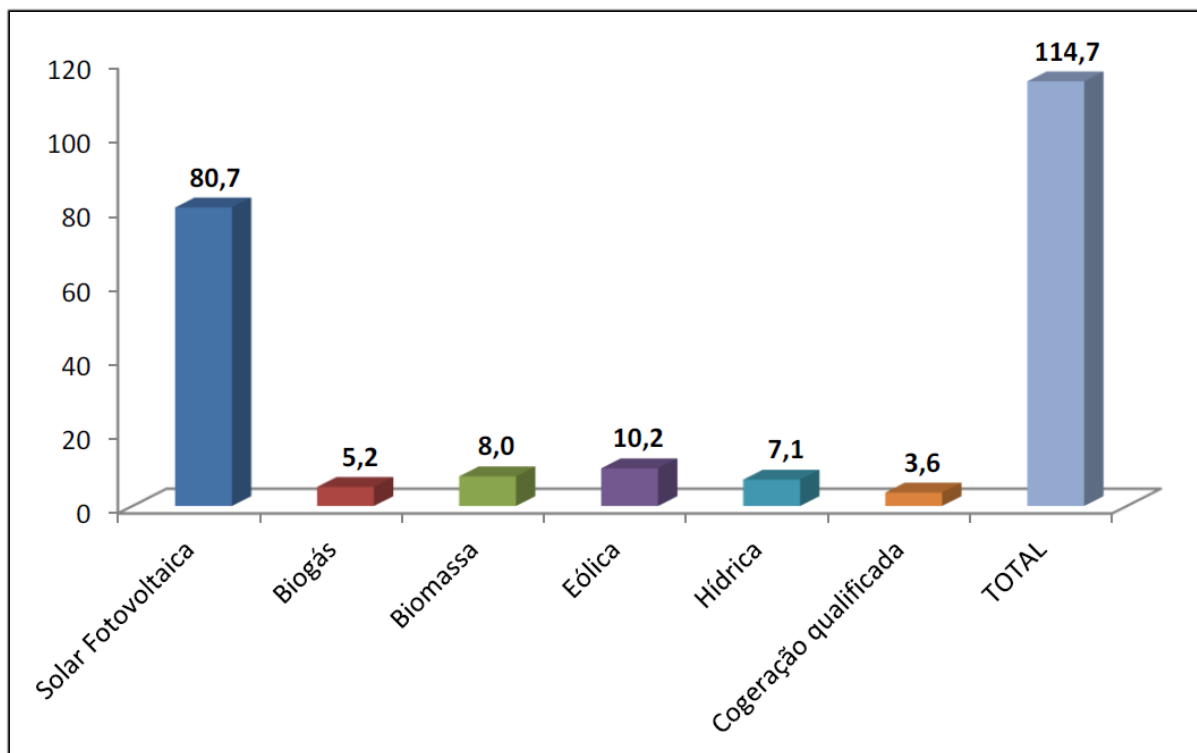


Figura 13 – Potência instalada no Brasil até maio de 2017 oriunda de micro e minigeradores, em MW.

Fonte: ANEEL - Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL de 24 de maio de 2017.

2.5 Sistema de tarifação e compensação

Segundo a Resolução Normativa N°479/2012 da ANEEL, “posto tarifário” é o período de tempo em horas para aplicação das tarifas de energia elétrica de forma diferenciada ao longo do dia.

“Posto tarifário de ponta”, também denominado “horário de ponta” (HP) é o período de 3 horas consecutivas definidas pela distribuidora de energia (no caso da CEMIG, o horário de ponta tem início as 17:00h e termina as 20:00h, de segunda a sexta, a exceção da maioria dos feriados). Por outro lado, “posto tarifário fora de ponta”, ou “horário fora de ponta” (HFP) abrange o período não compreendido pelo horário de ponta, ou seja, no caso da CEMIG, das 20:00h às 17:00h.

Conforme a Resolução N°414 da ANEEL, um consumidor será enquadrado em um dos 2 grupos, de acordo com a classe de tensão em que esse consumidor é ligado. A UNIFEI pertence ao grupo A, por ser atendida em alta tensão e subgrupo A4, por ser atendida em 13,8kV.

Além disso, unidades consumidoras do grupo A podem escolher uma das 3 modalidades tarifárias: modalidade tarifária convencional binômica, modalidade tarifária horária azul e modalidade tarifária horária verde.

Na modalidade tarifária convencional binômia são aplicadas tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência independentemente do horário de consumo ao longo do dia. A modalidade tarifária horária verde se caracteriza por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, dependendo do horário de utilização (posto tarifário) e uma única tarifa de demanda de potência. Já na modalidade tarifária horária azul, ambas as tarifas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência são diferentes dependendo do posto tarifário. A UNIFEI está enquadrada na modalidade tarifária horária verde.

A Resolução Normativa N°482/2012 da ANEEL estabelece um sistema de compensação de energia elétrica, em que a energia gerada será utilizada para compensar a energia consumida no mesmo posto tarifário que foi gerada, dentro de um ciclo de faturamento. Porém, se houver excedente, esse saldo poderá ser utilizado para compensar o consumo em outro posto tarifário, mediante um “fator de ajuste”.

“Fator de ajuste” é o quociente entre a tarifa de energia no posto tarifário em que a energia foi gerada e a tarifa de energia no posto tarifário em que a energia foi consumida. Desse modo, é possível fazer a equivalência das quantidades de energia gerada ou consumida em diferentes postos tarifários, tornando possível a realização do balanço energético.

Após a compensação no mesmo posto tarifário e a compensação em posto tarifário diferente, mediante a utilização do fator de ajuste, se ainda assim houver excedente de energia gerada, haverá um crédito que poderá ser utilizado nos próximos 60 meses.

Vale ressaltar que apenas a energia elétrica pode ser compensada pelo gerador fotovoltaico. A demanda de potência não participa dessa compensação e permanece nas mesmas condições anteriores à instalação do gerador fotovoltaico.

Além disso, existem as “Bandeiras Tarifárias” que, segundo a Resolução Normativa N°479 da ANEEL, têm como finalidade divulgar os custos atuais da geração de energia. Na prática essas bandeiras representam diferentes níveis de tarifas que serão aplicados. Atualmente existem três bandeiras: verde, amarela e vermelha, esta última, ainda dividida em dois patamares.

A energia consumida ou gerada é medida em quilowatts-hora (kWh) e a potência de um gerador fotovoltaico é denominada por quilowatt de pico (kWp). “Energia Normalizada” é o fator de conversão pelo qual se divide o valor da energia a ser gerada para se obter a potência de pico. A unidade da energia normalizada é kWh/kWp. O cálculo da energia normalizada leva em conta a insolação, latitude e demais fatores que influenciam na capacidade de geração que varia dependendo da região geográfica.

Para a cidade de Itajubá, a energia normalizada foi calculada a partir dos dados do QMAP (Centro de Estudos em Qualidade da Energia e Proteção Elétrica da própria UNIFEI), que possui um sistema de geração de energia fotovoltaica, correspondendo ao valor de 3,95 kWh/kWp para HFP e 0,13 kWh/kWp para HP.

Horas de Sol Pleno (HSP) é o tempo, em horas, que um sistema de geração de energia fotovoltaica hipotético com irradiância igual a 1kW/m^2 permanece gerando energia, de forma

constante, para que a energia produzida seja equivalente à energia produzida em um dia por um gerador fotovoltaico real, conforme representado na Figura 14.

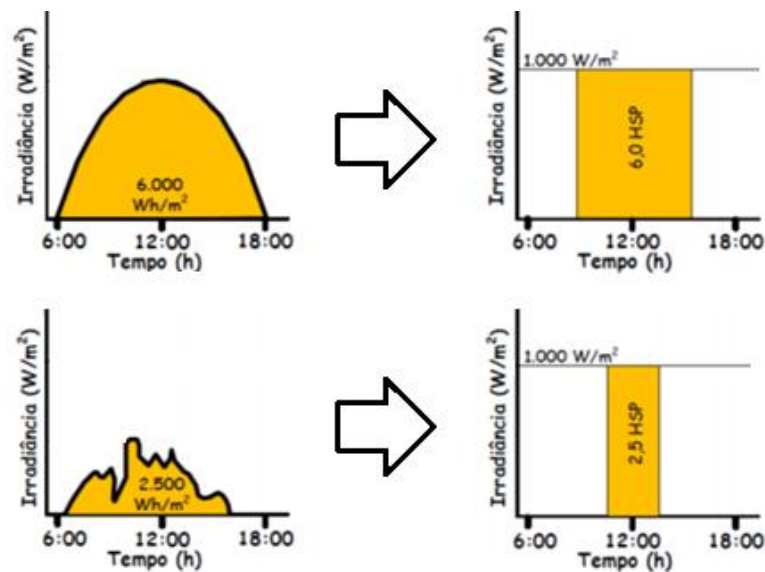


Figura 14 – Representação das Horas de Sol Pleno.

Fonte: Adaptado Prof. Alceu Ferreira Alves, UNESP, 2º semestre de 2016.

2.6 Power Purchase Agreement (PPA)

Power Purchase Agreement (PPA) são modelos de contratos de compra de energia elétrica utilizados para energias renováveis, onde o consumidor compra energia diretamente do produtor, em que se define o preço da energia, que pode ser fixo ou variável, mediante um desconto na tarifa vigente da concessionária local.

Nos contratos PPA de preço fixo é estabelecido um preço para o kWh de energia, no momento na assinatura do contrato e o reajuste ocorrerá anualmente, baseado em algum índice de reajuste. Já em contratos PPA de preço variável, o preço da energia comercializada é baseado em um percentual do preço tarifa de energia vigente, ou seja, o preço da energia comprada do produtor varia da mesma forma que a tarifa vigente da concessionária.

Nesta pesquisa, o modelo de contrato de locação é um PPA de preço variável, uma vez que a empresa locadora vai oferecer um desconto sobre a tarifa de energia elétrica vigente, definida pela concessionária, ou seja, o desconto percentual é definido no contrato de locação e o valor financeiro mensal do desconto é proporcional ao percentual e à tarifa vigente.

3. MÉTODO DE PESQUISA

Este capítulo está dividido em duas partes: a primeira parte é uma discussão epistemológica da pesquisa, em que é realizada a sua classificação, enquanto que, na segunda parte é apresentada a implementação do método de modelagem e simulação.

3.1 Classificação epistemológica da pesquisa

Com a finalidade de guiar a discussão epistemológica, um diagrama foi elaborado com a finalidade de classificar a presente pesquisa, conforme apresentado na Figura 15.



Figura 15 – Classificação epistemológica da pesquisa.

Como se pode depreender a partir da Figura 15, este trabalho pode ser classificado como aplicado, uma vez que é baseado na análise de um problema real e bem definido, qual seja, análise da viabilidade de investimento em geração de energia fotovoltaica na UNIFEI. Em associação, os instrumentos de análise empregados já são desenvolvidos (MORABITO *et al.*, 2018).

É possível afirmar que possui objetivos explicativos, visto que foram criadas algumas hipóteses e seus resultados foram analisados, tornando-os explícitos (foram criadas configurações técnicas e seus impactos no resultado foram analisados) e normativos ao buscar

testar as referidas hipóteses em diferentes cenários econômicos e generalizar seus resultados (as configurações técnicas foram analisadas mediante diferentes cenários econômicos e seus resultados foram comparados).

Ainda no que se refere à classificação de pesquisa, o método empregado é modelagem e simulação, já que foi implementado um modelo matemático (dimensionamento do gerador) para representar um sistema real (geração de energia fotovoltaica), em cada uma das configurações e cenários, sendo que, a partir desta geração de energia mensurada, foi implementado um modelo matemático (fluxo de caixa) para possibilitar a análise da viabilidade econômica do projeto.

Por fim, a dissertação é fundamentada em uma abordagem quantitativa, pois foram gerados fluxos de caixa a partir dos resultados das combinações das configurações técnicas e dos cenários econômicos dos sistemas fotovoltaicos e, na sequência, foi analisada a viabilidade da implantação do sistema.

3.2 Modelagem do sistema

No modelo proposto por Mitroff *et al.* (1974), a implementação do método de modelagem e simulação segue um ciclo composto por 4 etapas: conceitualização, modelagem, solução pelo modelo e implementação e pode ser representada pela Figura 16.

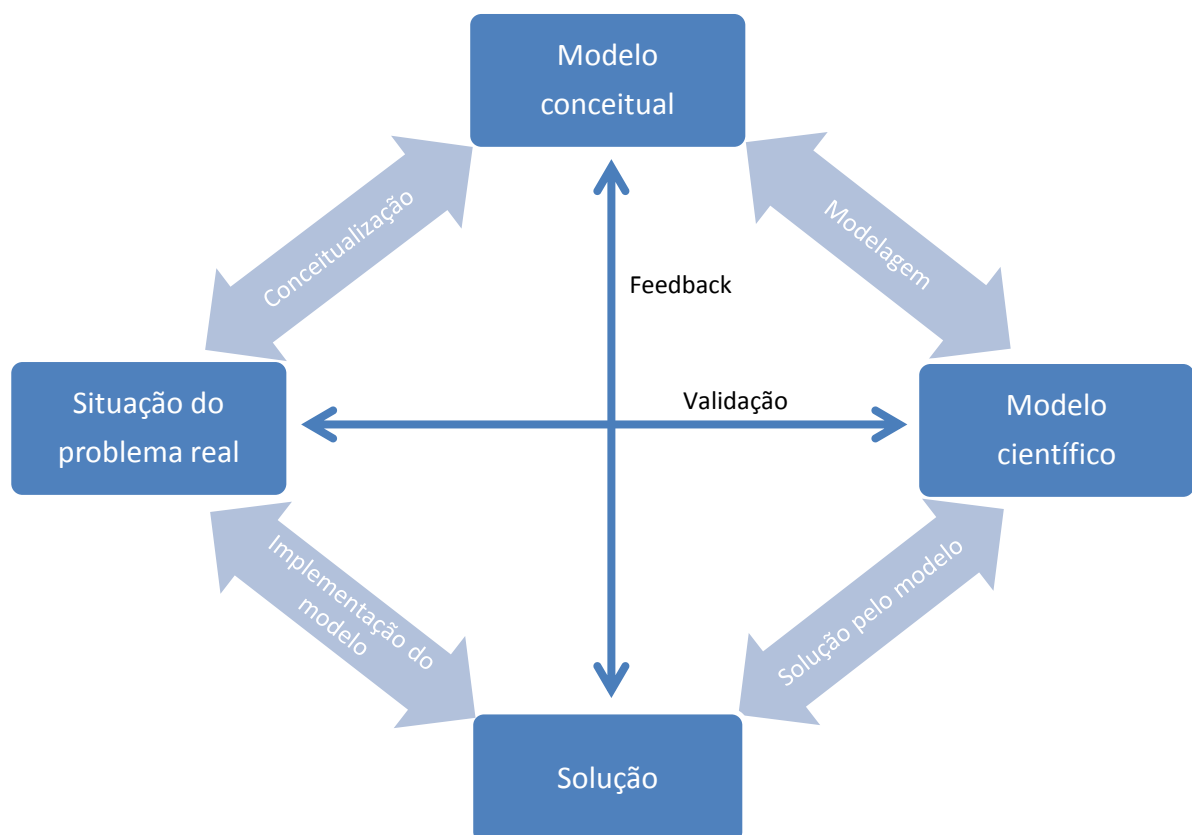


Figura 16 – Ciclo de implementação do método de simulação e modelagem.

Fonte: Adaptado de Mitroff *et al.* (1974).

Na primeira etapa é criado o modelo conceitual, cujo objetivo é a seleção das variáveis que serão utilizadas para a elaboração do modelo matemático e a definição da abrangência desse modelo. A seleção das variáveis deve ocorrer de forma minuciosa, pois irão representar a situação real. Divididas em dois grupos, as variáveis de entrada devem abranger todos os fatores que influenciem no resultado, para representar da melhor forma possível o problema real, e as variáveis de saída devem reproduzir o desempenho do sistema real.

As variáveis de entrada do modelo matemático foram definidas a partir da necessidade de utilização no dimensionamento e fluxo de caixa, sendo elas:

- Consumo de energia da UNIFEI;
- Custo do equipamento e instalação;
- Custo de operação e manutenção do sistema;
- Perda de eficiência do sistema durante a vida do projeto;
- Substituição dos inversores de frequência;
- Valor residual do sistema;
- Tarifa de energia elétrica e probabilidade de ocorrência das bandeiras tarifárias;
- Aumento real anual da tarifa, ou seja, aumento acima da inflação;
- Custo de capital;
- Taxa de juros de financiamento, apenas para o caso onde há financiamento;
- Desconto oferecido pela empresa locadora, apenas no modelo de contrato de locação.

Já a variável de saída deve representar, de forma objetiva, a viabilidade econômica do investimento e permitir a análise comparativa entre duas ou mais alternativas. E essa variável é o Valor Presente Líquido (VPL).

Na segunda etapa é criado o modelo científico em que são definidos como as variáveis estão relacionadas e as ferramentas matemáticas que serão utilizadas no modelo. Nessa etapa é necessário desenvolver a ideia de como o modelo conceitual será estruturado de forma a se tornar um modelo analítico, representado por uma planilha eletrônica, um *software* de simulação ou uma linguagem computacional (MARTINS, MELLO e TURRIONI, 2014).

O levantamento de consumo de energia da Universidade é a base dos cálculos para o dimensionamento do gerador fotovoltaico. O investimento inicial é diretamente proporcional à capacidade do gerador, pois, quanto maior a capacidade do gerador, maior será seu preço. Da mesma forma, os custos operacionais e de manutenção foram estimados como um percentual do preço do gerador. As tarifas de energia e suas probabilidades de ocorrência, multiplicadas pela potência do gerador, resultam na receita financeira.

Essas variáveis são os dados de entrada para o fluxo de caixa que apresentará, como resultado, a variável de saída VPL, a partir da qual será possível fazer a análise de viabilidade de cada configuração técnica e a análise comparativa entre os modelos de contratos.

O diagrama da Figura 17 representa a sequência descrita acima.

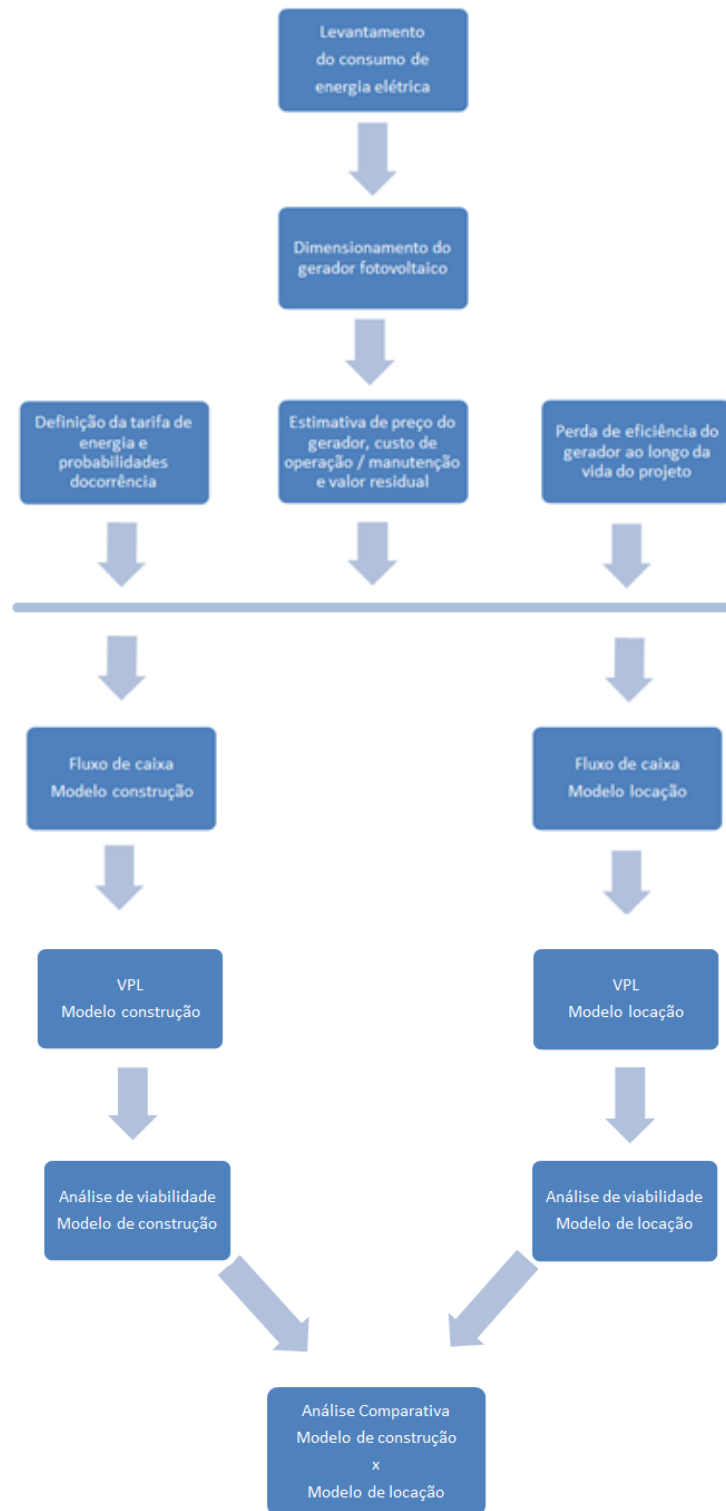


Figura 17 – Modelagem e apresentação da solução para o sistema real.

A terceira etapa é destinada à análise dos resultados apresentados pelo modelo. Nesta etapa os valores da variável de saída (VPL) obtidos para cada configuração e cenário serão comparados e analisados para verificar se fazem sentido para o problema real, ou seja, se o modelo realmente cumpre seu papel de apresentar soluções. Se não cumprirem, deverá ser realizada uma verificação na necessidade de se utilizar outras variáveis, alterar as relações entre elas ou substituição das ferramentas matemáticas empregadas.

Na sequência, na quarta etapa as soluções apresentadas pelo modelo são levadas ao problema real, onde decisões poderão ser tomadas embasadas nas respostas apresentadas pelo modelo. Duas outras etapas complementam o processo de modelagem: na validação deve ser confirmado que o modelo científico atende às necessidades do problema real. Se não for confirmado, o modelo científico deve ser ajustado. O *feedback*, ou realimentação, utiliza as respostas obtidas a partir do modelo científico para melhorar o modelo conceitual.

O diagrama apresentado na Figura 18 representa, na prática, a sequência da criação e alimentação do modelo. A sequência foi dividida em três fases: Análise Técnica, Análise Econômica e Decisão de Investimento.

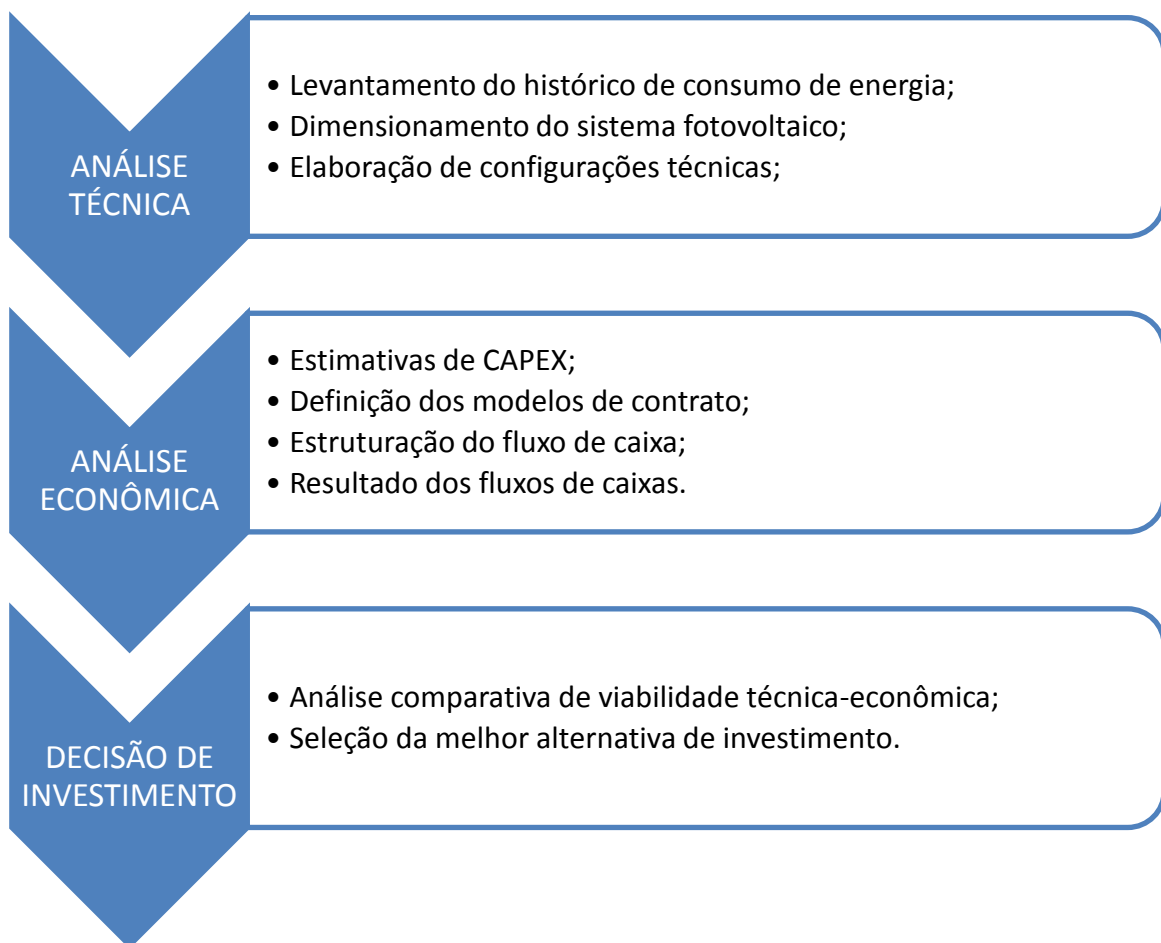


Figura 18 – Sequência para criação do modelo matemático.

A primeira fase da modelagem é a Análise Técnica, que é composta pelo levantamento do histórico de consumo de energia, dimensionamento do sistema fotovoltaico e elaboração de configurações técnicas.

Para dimensionamento do sistema fotovoltaico, primeiramente foram levantados os dados do consumo de energia da UNIFEI, campus de Itajubá, utilizando 12 faturas de energia no período de janeiro a dezembro de 2017.

Como já explicado anteriormente, a tarifa varia conforme o horário em que a energia é consumida e por este motivo, foi necessário separar a energia consumida pela UNIFEI em HFP da energia consumida em HP.

Nas colunas 3 e 4 da Tabela 6 está apresentada a quantidade de energia consumida mensalmente no ano de 2017, em kWh, já segregando o consumo em HFP e HP. Nas colunas 5 e 6 estão os consumos diários médios de energia de cada mês, que é o quociente da divisão da quantidade de energia consumida a cada mês pela quantidade de dias do respectivo mês. Por fim, a média dos consumos diários estão apresentadas na última linha das colunas 5 e 6.

Tabela 6 – Energia consumida em HP e HFP pela UNIFEI em 2017, valores em kWh.

MÊS	DIAS	CONSUMO MENSAL		CONSUMO DIÁRIO MÉDIO	
		HP	HFP	HP	HFP
JANEIRO	31	22.400	189.000	723	6.097
FEVEREIRO	28	26.600	210.700	950	7.525
MARÇO	31	25.900	189.000	835	6.097
ABRIL	30	26.600	178.500	887	5.950
MAIO	31	18.900	149.800	610	4.832
JUNHO	30	25.200	175.700	840	5.857
JULHO	31	26.600	182.000	858	5.871
AGOSTO	31	23.100	181.300	745	5.848
SETEMBRO	30	28.700	200.200	957	6.673
OUTUBRO	31	15.400	162.400	497	5.239
NOVEMBRO	30	12.600	138.600	420	4.620
DEZEMBRO	31	16.800	172.900	542	5.577
TOTAL	365	268.800	2.130.100	736	5.836

Na sequência foram realizados dois dimensionamentos: no primeiro, o gerador fotovoltaico seria suficiente para suprir apenas o consumo de energia no HFP, já no segundo dimensionamento, o gerador seria capaz de produzir energia para o consumo total da UNIFEI, ou seja, energia consumida em HFP e em HP.

Neste sentido, para suprir o consumo de energia apenas em HFP, o gerador deve ser dimensionado para produzir a quantidade de energia apresentada na última linha da coluna 6 da Tabela 6. Já para o gerador produzir energia equivalente à energia total consumida pela Universidade, o dimensionamento foi realizado utilizando a somatória das últimas linhas das colunas 5 e 6 da Tabela 6, ou seja, energia consumida em HFP e em HP.

O fator de ajuste foi calculado com base nas informações das tarifas utilizadas pela CEMIG em janeiro de 2018, resultando em 1,7238.

Com isso, para obter a quantidade equivalente de energia diária média em HFP, a quantidade média de energia consumida diariamente em HP (736kWh) foi multiplicada pelo fator de ajuste (1,7238) resultando no valor de 1.269kWh.

Sendo assim, na condição em que o sistema fotovoltaico forneceria apenas a energia consumida em HFP, o gerador foi dimensionado para produzir a média diária de 5.836kWh. Já na circunstância em que o gerador atenderia o consumo total, o dimensionamento foi realizado para a média diária de 7.105kWh, que é a somatória da energia consumida em HP (736kWh), convertida para HFP (1.269kWh) com a energia consumida em HFP (5.836kWh).

A segunda fase da modelagem é a análise econômica, que é composta pela estimativa de CAPEX, definição dos modelos de contrato, estruturação do fluxo de caixa em cada configuração técnica, e resultado dos fluxos de caixas.

Depois da etapa do dimensionamento, foi necessário fazer a estimativa de preço da aquisição e instalação do sistema fotovoltaico. Para tanto, foram utilizados dados da Greener, empresa especializada em energia solar que elaborou uma pesquisa de mercado com 552 empresas integradoras de diversos portes, no período de 29 de novembro de 2017 a 2 de janeiro de 2018, contando com amostragem em todo o país.

Estão apresentados na Figura 19 os preços (em R\$/Wp), agrupados por faixa de potência e, em destaque, os preços utilizados no dimensionamento deste estudo.

A unidade comercial que designa a potência de um sistema de geração de energia fotovoltaica é a “Potência de Pico” e sua unidade é quilowatt de pico (kWp), como visto anteriormente. Então, para a configuração onde se compensa apenas a energia consumida em HFP (5.836kWh por dia), dividiu esse valor pela energia normalizada (4,07 kWh/kWp), resultando em 1.434kWp. Já para a configuração onde se deseja compensar a energia total (7.105kWh por dia), é obtido 1.746kWp como potência de pico do gerador.

Sem comprometer seus dimensionamentos, os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados nos telhados dos prédios do campus, ou no solo. Desta forma, as combinações dessas alternativas geram quatro configurações técnicas, sendo elas:

- compensação apenas do consumo de energia em HFP com o sistema instalado no telhado;
- compensação apenas do consumo de energia em HFP com o sistema instalado no solo;
- compensação do consumo total de energia (HFP e HP) com o sistema instalado no telhado;
- compensação do consumo total de energia (HFP e HP) com o sistema instalado no solo.

É importante ressaltar que os dimensionamentos foram elaborados para atender o consumo da UNIFEI no primeiro ano. Os componentes do sistema fotovoltaico perdem eficiência ao longo de suas vidas úteis devido ao intemperismo, oxidação e estresses causados por efeitos térmicos (BRANKER, PATHAKA E PEARCEA, 2011), provocando perda de capacidade de geração do sistema. Essa perda de eficiência foi considerada com base nos estudos de Rodrigues *et al.* (2016) que consideram uma perda de 0,7% ao ano, Dusonchet e

Telaretti, (2010), que assumem uma redução de 0,8% ao ano e Branker, Pathaka e Pearcea (2011), que afirmam que 70% dos sistemas com idade entre 19 e 23 anos perdem 0,75% de eficiência anualmente e ainda apresentam um estudo onde a perda dos equipamentos mais modernos permanece entre 0,2% e 0,5% ao ano. Para a presente dissertação, foram adotadas perdas de eficiência de 0,7% ao ano para a análise determinística e, na análise de risco, uma distribuição triangular entre 0,6% e 0,8% ao ano.

Ainda sobre a pesquisa de Branker, Pathaka e Pearcea (2011) que mostra 47 estudos de viabilidade de sistemas fotovoltaicos, as vidas úteis dos projetos variam de 20 a 40 anos e, na maioria dos casos analisados, entre 20 e 30 anos. No presente trabalho, foi considerada uma vida útil de 25 anos. Já para os inversores de frequência, foi considerada uma vida útil de 15 anos, quando serão substituídos por inversores novos.

Neste ponto, faz-se necessário observar que existe diferença de preço entre instalação no telhado e instalação no solo, fato que ocorre, principalmente, devido à necessidade de construção de bases civis quando a montagem é feita no solo. A diferença de preço começa a se tornar relevante para sistemas com capacidade de geração a partir de 75kWp.

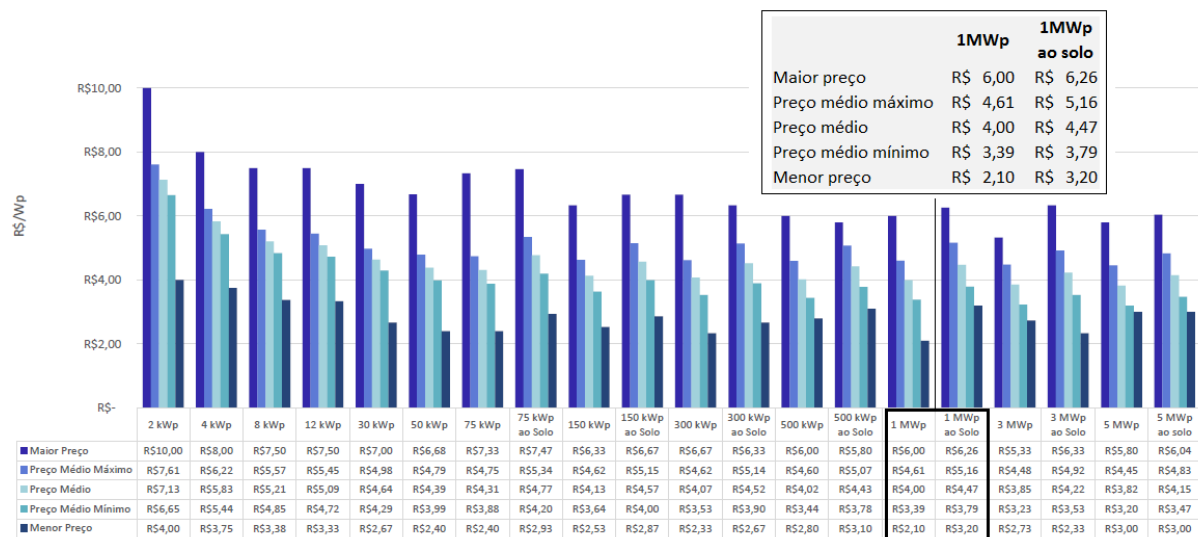


Figura 19 – Preços (em R\$/Wp) de sistemas de geração fotovoltaicos.

Fonte: Greener (janeiro 2018).

Depreende-se, portanto, que o CAPEX sofre influência, não somente da quantidade de energia a ser compensada (apenas HFP ou HFP mais HP), que reflete diretamente na potência do gerador, como também da escolha do local de instalação (solo ou telhado), que impacta no preço das instalações de sistemas acima de 75kWp.

Para o sistema dimensionado para o consumo de energia da UNIFEI, foi adotado como custo do investimento inicial, os preços na faixa de 1MWp, apresentados na Figura 19. Para equipamentos instalados no telhado, os preços variam entre R\$3,39 e R\$4,61 por Wp. Já para instalações no solo, os preços variam entre R\$3,79 e R\$5,16 por Wp. Para o caso base, foram considerados os preços médios, ou seja, para o telhado, R\$4,00/Wp e para o solo, R\$4,47/Wp. Já para a análise de risco, foram adotadas distribuições triangulares.

Então, o preço do sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP foi calculado multiplicado R\$4,00/Wp pela potência de pico calculada, 1.434kWp, resultando em R\$5,7 milhões. Já para o sistema dimensionado para compensar a energia total, ou seja, 1.746kWp, o preço seria R\$7,0 milhões.

Ainda, o preço do sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP foi calculado multiplicado R\$4,47/Wp pela potência de pico calculada, 1.434kWp, resultando em R\$6,4 milhões. Já para o sistema dimensionado para compensar a energia total, 1.746kWp, o preço seria R\$7,8 milhões.

Ainda se tratando de CAPEX, foram analisadas duas alternativas em relação às fontes de recursos: utilização de financiamento bancário ou utilização exclusiva de capital próprio. A UNIFEI é uma entidade de administração indireta vinculada ao poder executivo e, devido a este fato não é possível realizar este tipo de operação de empréstimo, mesmo assim, o cenário de financiamento foi analisado visando uma possível aplicação deste trabalho para instituições privadas de ensino.

Baseado nas informações do BNDES (BNDES Eficiência Energética, 2018), nas simulações com opção pelo financiamento foram adotados, para a análise determinística, um grau de alavancagem igual a 80%, portanto 20% do investimento inicial seriam oriundos de recursos próprios, uma taxa de juros do financiamento de 7,84% ao ano e um prazo do financiamento é de 20 anos.

No caso de não se optar pelo financiamento, o CAPEX seria totalmente proveniente de recursos da própria Universidade.

Foram elaborados dois modelos de contrato: construção e locação.

No modelo de construção, a simulação foi realizada considerando que a UNIFEI vai fazer o investimento no sistema de geração de energia fotovoltaica, seja através de recursos próprios ou financiamento, e o valor correspondente à redução da conta de energia será lançado no fluxo de caixa como receita.

No modelo de locação, uma empresa será responsável pela instalação, operação e manutenção do sistema fotovoltaico na UNIFEI. Os resultados deste modelo foram analisados sob duas perspectivas: primeiramente sob o ponto de vista da UNIFEI, que passa a pagar mensalmente para a empresa locadora, um valor referente à conta de energia mediante um desconto e, em seguida foi realizada uma análise sob a ótica da empresa locadora, que recebe mensalmente um aluguel da Universidade, correspondente ao valor da energia consumida abatido de um desconto na tarifa vigente.

No modelo de contrato locação foi adotada a premissa em que a empresa locadora oferece descontos para a locatária, visando tornar o negócio atrativo para ambas. Nas simulações foram estabelecidos descontos de 10%, 20%, 30%, 40% e 50% na conta mensal de energia e os resultados foram analisados sob o ponto de vista da locatária e da empresa locadora.

A análise dos resultados sob a ótica da locatária é importante para comparar com o modelo de contrato construção e auxiliar na decisão do modelo que vai trazer melhores resultados para a Universidade.

Já a análise dos resultados na perspectiva da empresa locadora é importante, pois, no momento de uma licitação, as empresas interessadas na instalação do sistema fotovoltaico na UNIFEI poderão ter acesso, antecipadamente, a esse estudo de viabilidade e seus possíveis resultados.

3.2.1 Análise determinística

Cada uma das quatro configurações técnicas foi analisada mediante um cenário econômico mais provável, ou seja, foram adotados valores médios e valores que ocorrem com maior frequência para as variáveis de entrada: custos dos equipamentos, custos de operação e manutenção, perda de eficiência do sistema, custo para a substituição dos inversores e valor residual para o sistema. Também foram considerados valores históricos médios para o aumento das tarifas de energia e ocorrência de bandeiras tarifária.

Na análise determinística foram considerados os seguintes parâmetros para as variáveis de entrada do modelo matemático:

Para o sistema dimensionado para compensar a energia consumida somente em HFP, o investimento inicial foi calculado multiplicado a potência de pico calculada (1.434kWp) pelo preço médio do sistema (R\$4,00/Wp), obtido da tabela apresentada na Figura 19, resultando em R\$5,74 milhões. Já o sistema dimensionado para compensar a energia total (1.746kWp), o preço seria R\$6,98 milhões.

O custo do sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida apenas em HFP foi calculado multiplicado R\$4,47/Wp pela potência de pico calculada, ou seja, 1.434kWp, resultando em R\$6,41 milhões. E para o sistema dimensionado para compensar a energia total, da mesma forma, multiplicou-se a potência (1.746kWp), pelo mesmo preço (R\$4,47/Wp), obtendo o custo R\$7,80 milhões.

O custo anual de operação e manutenção do sistema é baseado em um percentual do custo do equipamento instalado e, sob a perspectiva determinística, foi adotado o valor de 2% ao ano do custo total do equipamento instalado.

Conforme explicado anteriormente, as placas fotovoltaicas perdem eficiência ao longo do tempo, que vai refletir em uma redução de geração de receita financeira ao longo dos anos. Assim, para representar essa redução, foi utilizado o parâmetro 0,7% como perda de eficiência anual.

Alguns fabricantes oferecem até 20 anos de garantia para os inversores. Adotando uma postura conservadora, neste trabalho foi considerada a substituição dos inversores no 15º ano e foi considerado um custo de 15% do valor do investimento inicial para a substituição dos inversores.

No final do período de análise do projeto foi considerado um valor residual para o sistema. Este valor representa 15% do custo do investimento inicial.

Para calcular a tarifa da energia elétrica utilizada nesta pesquisa, utilizou-se a média ponderada das tarifas em cada bandeira tarifária e a proporção de ocorrência dessas bandeiras no ano de 2017. Este método foi utilizado para calcular as tarifas em HFP e, separadamente, para calcular as tarifas em HP.

A tarifa verde estava vigente em junho, a tarifa amarela, vigente em setembro, a tarifa vermelha patamar 1, no mês de dezembro e a tarifa vermelha patamar 2 estava vigente em novembro de 2017.

Assim, as tarifas de energia para HFP e HP, para cada bandeira tarifária, foram consideradas conforme apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Tarifas de energia para cada bandeira tarifária (em R\$/kWh).

	VERDE	AMARELA	VERMELHA PATAMAR 1	VERMELHA PATAMAR 2
HFP	0,4569	0,4050	0,4339	0,4727
HP	1,7160	1,7470	1,8233	1,8913

Fonte: site da CEMIG.

As proporções das bandeiras tarifárias foram definidas a partir das ocorrências de janeiro a dezembro de 2017, segundo dados da CEMIG, onde:

A bandeira verde ocorreu em janeiro, fevereiro, junho, a bandeira amarela ocorreu nos meses de março, julho, setembro, a bandeira vermelha patamar 1, em abril, maio, agosto, dezembro e a bandeira vermelha patamar 2 ocorreu apenas em outubro, novembro.

Então, dividindo a quantidade de ocorrências de cada bandeira por 12, temos as proporções de ocorrência das bandeiras tarifárias em 2017:

Bandeira verde: 25%

Bandeira amarela: 25%

Bandeira vermelha patamar 1: 33,33%

Bandeira vermelha patamar 2: 16,67%

Na sequência foi calculada a tarifa média de energia, que é a somatória da multiplicação da tarifa de cada bandeira pela proporção de ocorrência da mesma bandeira, conforme Equação 2, calculados independentemente para o HFP e para o HP.

$$Tarifa\ média = T_{vd} \cdot P_{vd} + T_{am} \cdot P_{am} + T_{vm1} \cdot P_{vm1} + T_{vm2} \cdot P_{vm2} \quad (2)$$

Onde: T_{vd} é a tarifa de energia na bandeira verde, P_{vd} é a probabilidade de ocorrência da bandeira verde, T_{am} é a tarifa de energia na bandeira amarela, P_{am} é a probabilidade de ocorrência da bandeira amarela, T_{vm1} é a tarifa de energia na bandeira vermelha patamar 1, P_{vm1} é a probabilidade de ocorrência da bandeira vermelha patamar 1, T_{vm2} é a tarifa de energia na bandeira vermelha patamar 2 e P_{vm2} é a probabilidade de ocorrência da bandeira vermelha patamar 2.

Para HFP, o resultado obtido é uma tarifa média de R\$0,4389/kWh. Já para HP, o resultado encontrado foi R\$1,7887/kWh.

Também foi considerado que haverá crescimento real da tarifa de energia, ou seja, crescimento acima da inflação. É importante notar que o aumento do preço da tarifa beneficia a viabilidade do projeto, visto que quanto mais alta a tarifa, maior será o valor financeiro produzido pelo gerador. Assim, foi considerado o aumento anual de 4%. Esse aumento é real, ou seja, acima da inflação.

No modelo de construção, o WACC utilizado foi o valor médio da SELIC entre janeiro de 2010 e maio de 2019, 10,20% ao ano. Já para o modelo de locação, para o fluxo de caixa da empresa locadora, o WACC foi calculado segundo a metodologia usada pela ANEEL na nota técnica N° 23/2018 - SRM/ANEEL, detalhado no Apêndice B.

Conforme já explicado, segundo informações do BNDES (BNDES Eficiência Energética, 2018), quando se opta pelo financiamento, utilizou 80% de alavancagem e uma taxa de juros do financiamento de 7,84% ao ano, tanto para o modelo de construção quanto para o modelo de locação.

3.2.2 Análise de riscos e incertezas

Em cada uma das quatro configurações técnicas e em cada modelo de contrato, para alimentar o modelo matemático foi utilizada a técnica de Simulação de Monte Carlo (SMC), utilizando-se o *software Crystal Ball*, usando a mesma sequência de números aleatórios e o valor implantado inicial igual a 1.000.

Para se calcular o VPL, foram realizadas 10.000 iterações no fluxo de caixa para cada configuração técnica, com e sem financiamento e para cada modelo de contrato, com distribuições triangulares onde os parâmetros mínimos, mais prováveis e máximos de cada variável de entrada assumem valores conforme descritos na sequência.

O valor do investimento inicial para o sistema instalado no solo, que compense apenas a energia consumida em HFP, foi calculado multiplicando-se a potência de pico (1.434kWp), pelos valores de custo do sistema, que variam entre R\$3,39/Wp, R\$4,00/Wp e R\$4,61/Wp. Já o sistema dimensionado para compensar a energia total, multiplicou-se a potência de pico (1.746kWp) pelos mesmos valores de custo do sistema.

Já o valor do investimento inicial para o sistema instalado no telhado, que compense apenas a energia consumida em HFP, foi calculado multiplicando-se a potência de pico (1.434kWp), pelos valores de custo do sistema, que variam entre R\$3,79/Wp, R\$4,47/Wp e

R\$5,16/Wp. E para o sistema dimensionado para compensar a energia total, multiplicou-se a potência de pico (1.746kWp) pelos mesmos valores de custo do sistema.

O custo anual de operação e manutenção do sistema é baseado em um percentual do custo do equipamento instalado, podendo assumir valores anuais de 1%, 2% ou 3% do custo do equipamento instalado.

A perda de eficiência das placas fotovoltaicas pode assumir os valores 0,6%, 0,7% e 0,8% ao ano.

Da mesma forma que na análise determinística, foi considerada a substituição dos inversores de frequência 15º ano, representando um custo igual a 15% do valor do investimento inicial.

No final do período de análise, foi considerado que o sistema de geração fotovoltaica terá um valor residual. Este valor pode oscilar entre 10%, 15% e 20% do custo do investimento inicial.

Os aumentos reais da tarifa de energia foram considerados baseados em dados históricos do ano 2010 ao ano 2017 e podem assumir valores entre 2%, 4% e 6% ao ano.

As tarifas de energia e suas proporções de ocorrências são as mesmas consideradas na análise determinística, portanto, os valores considerados para as tarifas de energia permanecem inalterados, sendo R\$0,4389/kWh para o HFP e R\$1,7887/kWh para o HP.

O WACC utilizado no modelo de construção foi a SELIC (média diária de juros, anualizada com base em 252 dias úteis, conforme apresentado no site do BCB) entre janeiro de 2010 e maio de 2019. As taxas anuais mínima (6,40%), média (10,20%) e máxima (14,15%) foram consideradas para as SMC.

Para o modelo de locação, para o fluxo de caixa da locadora, o WACC foi calculado segundo a metodologia usada pela ANEEL na nota técnica Nº 23/2018 - SRM/ANEEL, detalhado no Apêndice B.

3.2.3 Fluxo de caixa

Os fluxos de caixa foram estruturados sob duas óticas: o modelo de construção e modelo de locação. No modelo de locação, foram criados fluxos de caixa para a locatária (UNIFEI) e para a empresa locadora. As simulações foram realizadas para cada uma das configurações técnicas.

A empresa locadora se enquadra na regra de lucro presumido, não sendo necessária, portanto, a aplicação de impostos sobre o lucro, depreciação contábil e amortização.

A estrutura do fluxo de caixa sofre alteração de acordo com a ótica de avaliação, ou seja, conforme o modelo de contrato, explicado seguir.

3.2.4 Modelo de contrato construção – fluxo de caixa UNIFEI

No modelo de construção, a UNIFEI usará recursos próprios ou oriundos de financiamento para investir no projeto de engenharia, aquisição, operação e manutenção de um sistema gerador de energia fotovoltaica a ser instalado no campus de Itajubá/MG e receberá, como retorno do investimento, a redução da conta de energia elétrica.

O Quadro 1 exibe o modelo de fluxo de caixa utilizado para o modelo de contrato construção.

FLUXO DE CAIXA
(+) RECEITA BRUTA
(-) CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (OPEX)
(-) DESPESAS COM JUROS
(=) LUCRO LÍQUIDO APÓS IMPOSTOS
(-) INVESTIMENTO (CAPEX)
(+) LIBERAÇÃO DE FINANCIAMENTO
(+) VALOR RESIDUAL
(=) FLUXO DE CAIXA FINAL

Quadro 1 – Estrutura do fluxo de caixa para o modelo de construção.

Fonte: Adaptado de Hawawini e Viallet (2009).

Receita Bruta é o resultado da quantidade de energia gerada mensalmente pelo sistema fotovoltaico multiplicado pela tarifa de energia vigente no mês. A somatória anual dessas multiplicações será lançada no fluxo de caixa como receita bruta daquele ano;

Custos de operação e Manutenção (OPEX) representa a soma dos desembolsos necessários para operar e manter o sistema de geração em funcionamento;

Para o caso de opção pelo financiamento, o valor pago anualmente de juros deve ser considerado no fluxo de caixa. Caso não haja financiamento, o campo “despesas com juros” deve ser desconsiderado;

Lucro Líquido após impostos representa a receita bruta subtraído dos custos com e OPEX e despesas com juros;

Investimento (CAPEX) representa o capital desembolsado para o projeto, aquisição e instalação do sistema de geração no início do projeto. Também foi considerado CAPEX, o desembolso necessário para a substituição dos inversores de frequência prevista para o 15º ano de operação;

Se houver financiamento, a parcela “liberação de financiamento” irá diminuir o valor do desembolso no investimento inicial, pois representa a parte fornecida pelo financiador, deixando de ser um desembolso do investidor;

No final do tempo de vida do projeto, 25 anos, foi considerado um valor residual equivalente a um percentual do custo inicial do equipamento que será somado no fluxo de caixa. Esse valor será a diferença entre o uma estimativa do preço de venda do equipamento e seus acessórios após os 25 anos de utilização e os custos com sua retirada e recomposição do local onde estava instalado.

3.2.5 Modelo de contrato locação – fluxo de caixa locadora

O modelo de locação reflete a situação onde uma empresa proprietária do sistema de geração de energia fotovoltaica o instala na UNIFEI, passando a cobrar da Universidade um aluguel mensal que será um valor proporcional à energia consumida no mês multiplicado pela tarifa de energia vigente. Será concedido um desconto para a instituição sobre o valor da energia consumida para que o negócio gere resultados financeiros para a Instituição.

Como o valor do aluguel está vinculado à tarifa de energia elétrica vigente e a tarifa é reajustada periodicamente pela concessionária, esse reajuste reflete diretamente no valor do aluguel, característico de um contrato PPA de preço variável.

No modelo de contrato locação, existem dois fluxos de caixa: um para a empresa locadora e outro para a locatária.

No Quadro 2 está apresentado o fluxo de caixa para a empresa locadora.

(+) RECEITA BRUTA
(-) CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (OPEX)
(-) DESPESAS COM JUROS
(=) LUCRO LÍQUIDO APÓS IMPOSTOS
(-) INVESTIMENTO (CAPEX)
(+) LIBERAÇÃO DE FINANCIAMENTO
(+) VALOR RESIDUAL
(=) FLUXO DE CAIXA FINAL

Quadro 2 – Estrutura do fluxo de caixa para o modelo de locação, empresa locadora.

Fonte: Adaptado de Hawawini e Viallet (2009).

No modelo de locação, no fluxo de caixa da locadora, a Receita Bruta representa a somatória dos valores pagos pela Universidade para a locadora durante o ano.

Impostos Proporcionais são os impostos que incidem diretamente sobre a Receita Bruta da locadora, ICMS, PIS e COFINS. Em caso de isenção desses impostos, esse campo não será considerado.

Receita Líquida é o resultado da Receita Bruta, subtraídos os Impostos Proporcionais;

Custos de operação e manutenção (OPEX) representa a soma dos desembolsos necessários para operar e manter o sistema fotovoltaico em funcionamento, que será arcado pela locadora.

Em caso da empresa locadora optar pelo financiamento, a somatória dos gastos anuais com juros deve ser considerado no fluxo de caixa. Se não houver financiamento, não haverá despesas com juros;

Lucro Líquido após impostos representa a receita líquida subtraída dos custos com e OPEX e despesas com juros;

Investimento (CAPEX) representa o capital desembolsado inicialmente para o projeto, aquisição e instalação do gerador. Também foi considerado CAPEX, o desembolso necessário para a substituição dos inversores de frequência prevista para o 15º ano de operação.

Em caso de opção pelo financiamento, a parcela “liberação de financiamento” irá reduzir o valor do desembolso no investimento inicial, já que representa a parcela fornecida pelo financiador, deixando de ser um desembolso do investidor.

O Valor Residual equivale a um percentual do custo inicial do equipamento e será somado no fluxo de caixa. Esse valor será a diferença entre o uma estimativa do preço de venda do equipamento e seus acessórios após os 25 anos de utilização e os custos com sua retirada e recomposição do local onde estava instalado.

3.2.6 Modelo de contrato locação – fluxo de caixa locatária

Na perspectiva da UNIFEI, o fluxo de caixa pode ser bem simplificado, pois todo o investimento inicial, custos com operação e manutenção, substituição de inversores, opção por financiamento, respectivas despesas com juros e valor residual são de responsabilidade da locadora, conforme representado no Quadro 3.

FLUXO DE CAIXA
(+) RECEITA BRUTA
(=) FLUXO DE CAIXA FINAL

Quadro 3 – Estrutura do fluxo de caixa para o modelo de locação, UNIFEI.

Fonte: Adaptado de Hawawini e Viallet (2009).

Para a UNIFEI, o fluxo de caixa se resume à Receita Bruta, que representa a diferença entre o valor que a Instituição pagaria de conta de energia e o valor que pagará para a empresa locadora, ou seja, a Receita Bruta da UNIFEI será equivalente ao valor do desconto oferecido pela locadora.

Como valor do aluguel está vinculado à tarifa de energia vigente, o reajuste da tarifa impacta diretamente no valor do aluguel que, por consequência, reflete no valor do desconto. O percentual de desconto é um valor fixo definido no contrato de locação, porém, o valor financeiro desse desconto sofre variações proporcionais aos reajustes da tarifa.

4. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados das análises de viabilidade econômicas realizadas para o investimento em geração de energia fotovoltaica para a UNIFEI.

São analisadas cada uma das quatro configurações técnicas propostas (compensação de HFP com o sistema instalado no solo, compensação de HFP+HP com o sistema instalado no solo, compensação de HFP com o sistema instalado no telhado e compensação de HFP+HP com o sistema instalado no telhado), com e sem financiamento.

Para tanto, o capítulo foi estruturado em três seções, onde na primeira são apresentados os resultados das simulações realizadas nas quatro configurações técnicas e discutida a viabilidade econômica para o modelo de construção. Na segunda seção são apresentados os resultados das simulações nas mesmas configurações técnicas, para o modelo de contrato de locação para a locatária, ou seja, a UNIFEI. Já na terceira seção, as análises são apresentadas sob o ponto de vista da empresa locadora.

Cada uma das seções é apresentada inicialmente a partir de uma abordagem determinística, para então, ser apresentada uma análise complementar de risco e incerteza.

4.1 Análise econômica do modelo de construção

A seguir estão apresentadas as análises das configurações técnicas nos cenários econômicos, no modelo de construção, onde a Universidade faz o investimento no sistema de geração de energia fotovoltaica no campus de Itajubá/MG visando obter, como retorno do investimento, a redução da conta de energia elétrica nos períodos analisados.

4.1.1 Análise determinística

As quatro configurações técnicas foram analisadas mediante o cenário econômico mais provável, em que foram adotados valores médios e valores que ocorrem com maior frequência para todas as variáveis de entrada já descritas no capítulo anterior.

Estão apresentados na Tabela 9, os valores dos investimentos iniciais para cada uma das configurações técnicas propostas sem financiamento.

Tabela 9 – Investimentos iniciais (em R\$) para construção, sem financiamento - análise determinística.

	SOLO	TELHADO
HFP	6.409.443,60	5.735.520,00
HFP + HP	7.803.726,00	6.983.200,00

A análise da Tabela 9 mostra que a decisão pela compensação da energia total responde pelo aumento de 22% no custo inicial dos sistemas fotovoltaicos, seja instalado no solo ou no telhado. Já a instalação no telhado reduz em 11% esse custo inicial, tanto para os sistemas que compensem apenas a energia consumida em HFP quanto para sistemas que compensem a energia total.

A Tabela 10 apresenta os VPL resultantes dos fluxos de caixas das quatro configurações técnicas no modelo de contrato construção, sem financiamento.

Tabela 10 – Resultados (em R\$) para construção, sem financiamento - análise determinística.

	SOLO	TELHADO
HFP	3.174.157,28	3.983.201,54
HFP + HP	5.613.143,66	6.598.183,88

Da análise da Tabela 10 depreende-se, mediante o cenário mais provável, a viabilidade econômica ocorre para todas as configurações técnicas. Os resultados demonstram ainda que, o sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia total consumida pela Universidade, apresenta o maior VPL.

O sistema dimensionado para compensar a energia total apresenta o VPL 25% maior quando instalado no telhado em relação ao sistema de mesma capacidade, porém instalado no solo. Esse fato ocorre devido ao menor custo de sistemas com instalações em telhados, para a mesma capacidade de geração.

Um sistema instalado no telhado dimensionado para compensar a energia total aumenta o VPL em 66% em relação ao sistema também instalado no telhado, porém, dimensionado para compensar apenas a energia consumida em HFP.

Um sistema instalado no telhado, quando dimensionado para compensar a energia total consumida, resulta em um VPL igual a R\$6.598.183,88, respondendo pelo aumento de R\$2.614.982,34 no VPL, quando comparado a um sistema instalado no mesmo local, que compense apenas a energia em HFP, porém necessita de um investimento inicial R\$1.247.680,00 maior.

Ainda se tratando de investimentos sem financiamento, pela análise comparativa entre os investimentos iniciais e os resultados de cada configuração técnica, fica claro que:

- A instalação dos sistemas de mesma capacidade de geração em telhados, reduz o investimento inicial em 11% quando comparados a seus equivalentes instalados em solo e aumenta o resultado em 25% se dimensionados para compensar apenas a energia consumida em HFP e 18%, se dimensionados para compensar a energia em HFP e HP;

- Sistemas dimensionados para produzir a energia total, ao invés de gerar apenas a energia consumida em HFP, requerem investimentos iniciais 22% maiores, porém aumentam o resultado em 77% se instalados no solo e 66%, se instalados no telhado.

Já para investimentos com financiamentos, conforme apresentado na Tabela 11, os valores dos desembolsos iniciais equivalem a 20% dos investimentos sem financiamentos. Esse fato é devido à maior parte do investimento, 80%, ser oriunda do financiamento.

De forma similar aos investimentos sem financiamentos, a decisão pela compensação da energia total responde pelo aumento de 22% no custo inicial, seja instalado no solo ou no telhado.

Tabela 11 – Investimentos iniciais (em R\$) para construção, com financiamento - análise determinística.

	SOLO	TELHADO
HFP	1.281.888,72	1.147.104,00
HFP + HP	1.560.745,20	1.396.640,00

A instalação no telhado reduz em 11% esse custo inicial, tanto para os sistemas que compensem apenas a energia consumida em HFP quanto para sistemas que compensem a energia total, quando comparados a geradores instalados no solo.

Já os resultados de investimentos financiados aumentam 16%, em média, dependendo da configuração escolhida, e todas as configurações técnicas também apresentam VPL positivos, como mostrado na Tabela 12.

Tabela 12 – Resultados (em R\$) para construção, com financiamento - análise determinística.

	SOLO	TELHADO
HFP	3.862.336,59	4.599.021,95
HFP + HP	6.451.026,49	7.347.967,18

Ainda se tratando de projetos financiados, um sistema instalado no telhado, dimensionado para produzir a energia consumida em HFP mais HP, melhora o resultado em 60%, refletindo em um aumento de R\$2.748.945,22, quando comparado a um sistema que compense apenas a energia em HFP, elevando o VPL para R\$7.347.967,18, sendo necessário um aumento de R\$249.536,00 no investimento inicial.

Uma análise comparativa entre os investimentos iniciais e os resultados de cada configuração técnica, leva às seguintes inferências sobre investimentos financiados:

- A instalação dos sistemas de mesma capacidade de geração em telhados, reduz o investimento inicial em 11% quando comparados a geradores equivalentes instalados em solo e aumenta o resultado em 19% se dimensionados para compensar apenas a energia consumida em HFP e 14%, se dimensionados para compensar a energia em HFP e HP;

- Sistemas dimensionados para produzir a energia total, requerem investimentos iniciais 22% maiores, porém aumentam o resultado em 67% se instalados no solo e 60%, se instalados no telhado.

Ao se comparar investimentos com financiamento e sem financiamento, a opção pelo financiamento melhora os resultados, em média, 16%, sendo que o maior aumento percentual, 22%, acontece para sistemas instalados no solo que compensem apenas a energia em HFP e o maior aumento financeiro acontece para sistemas instalados no solo que compensem a energia total, R\$837.882,84.

É importante ressaltar que o maior VPL para sistemas financiados ocorre para geradores instalados no telhado, dimensionados para compensar a energia total, da mesma forma que acontece para projetos sem financiamento.

4.1.2 Análise de riscos e incertezas

A seguir estão apresentadas as análises das configurações técnicas e cenários econômicos, em que, através de Simulações de Monte Carlo (SMC), são atribuídos valores para as variáveis de entrada conforme os critérios detalhados no Capítulo 3.

No Apêndice B estão apresentadas as distribuições de VPL e suas probabilidades de ocorrência para as quatro configurações técnicas, com e sem financiamento, para o modelo de contrato de construção. Nesta seção estão apresentados e discutidos os resultados.

Estão apresentados na Tabela 13, os valores mínimos, médios e máximos dos resultados do VPL, além das probabilidades do VPL ser positivo, para as simulações sem financiamento.

Tabela 13 – Resultados (em R\$) para construção, sem financiamento - análise de riscos.

	SOLO				TELHADO			
	MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.	MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.
HFP	1.089.841,26	3.291.832,03	6.076.797,68	100%	2.014.951,21	4.107.089,77	6.810.886,96	100%
HFP + HP	2.983.925,09	5.776.236,88	9.371.709,82	100%	4.110.279,42	6.768.842,23	10.265.489,68	100%

É possível deduzir da Tabela 13 que todas as configurações são economicamente atrativas, pois apresentam 100% de probabilidade do valor médio do VPL ser positivos, além dos valores mínimos também serem sempre positivos.

A instalação no telhado aumenta o VPL, em média, 21% em relação a sistemas instalados no solo, dependendo do dimensionamento do gerador. Um gerador dimensionado para compensar a energia em HFP tem seu VPL médio elevado em 25%, enquanto um sistema que compense a energia total, 17%, atingindo, respectivamente, R\$4.107.089,77 e R\$6.768.842,23.

Já a quando se compara geradores com dimensionamentos diferentes, sistemas dimensionados para compensar a energia total, melhora o resultado, em média, 70%, sendo 75% para sistemas instalados no solo, elevando o VPL médio de R\$3.291.832,03 para R\$5.776.236,88 e 65% para sistemas instalados no telhado, aumentando o VPL médio de R\$4.107.089,77 para R\$6.768.842,23.

Ressalta-se que o maior VPL médio resulta de sistemas instalados no telhado, dimensionados para compensar a energia total.

Ao se aderir a um financiamento, observa-se que os resultados continuam comprovando a viabilidade econômica, independente da configuração escolhida.

Na Tabela 14 estão apresentados os valores mínimos, médios e máximos dos resultados do VPL e as probabilidades do VPL ser positivo, para as simulações com financiamento.

Tabela 14 – Resultados (em R\$) para construção, com financiamento - análise de riscos.

	SOLO				TELHADO			
	MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.	MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.
HFP	1.935.635,81	3.960.979,40	6.515.653,53	100%	2.770.731,11	4.705.434,79	7.203.410,60	100%
HFP + HP	4.013.710,09	6.590.947,65	9.906.032,46	100%	5.030.468,38	7.497.348,61	10.743.401,19	100%

Depreende-se da análise da Tabela 14 que a instalação no telhado aumenta o VPL, em média, em 16%, dependendo do dimensionamento do gerador. Um gerador instalado no telhado, dimensionado para compensar a somente a energia em HFP tem seu resultado econômico elevado em 19%, enquanto um sistema que compense a energia em HFP+HP elava em 14% seu VPL médio, atingindo, respectivamente, R\$4.705.434,79 e R\$7.497.348,61.

Já a quando se compara geradores com dimensionamentos diferentes, sistemas que compensem a energia total, melhora o resultado, em média, 63%, sendo 66% para sistemas instalados no solo, elevando o VPL médio de R\$3.960.979,40 e R\$6.590.947,65 e 59% para sistemas instalados no telhado, trazendo o VPL médio de R\$4.705.434,79 e R\$7.497.348,61.

Quando a comparação é feita entre projetos financiados e não financiados, a opções pelo financiamento melhora os resultados, em média, 15%, sendo que o maior aumento percentual, 20%, acontece para sistemas instalados no solo que compensam apenas a energia em HFP e o maior aumento financeiro, R\$814.710,77 no VPL médio, acontece para sistemas instalados no solo, dimensionados para compensar a energia total.

É importante ressaltar que, o maior VPL médio para sistemas financiados, ocorre para geradores instalados no telhado, dimensionados para compensar a energia total, da mesma forma que acontece quando não há financiamento.

4.2 Análise econômica do modelo de locação – perspectiva da locatária

No modelo de locação, uma empresa proprietária do sistema de geração de energia fotovoltaica o instala na Universidade e recebe mensalmente, um aluguel proporcional ao valor da energia consumida menos um desconto. Foram realizadas simulações para descontos de 10%, 20%, 30%, 40% e 50%.

As análises serão realizadas baseadas no fluxo de caixa da UNIFEI, cuja receita será o desconto mensal que a empresa locadora vai conceder. A somatória anual desses descontos será lançada como receita nos fluxos de caixa da Universidade.

Seguindo a mesma sequência, inicialmente será mostrada uma análise determinística para logo em seguida ser feita uma abordagem de riscos e incertezas.

Como neste modelo não existe investimento inicial por parte da Universidade, algumas simplificações foram feitas no fluxo de caixa e nos resultados apresentados, sendo:

- A diferença entre a instalação do sistema no telhado e a instalação no solo provoca efeito no valor do investimento inicial, mas não altera a quantidade de energia gerada (para sistemas com mesmo dimensionamento). Como não haverá investimento por parte da

locatária, torna-se indiferente o local da instalação. Sendo assim, para esta análise faz-se necessário distinguir apenas os sistemas dimensionados para compensar somente a energia em HFP dos sistemas que compensam a energia total.

- Não havendo investimento inicial, não há razão para simular financiamento.

4.2.1 Análise determinística

Na análise determinística, as variáveis de entrada assumem valores com maiores probabilidades de ocorrências, como definido no Capítulo 3.

Estão mostrados na Tabela 15, os resultados dos fluxos de caixa, VPL em R\$, para cada nível de desconto oferecido pela empresa locadora.

Tabela 15 – Resultados (em R\$) para a locatária (UNIFEI), conforme desconto - análise determinística.

	DESCONTO	VPL
HFP	10%	1.086.868,46
	20%	2.173.736,92
	30%	3.260.605,38
	40%	4.347.473,84
	50%	5.434.342,30
HFP + HP	10%	1.323.301,08
	20%	2.646.602,17
	30%	3.969.903,25
	40%	5.293.204,33
	50%	6.616.505,42

Como não há investimento por parte da locatária, qualquer que seja a configuração técnica ou o nível de desconto, o projeto apresenta resultados economicamente atrativos, ou seja, a probabilidade do VPL ser positivo é 100% para todas as configurações.

Pela análise da Tabela 15 é possível inferir que, quando o gerador é dimensionado para compensar a energia total, o VPL aumenta 22% em relação à compensação da energia consumida em HFP somente, para todos os níveis de desconto.

Como o desconto representa receita para o no fluxo de caixa da Universidade, do ponto de vista da locatária, quanto maior o desconto, maior será o VPL.

4.2.2 Análise de riscos e incertezas

Através das SMC foram atribuídos valores para as variáveis de entrada, conforme critérios detalhados no Capítulo 3 para cada uma das configurações técnicas e cenários econômicos.

No Apêndice C estão apresentadas as distribuições de VPL e suas probabilidades de ocorrência para as quatro configurações técnicas, com e sem financiamento, para o modelo de contrato de locação, sob o ponto de vista da UNIFEI.

A seguir, os resultados são apresentados e discutidos.

Os valores mínimos, médios e máximos dos VPL, além das probabilidades do VPL ser positivo, para as simulações estão apresentados na Tabela 16, onde se observa que há viabilidade econômica para todas as configurações técnicas propostas, ou seja, para todos os casos, o VPL tem 100% de probabilidade de ser positivo.

Também é possível inferir que, quando o gerador é dimensionado para compensar a energia total, o VPL aumenta 22% em relação à compensação da energia consumida somente em HFP.

Tabela 16 - Resultados (em R\$) para a locatária (UNIFEI) - análise de riscos.

	DESCONTO	MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.
HFP	10%	944.916,81	1.099.679,51	1.303.004,59	100%
	20%	1.889.833,62	2.199.359,02	2.606.009,19	100%
	30%	2.834.750,43	3.299.038,53	3.909.013,78	100%
	40%	3.779.667,25	4.398.718,04	5.212.018,38	100%
	50%	4.724.584,06	5.498.397,55	6.515.022,97	100%
HFP + HP	10%	1.150.469,89	1.338.898,99	1.586.454,53	100%
	20%	2.300.939,79	2.677.797,99	3.172.909,06	100%
	30%	3.451.409,68	4.016.696,98	4.759.363,59	100%
	40%	4.601.879,57	5.355.595,97	6.345.818,12	100%
	50%	5.752.349,46	6.694.494,97	7.932.272,65	100%

Da mesma forma que na análise determinística, quanto maior o desconto oferecido pela empresa locadora, maior será o VPL para a Universidade.

O VPL médio aumenta na mesma proporção que aumenta o desconto, por exemplo, quando o desconto passa de 20% para 30%, sofrendo, portanto, um aumento de 50%, o VPL médio também aumenta 50%, subindo de R\$2.677.797,99 para R\$4.016.696,98, no caso da compensação total de energia.

4.3 Análise econômica do modelo de locação – perspectiva da locadora

A empresa locadora será responsável pelo projeto de engenharia, fornecimento, instalação, operação e manutenção do sistema durante o período de locação para a Universidade.

O valor pago mensalmente pela locatária representa a receita da locadora. A somatória anual desses valores será lançada como receita no fluxo de caixa da empresa locadora. As simulações foram realizadas mediante descontos de 10%, 20%, 30%, 40% e 50%.

Da mesma forma que nas simulações anteriores, inicialmente será realizada uma análise determinística e, na sequência, uma abordagem de riscos e incertezas.

4.3.1 Análise determinística

As variáveis de entrada assumem valores com maiores probabilidades de ocorrências, como explicado no Capítulo 3.

Na Tabela 17 estão apresentados os investimentos iniciais, em R\$, para cada configuração técnica, sem adesão ao financiamento.

Tabela 17 – Investimentos iniciais (em R\$) para a empresa locadora, sem financiamento - análise determinística.

	SOLO	TELHADO
HFP	6.409.443,60	5.735.520,00
HFP + HP	7.803.726,00	6.983.200,00

Da análise da Tabela 17 pode-se inferir que quando há compensação da energia total, ocorre um aumento de 22% no custo inicial dos geradores fotovoltaicos, seja instalado no solo ou no telhado.

Já a instalação no telhado reduz em 11% esse custo inicial, tanto para os sistemas que compensem apenas a energia consumida em HFP quanto para sistemas que compensem a energia total.

São apresentados na Tabela 18, os resultados dos fluxos de caixas da empresa locadora, para cada configuração técnica proposta, sem a utilização de financiamento para o projeto.

Tabela 18 - Resultados (em R\$) para a empresa locadora, sem financiamento - análise determinística.

	DESCONTO	SOLO	TELHADO
HFP	10%	2.087.288,82	2.896.333,08
	20%	1.000.420,36	1.809.464,62
	30%	-86.448,10	722.596,16
	40%	-1.173.316,56	-364.272,30
	50%	-2.260.185,02	-1.451.140,76
HFP + HP	10%	4.142.971,58	5.083.526,90
	20%	2.616.842,68	3.585.376,41
	30%	1.118.692,19	2.087.225,93
	40%	-379.458,29	589.075,44
	50%	-1.877.608,78	-909.075,05

Da análise da Tabela 18, observa-se que até 30% de desconto, a menos de uma configuração (instalação no solo, compensando apenas HFP) que apresenta o VPL ligeiramente negativo, as demais configurações são economicamente viáveis.

Para sistemas que compensem apenas a energia em HFP, o desconto de 40% já não torna o sistema economicamente atrativo, a exceção de um sistema instalado no telhado, compensando a energia total consumida.

Já o desconto de 50% não apresenta viabilidade econômica para qualquer que seja a configuração técnica.

São apresentados na Tabela 19, os resultados dos fluxos de caixas da empresa locadora, para as configurações técnicas propostas, com financiamento.

Tabela 19 - Resultados (em R\$) para a empresa locadora, com financiamento - análise determinística.

	DESC.	SOLO	TELHADO
HFP	10%	2.775.468,13	3.512.153,49
	20%	1.688.599,67	2.425.285,03
	30%	601.731,21	1.338.416,57
	40%	-485.137,25	251.548,11
	50%	-1.572.005,71	-835.320,35
HFP + HP	10%	7.574.498,79	6.072.882,72
	20%	6.076.348,30	4.574.732,23
	30%	4.578.197,81	3.076.581,74
	40%	3.080.047,32	1.578.431,25
	50%	1.581.896,83	80.280,77

Análise da Tabela 19 revela que, quando comparados com uso exclusivo de capital próprio, os resultados melhoram com a utilização do financiamento.

Até o patamar de descontos de 30%, a viabilidade econômica é observada para todas as configurações.

Para o desconto de 40%, apenas uma configuração, instalação no solo compensando apenas a energia em HFP não é economicamente atrativo, as demais configurações apresentam VPL positivos.

Sistemas instalados no telhado, com descontos até 40%, apresentam atratividade econômica qualquer que seja o dimensionamento do gerador. Apenas para o desconto de 50%, um sistema instalado no telhado compensando apenas a energia em HFP deixa de apresentar VPL positivo.

Já os sistemas dimensionados para compensar a energia total apresentam atratividade econômica para todos os níveis de desconto, seja instalado no solo ou no telhado.

4.3.2 Análise de riscos e incertezas

A análise de riscos feita pela técnica das SMC, onde foram atribuídos valores para as variáveis de entrada conforme os critérios detalhados no Capítulo 3, estão apresentadas a seguir.

No Apêndice D estão apresentadas as distribuições de VPL e suas probabilidades de ocorrência para as configurações técnicas, com e sem financiamento, para o modelo de

contrato de locação, na perspectiva da empresa locadora. E nesta seção, os resultados são apresentados e discutidos.

Os valores mínimos, médios e máximos dos resultados do VPL, além das probabilidades do VPL ser positivo, para as simulações sem financiamento estão apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 - Resultados (em R\$) para a locadora, sem financiamento - análise de riscos.

	DESCONTO	SOLO				TELHADO			
		MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.	MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.
HFP	10%	111.606,48	2.192.152,52	4.773.793,09	100%	1.036.716,43	3.007.410,26	5.507.882,37	100%
	20%	-866.628,30	1.092.473,01	3.470.788,50	96,51%	58.481,65	1.907.730,75	4.204.877,77	100%
	30%	-1.844.863,08	-7.206,50	2.167.783,90	49,84%	-919.753,13	808.051,24	2.901.873,18	93,36%
	40%	-2.823.097,86	-1.106.886,01	-864.779,31	2,04%	-1.897.987,91	-291.628,27	1.598.868,58	28,87%
	50%	-3.803.983,82	-2.206.565,52	-438.225,29	0,0%	-2.876.222,69	-1.391.307,78	295.863,99	0,07%
HFP + HP	10%	135.884,87	2.669.023,82	5.812.263,21	100%	1.262.239,20	3.661.629,17	6.706.043,07	100%
	20%	-1.055.150,84	1.330.124,82	4.225.808,68	96,51%	71.203,50	2.322.730,17	5.119.588,54	100%
	30%	-2.246.186,55	-8.774,17	2.639.354,15	49,84%	-1.119.832,21	983.831,18	3.533.134,01	93,36%
	40%	-3.437.222,25	-1.347.673,17	-1.052.899,63	2,04%	-2.310.867,92	-355.067,81	1.946.679,48	28,87%
	50%	-4.631.485,86	-2.686.572,16	-533.554,90	0,0%	-3.501.903,63	-1.693.966,81	360.224,95	0,07%

Depreende-se que até 20% de desconto, a maioria das configurações são economicamente viáveis, com probabilidades acima de 96% do VPL ser positivo, atingindo 100% de chances de sucesso quando se trata de instalações em telhados.

Para 30% de desconto, as configurações para sistemas instalados no solo, mostram baixas probabilidades (49,84%) de sucesso nos resultados. Já para instalações no telhado, os resultados apresentam altas probabilidades de um VPL positivo (93,36%).

Para descontos a partir de 40% são pequenas as probabilidades dos resultados serem positivos, seja em instalações no telhado (28,87%), mas principalmente para instalações no solo (2,04%). E para o desconto de 50%, a probabilidade de se obter um resultado favorável é praticamente nula.

Os valores mínimos, médios e máximos dos resultados do VPL e as probabilidades do VPL ser positivo, para as simulações com financiamento estão apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 - Resultados (em R\$) para a locadora, com financiamento - análise de riscos.

	DESCONTO	SOLO				TELHADO			
		MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.	MÍNIMO	MÉDIO	MÁXIMO	PROB.
HFP	10%	957.401,03	2.861.299,89	5.212.648,94	100%	1.792.496,33	3.605.755,28	5.900.406,00	100%
	20%	-20.833,75	1.761.620,38	3.909.644,34	99,99%	814.261,55	2.506.075,77	4.597.401,41	100%
	30%	-999.068,53	661.940,87	2.606.639,75	89,21%	163.973,23	1.406.396,26	3.294.396,81	99,93%
	40%	-2.009.946,66	-437.738,64	1.303.635,16	20,05%	-1.142.208,01	306.716,74	1.991.392,22	73,93%
	50%	-3.803.983,82	-1.537.418,15	23.112,47	0,01%	-2.169.043,26	-792.962,77	688.387,63	3,55%
HFP + HP	10%	1.165.669,88	3.483.734,59	6.346.585,85	100%	2.182.428,16	4.390.135,55	7.183.954,58	100%
	20%	814.261,55	2.506.075,77	4.597.401,41	100%	991.392,46	3.051.236,56	5.597.500,05	100%
	30%	-1.216.401,54	805.936,60	3.173.676,79	89,21%	-199.643,25	1.710.729,73	4.011.045,53	99,93%
	40%	-2.447.181,69	-532.962,40	-1.587.222,26	20,05%	-1.390.678,96	373.438,57	2.424.591,00	73,93%
	50%	-3.705.319,51	-1.871.861,39	28.140,25	0,01%	-2.640.887,47	-965.460,43	838.136,47	3,55%

Pela análise da Tabela 21 é possível entender que para descontos até 20%, a probabilidade de sucesso é muito alta em todas as configurações.

Já para descontos de 30%, todas as configurações mostram boas probabilidades de serem viáveis do ponto de vista econômico, partindo de 89,21% para instalações no solo e atingindo 99,93% em sistemas instalados no telhado.

Descontos de 40% ainda mantem os sistemas instalados nos telhados com alta probabilidade de serem economicamente atrativos (73,93%), porém, para sistemas instalados no solo, a probabilidade baixa para 20,05%.

Descontos de 50% deixam de ser atrativos para a empresa locadora, pois os resultados mostram baixíssimas probabilidades de se obter um VPL positivo, atingindo, no máximo, 3,55% em sistemas instalados no telhado.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Visando contribuir com estudos para a redução dos elevados gastos do governo com energia elétrica em universidades públicas, este trabalho apresenta uma análise econômica para geração de energia fotovoltaica na UNIFEI. É realizada uma análise comparativa entre investimentos no modelo de construção (em que a UNIFEI faz o investimento em projeto, aquisição, instalação, operação e manutenção) e no modelo de locação (em que uma empresa locadora assume o investimento no sistema fotovoltaico e o aluga para a Universidade).

Utilizando técnicas bibliométricas, foram analisados trabalhos que utilizam diferentes critérios de análise econômica em investimentos em energias renováveis, em diversos países, desde 1977 até março de 2019, para então, se definir os critérios de avaliação, método e a estruturação deste trabalho.

Com base no levantamento de consumo de energia elétrica da UNIFEI entre janeiro e dezembro de 2017, foi identificada a quantidade de energia consumida em HFP e HP separadamente.

Na sequência, foram propostas quatro configurações técnicas, onde foram consideradas a compensação de energia somente em horário fora de ponta (HFP), compensação de energia total, ou seja, em horário fora de ponta mais horário de ponta (HFP + HP), instalação do sistema no solo e instalação do sistema no telhado. Para cada configuração técnica, foram dimensionados os respectivos geradores.

Com os geradores dimensionados, a partir de uma base de preço por kWp, foram calculados os preços dos geradores e suas respectivas instalações, para cada uma das quatro configurações técnicas, resultando nos valores dos investimentos iniciais.

Para cada uma das configurações técnicas, foi acrescentada às análises, a alternativa da utilização de financiamento, reduzindo assim, a necessidade de uso de capital próprio.

Foram criados modelos matemáticos (fluxos de caixa) para cada uma das configurações técnicas em um cenário econômico mais provável e, através de Simulações de Monte Carlo, análises estocásticas foram realizadas, inserindo os riscos das variações das variáveis de entrada, apresentando resultados para diferentes cenários econômicos.

Os dados financeiros são lançados ano a ano no fluxo de caixa. A somatória dos resultados desses fluxos de caixa, descontados à taxa do WACC, subtraindo-se deste o valor do investimento inicial, resulta no VPL, utilizado como critério de avaliação.

Após realizadas as análises comparativas entre os modelos de construção e de locação, é indicado o modelo que apresenta maior probabilidade de trazer o melhor resultado econômico para a Universidade.

5.1 Conclusões sobre o modelo de construção

No modelo onde a UNIFEI faz o investimento em um sistema de geração de energia fotovoltaica, o investimento se mostra economicamente viável e, independente da configuração adotada e uso ou não de financiamento.

Mediante uma análise determinística, a configuração cujos resultados apresentam os melhores VPL, é um sistema dimensionado para compensar a energia total (HFP + HP), instalado no telhado e com financiamento, onde, sem financiamento, o VPL atinge R\$6.598.183,88 e, com financiamento, R\$7.347.967,18, sendo necessário um desembolso de R\$6.983.200,00 para o projeto sem financiamento e R\$1.396.640,00 para um projeto financiado.

Perante uma análise de risco, onde as variáveis de entrada sofrem variações de acordo com os critérios elaborados no Capítulo 3, os resultados se mantêm, confirmando a total viabilidade econômica para tanto para projetos financiados como para projetos sem financiamento.

Da mesma forma, a alternativa que apresenta o maior VPL seria uma configuração onde o sistema seria instalado no telhado dimensionado para compensar a energia total consumida, resultando em um VPL entre R\$4.110.279,42 e R\$10.265.489,68, com o VPL mais provável igual a R\$6.768.842,23 sem financiamento e R\$5.030.468,38 e R\$10.743.401,19, com o VPL mais provável igual a R\$7.497.348,61 com financiamento.

Mesmo a configuração que apresenta o resultado mais modesto, ou seja, um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar apenas a energia consumida em HFP ainda apresenta resultados atrativos, resultando em VPL entre R\$1.089.841,26 e R\$6.076.797,68, sendo mais provável o VPL igual a R\$3.291.832,03 sem financiamento. Já para projetos financiados, os resultados para essa mesma configuração permanecem entre R\$1.935.635,81 e R\$6.515.653,53, sendo mais provável atingir um VPL igual a R\$3.960.979,40.

Tanto os resultados determinísticos quanto a inserção de incerteza nas variáveis de entrada, mostram que o projeto de construção é perfeitamente viável para a UNIFEI, porém necessitam de investimentos iniciais que vão variar conforme opção pelo financiamento.

5.2 Conclusões sobre o modelo de locação

No modelo onde uma empresa se propõe a fazer o investimento no sistema de geração de energia fotovoltaica e o aluga para a UNIFEI, analisando o projeto sob a perspectiva da Universidade, quanto maior for o desconto concedido pela empresa locadora, melhores serão os resultados econômicos para a Instituição.

Vale ressaltar que, para a Universidade, qualquer que seja a configuração adotada, cenário econômico ou desconto oferecido, o projeto sempre apresenta VPL positivo, sendo economicamente viável, visto que não é necessário nenhum investimento inicial nem haverá custos operacionais ou de manutenção para a Instituição.

Por outro lado, sob o ponto de vista da empresa proprietária do sistema, quanto menor o for o desconto concedido, melhores serão os resultados econômicos para a empresa locadora.

Para descontos, até 30%, o investimento é economicamente viável para a empresa locadora para quase todas as configurações no cenário mais provável, sob uma análise determinística, a exceção do desconto de 30% para a instalação no solo compensando apenas a energia consumida em HFP, sem financiamento. Com financiamento, até mesmo essa configuração se torna atrativa.

Na configuração que apresenta a melhor viabilidade econômica, ou seja, com o sistema dimensionado para compensar a energia total consumida, instalado no telhado, com o desconto de 40%, o VPL ainda é positivo e igual a R\$589.075,44, quando não se opta pelo financiamento, sendo necessário um investimento inicial de R\$6.983.200,00. Já para essa mesma configuração, ao se optar pelo financiamento, o desconto pode atingir 50% que o VPL ainda é positivo e igual a R\$80.280,77, reduzindo o desembolso inicial para R\$1.396.640,00.

Porém, quando se leva em consideração os riscos das variações das variáveis de entrada, para minimizar a possibilidade de um VPL negativo, o desconto não deve ultrapassar 20%. Para essa faixa de desconto, a probabilidade do VPL ser positivo é 96,51%, sendo R\$2.322.730,17 o valor mais provável para projetos sem financiamento, instalados no telhado, dimensionados para compensar a energia total. E, para projetos financiados, a probabilidade de um VPL positivo aumenta para 99,99%, com um VPL médio podendo chegar a R\$3.051.236,56, na mesma configuração.

Para esse patamar de 20% de desconto, o resultado para a UNIFEI seria um VPL variando entre R\$2.300.939,79 e R\$3.172.909,06, sendo R\$2.677.797,99 o valor mais provável.

Se a instalação puder ser realizada no telhado, o desconto máximo oferecido pela empresa locadora pode chegar em 30%, onde a probabilidade de resultado positivo é 93,36%, com VPL médio igual a R\$1.710.729,73, para sistemas dimensionados para a compensação da energia total, utilizando financiamento.

Para o desconto de 30% em instalações no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, a UNIFEI se beneficiaria de um VPL mais provável igual a R\$4.016.696,98, podendo variar entre R\$3.451.409,68 e R\$4.759.363,59.

5.3 Análise comparativa entre os modelos de construção e locação

As simulações realizadas seguem dois caminhos distintos: um é o modelo de construção e outro, o modelo de locação. No modelo de construção, a Universidade realiza o investimento no sistema de geração fotovoltaica e, como retorno econômico, reduz os gastos com consumo de energia elétrica. Já no modelo de locação, uma empresa faz o investimento no gerador fotovoltaico e o aluga para a Instituição, instalando-o no campus de UNIFEI-Itajubá/MG, obtendo como receita, um aluguel mensal, mediante um desconto na tarifa cobrada pela concessionária de energia local.

O modelo de construção requer um investimento inicial que varia dependendo da configuração, podendo assumir valores desde R\$5.735.520,00 (sistema dimensionado para compensar apenas a energia consumida em HFP, instalado no telhado) e R\$7.803.726,00 (sistema que compense a energia total consumida, instalado no solo). Em caso de aderir ao financiamento, a necessidade de recursos próprios ficaria entre R\$1.147.104,00 e R\$1.560.745,20.

No modelo de construção, o fluxo de caixa da UNIFEI teria como receita, a somatória anual da energia compensada mensalmente.

O modelo de locação não requer investimento por parte da Universidade, pois todo o desembolso para investimento, incluindo a instalação, além da operação e manutenção seriam realizados pela empresa locadora. A Instituição passaria a pagar a conta de energia para a locadora que concede um desconto face à tarifa da concessionária.

Neste modelo, o fluxo de caixa da UNIFEI teria, como receita, a somatória anual dos descontos mensais concedidos pela locadora.

Sob a ótica da UNIFEI, é possível concluir a partir da Tabela 15 e 16, que os resultados melhoram à medida que o desconto aumenta, melhorando assim os resultados econômicos para a Instituição.

Por outro lado, como já discutido no item 5.2, para descontos acima de 20%, o investimento pode deixar de ser atrativo para a empresa locadora, devido à probabilidade de apresentar VPL negativo, já na possibilidade da instalação ser realizada no telhado, esse desconto pode subir para 30% e manter a atratividade econômica para a empresa locadora.

A partir do exposto acima, encontra-se na Tabela 22, a análise comparativa dos resultados mais prováveis para VPL dos modelos de construção e locação, para cada configuração técnica proposta, sem a utilização de financiamento, primeiramente em uma perspectiva determinística, e, na sequência, a análise de riscos, cujos resultados estão apresentados na Tabela 23.

Tabela 22 – Comparativo dos resultados, construção X locação, sem financiamento – determinística.

	CONSTRUÇÃO		LOCAÇÃO			
	SOLO	TELHADO	DESCONTO	UNIFEI	EMPRESA	
					SOLO	TELHADO
HFP	3.174.157,28	3.983.201,54	10%	1.086.868,5	2.087.288,8	2.896.333,1
			20%	2.173.736,9	1.000.420,4	1.809.464,6
			30%	3.260.605,4	-86.448,1	722.596,2
			40%	4.347.473,8	-1.173.316,6	-364.272,3
			50%	5.434.342,3	-2.260.185,0	-1.451.140,8
HFP + HP	5.613.143,66	6.598.183,88	10%	1.323.301,1	4.114.993,2	5.083.526,9
			20%	2.646.602,2	2.616.842,7	3.585.376,4
			30%	3.969.903,2	1.118.692,2	2.087.225,9
			40%	5.293.204,3	-379.458,3	589.075,4
			50%	6.616.505,4	-1.877.608,8	-909.075,1

Tabela 23 – Comparativo dos resultados, construção X locação, sem financiamento – análise de riscos.

	CONSTRUÇÃO		DESCONTO	UNIFEI	LOCAÇÃO			
	SOLO	TELHADO			EMPRESA			
					SOLO	PROB.	TELHADO	PROB.
HFP	3.291.832,03	4.107.089,77	10%	1.099.679,51	2.192.152,52	100%	3.007.410,26	100%
			20%	2.199.359,02	1.092.473,01	96,51%	1.907.730,75	100%
			30%	3.299.038,53	-7.206,50	49,84%	808.051,24	93,36%
			40%	4.398.718,04	-1.106.886,01	2,04%	-291.628,27	28,87%
			50%	5.498.397,55	-2.206.565,52	0,00%	-1.391.307,78	0,07%
HFP + HP	5.776.236,88	6.768.842,23	10%	1.338.898,99	2.669.023,82	100%	3.661.629,17	100%
			20%	2.677.797,99	1.330.124,82	96,51%	2.322.730,17	100%
			30%	4.016.696,98	-8.774,17	49,84%	983.831,18	93,36%
			40%	5.355.595,97	-1.347.673,17	2,04%	-355.067,81	28,87%
			50%	6.694.494,97	-2.686.572,16	0,00%	-1.693.966,81	0,07%

Para um cenário sem financiamento, pela análise das Tabelas 22 e 23, pode-se inferir que para descontos até 20%, o resultado da empresa locadora tem sempre alta probabilidade de ser positivo, independente da configuração escolhida.

Para a Universidade, no patamar de 20% de desconto, os resultados dos fluxos de caixa do modelo de construção sempre apresentam VPL maiores que os resultados dos fluxos de caixa do modelo de locação, para todas as configurações técnicas.

Para o fluxo de caixa da Universidade, o VPL do modelo de locação será maior que o VPL do modelo de construção a partir do desconto 30%, para compensação somente da energia consumida em HFP e somente para o desconto de 50% na compensação da energia consumida em HFP+HP.

Para a Universidade, tanto o modelo de construção quanto o modelo de locação são economicamente atrativos, pois sempre apresentam VPL positivos, independente da configuração técnica.

O modelo de contrato de locação apresenta a vantagem que a Instituição não necessitará realizar desembolso para investimento inicial nem operação e manutenção.

Para o fluxo de caixa da empresa locadora, sistemas instalados no telhado, o desconto de 30% mostra alta probabilidade de atratividade econômica ser mantida.

Já para descontos a partir de 40%, a probabilidade de um VPL positivo como resultado do fluxo de caixa da empresa locadora é bastante remota.

Uma análise de projetos com financiamento é realizada na sequência, em que são apresentados nas Tabelas 24, os resultados dos fluxos de caixa determinístico e na Tabela 25, os resultados para os fluxos de caixa para uma análise de riscos.

Tabela 24 – Comparativo dos resultados, construção X locação, com financiamento – determinística.

	CONSTRUÇÃO		LOCAÇÃO			
	SOLO	TELHADO	DESCONTO	UNIFEI	EMPRESA	
					SOLO	TELHADO
HFP	3.862.336,59	4.599.021,95	10%	1.086.868,46	2.775.468,13	3.512.153,49
			20%	2.173.736,92	1.688.599,67	2.425.285,03
			30%	3.260.605,38	601.731,21	1.338.416,57
			40%	4.347.473,84	-485.137,25	251.548,11
			50%	5.434.342,30	-1.572.005,71	-835.320,35
HFP + HP	6.451.026,49	7.347.967,18	10%	1.323.301,08	7.574.498,79	6.072.882,72
			20%	2.646.602,17	6.076.348,30	4.574.732,23
			30%	3.969.903,25	4.578.197,81	3.076.581,74
			40%	5.293.204,33	3.080.047,32	1.578.431,25
			50%	6.616.505,42	1.581.896,83	80.280,77

Tabela 25 – Comparativo dos resultados, construção X locação, com financiamento – análise de riscos.

	CONSTRUÇÃO		LOCAÇÃO					
	SOLO	TELHADO	DESCONTO	UNIFEI	EMPRESA			
					SOLO	PROB.	TELHADO	PROB.
HFP	3.960.979,40	4.705.434,79	10%	1.099.679,51	2.861.299,89	100%	3.605.755,28	100%
			20%	2.199.359,02	1.761.620,38	100%	2.506.075,77	100%
			30%	3.299.038,53	661.940,87	89,21%	1.406.396,26	100%
			40%	4.398.718,04	-437.738,64	20,05%	306.716,74	73,93%
			50%	5.498.397,55	-1.537.418,15	0,01%	-792.962,77	3,55%
HFP + HP	6.590.947,65	7.497.348,61	10%	1.338.898,99	3.483.734,59	100%	4.390.135,55	100%
			20%	2.677.797,99	2.506.075,77	100%	3.051.236,56	100%
			30%	4.016.696,98	805.936,60	89,21%	1.710.729,73	100%
			40%	5.355.595,97	-532.962,40	20,05%	373.438,57	73,93%
			50%	6.694.494,97	-1.871.861,39	0,01%	-965.460,43	3,55%

Neste cenário com financiamento, as análises das Tabelas 24 e 25 mostram que, para descontos até 40%, em geral, o modelo de construção é mais atrativo para a Universidade, ao se comparar com o modelo de locação (a menos de uma configuração específica em que o sistema seja instalado no solo, compensando apenas a energia em HFP, com desconto de 40%), porém são necessários investimentos iniciais.

Também é possível entender que descontos até 30% mostram altas probabilidades do resultado da empresa locadora ser positivo, sendo 100% de probabilidades para descontos até 20%, qualquer que seja a configuração e 89,21% de probabilidade quando a instalação é realizada no solo, tornando o investimento atrativo.

O desconto de 40% mostra uma probabilidade igual a 73,93% em se obter um VPL positivo quando o sistema é instalado no telhado, e apenas 20,05% de probabilidade de sucesso quando instalados no solo.

O desconto de 50% resulta em VPL negativo para a empresa locadora, em todas as configurações.

Portanto, pode-se concluir que se existir a possibilidade da Universidade fazer o investimento, o resultados dos fluxos de caixa para o modelo de construção são maiores que os resultados do modelo de locação com descontos até 30%, onde são altas as probabilidades de atratividade econômica para a empresa locadora.

Por outro lado, se a Universidade não dispuser de recursos financeiros para este tipo de projeto, o modelo de locação traz a vantagem de dispensar a necessidade do investimento de recursos próprios ou financiados.

5.4 Recomendações para futuros trabalhos

Esta pesquisa foi realizada com dados de consumo de energia da UNIFEI, campus Itajubá/MG. Novas pesquisas podem ser realizadas para outras instituições do setor público.

Como este trabalho não abrange uma análise de viabilidade técnica (tecnologias construtivas, eficiência do conjunto, resfriamento das placas, confiabilidade e vida útil do sistema), futuramente essas variáveis técnicas podem ser adicionadas às variáveis econômicas analisadas nesta pesquisa.

Fatores ambientais como nível de insolação da região, quantidade de poeira, vento e umidade, não são abordados nesta dissertação, abrindo espaço para futuros trabalhos que possam agregar essas variáveis de entrada à pesquisa.

Modelos alternativos de investimento, como por exemplo, *crowdfunding* ou criação de um modelo de fundo de investimento (público ou privado), em energias renováveis para instituições públicas podem ser propostos em alternativa ao financiamento bancário tradicional.

A previsão de aumento de consumo de energia pode ser uma variável de entrada para simulações em novas pesquisas.

Como visto no item 5.3, para projetos não financiados, existe um desconto entre 10% e 20% e, para projetos financiados, entre 20% e 30%, em que o VPL da Universidade será igual ao VPL da empresa locadora, ou seja, haverá um equilíbrio de atratividade econômica. A determinação desse ponto de equilíbrio e suas probabilidades de ocorrências pode ser o motivo de uma extensão desta pesquisa.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKWA, J.V., KONRAD, O., KAUFMANN, G.V., MACHADO, C.A., Evaluation of the photovoltaic generation potential and real-time analysis of the photovoltaic panel operation on a building facade in southern Brazil, **Energy and Buildings**, v.69, pp. 426–433, 2014.

ALFARIS, F., JUAIDI, A., MANZANO-AGUGLIARO, F., Improvement of efficiency through an energy management program as a sustainable practice in schools, **Journal of Cleaner Production** v.135, pp. 794-805, 2016.

ALVES, T., MACHADO, L., SOUZA, R.G., WILDE, P., A methodology for estimating office building energy use baselines by means of land use legislation and reference buildings, **Energy and Buildings**, v.143, pp. 100-113, 2017.

ANDERSON K., SONG, K. LEE, S., KRUPKA, E., LEE, H., PARK, M., Longitudinal analysis of normative energy use feedback on dormitory occupants, Park, M., **Applied Energy**, v. 189, pp. 623-639, 2017.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil, 3 ed. Brasília, 2008**. Disponível em:< [www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf) > Acesso em: 22 de março de 2016

ANEEL, **Cadernos Temáticos ANEEL, Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2014**. Disponível em < www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/.../caderno-tematico-microeminigeracao.pdf > Acessado em 22 de março de 2016.

ANEEL, **Informações Técnicas / Geração Distribuída**, Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2> Acesso em 02 de maio de 2018.

ANEEL, **Nota Técnica N° 23/2018 – SEM/ANEEL - Parâmetros regulatórios para a revisão das Receitas Anuais de Geração – RAGs das usinas hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei n° 12.783/2013**. 2018.

ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Resolução Normativa N°479/2012.

ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Resolução Normativa N°414/2010.

ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Resolução Normativa N°482/2012.

ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Resolução Normativa N°547/2013.

AQUILA G., ROCHA L.C., JUNIOR, P. R., PAMPLONA E. O., QUEIROZ A.R., PAIVA A.P. Wind power generation: an impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 137, 1100–8, 2016.

ARNOLD, U.; YILDIZ, Ö. Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures - A Monte Carlo Simulation approach. **Renewable Energy**, v. 77, p. 227-239, 2015.

AYADI, O., AL-ASSAD, R., AL ASFAR, J. Techno-economic assessment of a grid connected photovoltaic system for the University of Jordan. **Sustainable Cities and Society** v.39, pp. 93-98, 2018.

BCB - BANCO CENTRAL DO BRASIL, **Taxa de juros básica – Histórico**, disponível em < <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>> Acesso em 11 de junho de 2019.

BÉLAÏD, F., YOUSSEF, M., Environmental degradation, renewable and non-renewable electricity consumption, and economic growth: Assessing the evidence from Algeria, **Energy Policy**, v.102, pp. 277-287, 2017.

BRANKER, K., PATHAK, M.J.M., PEARCE, J.M., A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.15(9), pp. 4470-4482, 2011.

BNDES – **Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social** <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-eficiencia-energetica>> Acesso em 18 de junho de 2018.

CAMPOCCIA, A., DUSONCHET, L., TELARETTI, E., ZIZZO, G., An analysis of feed'in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union, **Solar Energy** v.107, pp. 530-542, 2014.

CASTLEBERRY, B., GLIEDT, T., & GREENE, J. S. Assessing drivers and barriers of energy-saving measures in Oklahoma's public schools. **Energy Policy**, v.88, 216–228, 2016.

CELIK, A.N., Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems, **Energy Conversion and Management**, v.43(18), pp. 2453-2468, 2002.

DUSONCHET, L., TELARETTI, E., Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, pp. 986-998, 2015.

DUSONCHET, L., TELARETTI, E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in eastern European Union countries, **Energy Policy**, v.38(8), pp. 4011-4020, 2010.

GARFIELD, E., *Historiographic Mapping of Knowledge Domains Literature*, v.30, pp. 119-145, 2004.

GREENER Consultoria, *Estudo Estratégico Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída*, 1º Semestre 2018.

HAQUE, A.M., SHARMA, S., NAGAL, D., Proposed inverter topology and control circuit for the proposed grid connected photovoltaic system: Description and design specification, *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques, ICEEOT 2016* v.7754742, pp. 549-554, 2016.

HAWAWINI, G.; VIALLET, C. *Finanças para executivos: gestão para criação de valor*. Primeira ed. São Paulo: **Cengage Learning**, 2009.

IFTIKHAR, H., WAQAS, A., USMAN, A., MUSTAFA, K., AFZAL, M.A., Utilizing built infrastructure and otherwise non-utilizable space for solar PV power projects - A case study for an educational institution, **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v.9(1),013505, 2017.

ISMAIL, M.S., MOGHAVVEMI, M., MAHLIA, T.M.I., Design of an optimized photovoltaic and microturbine hybrid power system for a remote small community: Case study of Palestine, **Energy Conversion and Management** v.75, pp. 271-281, 2013.

LAU, K.Y., YOUSOF, M.F.M., ARSHAD, S.N.M., ANWARI, M., YATIM, A.H.M., Performance analysis of hybrid photovoltaic/diesel energy system under Malaysian conditions, **Energy**, v.35(8), pp. 3245-3255, 2010.

LEE, J., CHANG, B., AKTAS, C., GORTHALA, R., Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England, **Renewable Energy**, v. 99, pp. 452-464, 2016.

LI, L.L., LIN, G.Q., TSENG, M.L., TAN, K., LIM, M.K., A maximum power point tracking method for PV system with improved gravitational search algorithm, **Applied Soft Computing Journal**, v. 65, , pp. 333-348, 2018.

MAZZEO, D., MATERA, N., BEVILACQUA, P., ARCURI, N., Energy and economic analysis of solar photovoltaic plants located at the University of Calabria, **International Journal of Heat and Technology**, 33(4), pp. 41-50, 2015.

MARTINS, R. A.; MELLO, C. H. P.; TURRIONI, J. B. *Guia para elaboração de monografia e TCC em engenharia de produção*. 1ed. Atlas, 2014.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Resenha Energética Brasileira, Exercício de 2014**, Edição: junho de 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/1732840/Resenha%2BEnerg%25C3%25A9tica%2B-%2BBrasil%2B2015.pdf/4e6b9a34-6b2e-48fa-9ef8-dc7008470bf2>>. Acesso em 12/04/2018.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Resenha Energética Brasileira, Exercício de 2018**, Edição: junho de 2018. Disponível em: < <http://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Documents/Resenha%20Energ%C3%A9tica%202018%20-MME.pdf> > . Acesso em 23/06/2019.

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, DESENVOLVIMENTO E GESTÃO – **Painel de custeio Administrativo** < <http://paineldecusteio.planejamento.gov.br/custeio.html>>. Acesso em 24/04/2018.

MITROFF, I. I.; BETZ, F.; PONDY, L. R.; SAGASTI, F. On Managing Science in the Systems Age: Two Schemas for the Study of Science as a Whole Systems Phenomenon. **Interfaces**, v. 4, 46–58, 1974.

MYTAFIDES, C. K., DIMOUDI, A., ZORAS S. Transformation of a university building into a zero energy building in Mediterranean climate, **Energy & Buildings**, v.155, pp.98-114, 2017.

MORABITO, R.; PUREZA, V., FLEURY, A., MELLO, C.H.P., NAKANO, D.N., LIMA, E.P., TURRIONI, J.B., HO, L.L., COSTA, S.E.G., MARTINS, R.A., SOUSA, R. **Metodologia de Pesquisa em Engenharia de Produção e Gestão de operações**. 3 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2018.

OREE, V., KHOODARUTH, A., TEEMUL, H., A case study for the evaluation of realistic energy retrofit strategies for public office buildings in the Southern Hemisphere, **Building Simulation**, v. 9(2), pp. 113-125, 2016.

RAMÍREZ-SAGNER, G., MATA-TORRES, C., PINO, A., ESCOBAR, R.A., Economic feasibility of residential and commercial PV technology: The Chilean case, **Renewable Energy**, v.111, pp. 332-343, 2017.

ROCHA, L. C. S AQUILA, G, JUNIOR, P. R., PAIVA, A. P., PAMPLONA, E. O., Balestrassi, P.P. A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 90, 412–419, 2018.

RODRIGUES, S., TORABIKALAKI, R., FARIA, F., CAFÔFO, N., CHEN, X., IVAKI, A.R., MATA-LIMA, H., MORGADO-DIAS, F., Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries, **Solar Energy**, v.131, pp. 81-95, 2016.

ROSS, S.A, WESTERFIELD, R.W., JAFFE J.F. **Administração Financeira**. São Paulo: Atlas, 1995.

ROSPI, G., CARDINALE, N., INTINI, F., NEGRO, E. Analysis of the energy performance strategies of school buildings site in the Mediterranean climate: **A case study the schools of Matera city** v. 152, 1 October 2017, Pages 52-60.

SARZYNSKI, A., LARRIEU, J., SHRIMALI, G., The impact of state financial incentives on market deployment of solar technology, **Energy Policy**, v.46, pp. 550-557, 2012.

SHAAHID, S.M., ELHADIDY, M.A., Economic analysis of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for residential loads in hot regions-A step to clean future, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.12(2), pp. 488-503, 2008.

SINHA, S., CHANDEL, S.S., Review of software tools for hybrid renewable energy systems, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.32, pp. 192-205, 2014.

SOLAR ENERGY DO BRASIL – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social <<http://solarenergy.com.br/>> Acesso em 03 de agosto de 2018.

SONG, K., KIM, S., PARK, M., LEE, H., Energy efficiency-based course timetabling for university buildings, **Energy**, v.139, pp. 394-405, 2017.

WAND, R., LEUTHOLD, F., Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany? **Applied Energy**, 2011, v.88(12), pp.4387-4399.

YANG, H., WEI, Z., CHENGZHI, L., Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system, **Applied Energy**, v.86(2), pp. 163-169, 2009.

ZHOU, W., LOU, C., LI, Z., LU, L., YANG, H., Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems, **Applied Energy**, v. 87(2), pp. 380-389, 2010.

APÊNDICE A – Cálculo do WACC – custo médio ponderado de capital

A determinação do WACC utilizado neste trabalho foi feita seguindo a metodologia adotada pela ANEEL na nota técnica nº 23/2018- SRM/ANEEL, que segundo a própria ANEEL, é amplamente difundido e de maior consenso em finanças corporativas para remuneração de capital do serviço público de energia elétrica e no Quadro B.1 são apresentadas as variáveis utilizadas para se determinar o WACC.

Quadro B.1 – variáveis utilizadas para determinação do WACC.

Taxa livre de risco americana	4,07%
Prêmio de risco e de mercado americano	6,64%
Beta desalavancado	0,69
Beta alavancado	3,45
Prêmio de risco Brasil	3,88%
Inflação americana considerada	2,06%
kd	7,84%
ke	30,86%
D	80,00%
E	20,00%
Imposto Brasil	0%
WACC nominal	12,44%
WACC real (descontado a inflação)	10,17%

A ANEEL define que **Taxa Livre de Risco** significa o retorno esperado para um investidor que deseja adiar sua decisão de consumo sem se expor a qualquer tipo de risco financeiro. A taxa livre de risco utilizada foi calculada com base na média aritmética do rendimento dos títulos do governo dos Estados Unidos com vencimento de dez anos no período compreendido entre janeiro de 1995 e dezembro de 2017.

O **Prêmio de Risco de Mercado** representa a remuneração que se espera receber acima da Taxa Livre de Risco ao se aplicar em uma carteira ampla do mercado de ações norte americano. A taxa anual média de retorno de mercado de 6,64%, resultado da média no período entre janeiro de 1988 e dezembro de 2017.

Hawawini e Viallet (2009) explicam que o Beta de uma empresa reflete o grau de exposição das ações desta empresa em relação ao risco de mercado. O Beta Desalavancado representa o risco inerente à empresa, ou seja, o risco do negócio da empresa. Já o Beta Alavancado adiciona um risco devido às dívidas adquiridas pela empresa.

O Beta das empresas do segmento de energia nos Estados Unidos foram apresentados pela ANEEL, conforme Tabela B.1.

Tabela B.1 - Beta das empresas do segmento de energia nos Estados Unidos.

EMPRESA	BETA ALAVANCADO	D
Ameren Corporation AEE	0,4736	0,4178
American Electric Power Company, Inc. AEP	0,4506	0,4375
CenterPoint Energy, Inc. CNP	0,5706	0,4968
Consolidated Edison, Inc. ED	0,2321	0,4124
Edison International EIX	0,4012	0,3971
Eversource Energy ES	0,4573	0,3995
Exelon Corporation EXC	0,3907	0,4512
FirstEnergy Corp. FE	0,4872	0,5781
NorthWestern Corporation NWE	0,4937	0,4319
OGE Energy Corp. OGE	0,5451	0,3229
PG&E Corporation PCG	0,4184	0,4048
PPL Corporation PPL	0,4282	0,4968
MÉDIA ->	0,4457	0,4372

Ainda segundo a ANEEL, para se obter os Betas alavancados das empresas americanas com os padrões tributários brasileiros, primeiro é necessário fazer a desalavancagem dos Betas alavancados de cada empresa. Para isso foi utilizado o grau de alavancagem individual e a alíquota de IRPJ norte americano de 38,92%, através da equação B1.

$$Beta_{EUA \text{ desalavancado}} = Beta_{EUA \text{ alavancado}} \cdot \left(\frac{E_{EUA}}{1 - D_{EUA} \cdot T_{EUA}} \right) \quad (B1)$$

Onde E_{EUA} é a participação de capital próprio (do inglês *Equity*), D_{EUA} é a participação de capital de terceiros (do inglês *Debt*), e T_{EUA} é a alíquota de impostos norte americana, 38,92%.

Na sequência, para se obter os Betas alavancados para padrões brasileiros de cada empresa é feito através da equação B2, onde E_{BRA} é a participação de capital próprio, D_{BRA} é a participação de capital de terceiros, e T_{BRA} é a alíquota de imposto brasileiro, 34%, composto pelo IRPJ de 25% e pelo CSLL de 9%.

$$Beta_{BRA \text{ alavancado}} = Beta_{EUA \text{ desalavancado}} \cdot \left(\frac{1 - D_{BRA} \cdot T_{BRA}}{E_{BRA}} \right) \quad (B2)$$

Ainda seguindo a metodologia adotada pela ANEEL, para calcular o D_{BRA} das empresas de energia brasileiras, foi calculada a média dos endividamentos de 34 empresas selecionadas do ramo de energia elétrica no período compreendido entre 2012 e 2016 (Tabela B.3), resultando em 47,65%.

Tabela B.3 – Estrutura de capital de 34 empresas de energia elétrica do Brasil.

EMPRESA	2012	2013	2014	2015	2016
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	38,23%	32,41%	27,51%	16,99%	12,22%
Baguari I Geração Energia Elétrica S.A.	59,28%	54,36%	54,76%	50,64%	42,79%
Boa Sorte Energética S.A.	64,16%	56,39%	53,43%	46,84%	38,83%
Companhia Energética Estreito S.A.	60,75%	58,22%	55,32%	51,47%	45,26%
Cravari Geração de Energia S.A.	56,71%	54,20%	53,79%	39,39%	33,72%
ECE Participações S.A.	59,37%	52,63%	52,56%	58,32%	57,86%
Empresa Energética Porto Pedras S.A.	60,68%	56,02%	50,65%	45,42%	40,03%
ENERGEST - Energest S.A.	28,39%	22,17%	18,18%	16,35%	66,16%
Ferreira Gomes Energia S.A.	69,41%	48,53%	43,47%	44,60%	44,23%
Foz do Rio Claro Energia S.A.	61,25%	56,20%	54,12%	47,31%	41,33%
Geração CIII S.A.	40,29%	39,45%	38,18%	31,69%	23,92%
Ibirama Energética S.A.	73,15%	66,57%	62,81%	54,25%	50,24%
Ijuí Energia S.A.	43,06%	40,22%	38,52%	33,91%	28,58%
Itapebi Geração de Energia S.A.	5,61%	27,75%	23,87%	7,70%	32,94%
Lagoa Grande Energética S.A.	62,80%	59,19%	53,42%	49,17%	43,94%
Monel Monjolinho Energética S.A.	56,45%	51,13%	49,51%	33,49%	23,10%
Norte Energia S.A.	56,70%	64,58%	73,14%	76,80%	69,88%
Ônix Geração de Energia S.A.	53,18%	49,03%	44,85%	27,87%	16,91%
Ouro Energética S.A.	61,62%	55,04%	54,12%	47,28%	44,47%
Pampeana Energética S.A.	52,35%	49,34%	48,55%	41,61%	27,40%
Paranatinga Energia S.A.	90,98%	100,00%	100,00%	19,27%	31,40%
Pedra Furada Energia S.A.	42,40%	41,12%	40,95%	40,12%	38,85%
Planalto Energética S.A.	61,94%	58,55%	54,32%	47,15%	45,00%
RBE - Retiro Baixo Energética S.A.	42,11%	39,45%	36,68%	35,28%	27,93%
Riacho Preto Energética S.A.	76,07%	72,12%	66,58%	61,72%	55,40%
Rio Verde Energia S.A.	47,44%	39,78%	31,36%	20,91%	7,80%
Santa Gabriela Energética S.A.	60,87%	57,15%	51,98%	44,82%	41,68%
Santo Antônio Energia S.A.	60,71%	64,40%	63,46%	66,46%	69,27%
Serra do Facão Energia S.A.	49,13%	50,64%	51,99%	18,51%	17,75%
Jirau - Energia Sustentável Brasil S.A.	64,60%	58,01%	55,26%	51,46%	49,92%
Unaí Baixo Energética S.A.	60,93%	64,85%	68,18%	77,18%	71,76%
Usina Paulista Lavrinhas Energia S.A.	54,63%	48,66%	45,78%	38,21%	30,99%
Usina Paulista Queluz Energia S.A.	47,26%	41,98%	41,29%	34,82%	29,45%
Várzea do Juba Energética S.A.	52,14%	50,09%	45,80%	39,71%	23,24%
MÉDIA ->	55,14%	52,36%	50,13%	41,67%	38,95%
MÉDIA GERAL ->	47,65%				

E_{BRA} é ser calculado conforme equação B3.

$$E_{BRA} = 1 - D_{BRA} \quad (B3)$$

Em posse dos Betas alavancados nos padrões tributários brasileiros, foi calculada a média aritmética desses Betas alavancados e o valor 0,4818 resultou como Beta alavancado para as empresas do setor de energia elétrica.

APÊNDICE B – Distribuições do VPL para o modelo de contrato de construção

Para cada uma das quatro configurações técnicas foram realizadas Simulações de Monte Carlo (SMC) alocando valores para cada uma das variáveis, conforme critérios apresentado no Capítulo 3, para alimentar o fluxo de caixa.

As distribuições dos resultados, ou seja, os VPL, obtidos através das SMC para cada configuração técnica, no modelo de construção estão apresentados a seguir, iniciando pelos resultados para as simulações sem financiamento.

Na Figura B.1 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento.

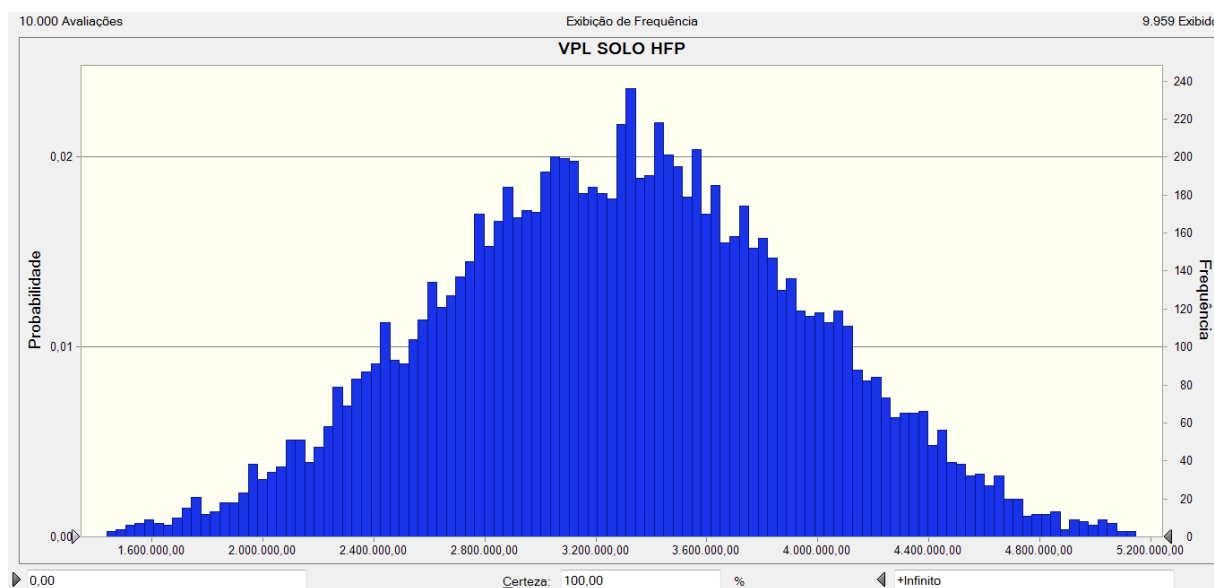


Figura B.1 – Distribuição do VPL, sistema instalado no solo, compensação HFP, sem financiamento.

O resultado é um VPL entre R\$1.089.841,26 e R\$6.076.797,68, sendo o valor mais provável igual a R\$3.291.832,03 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura B.2 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento.

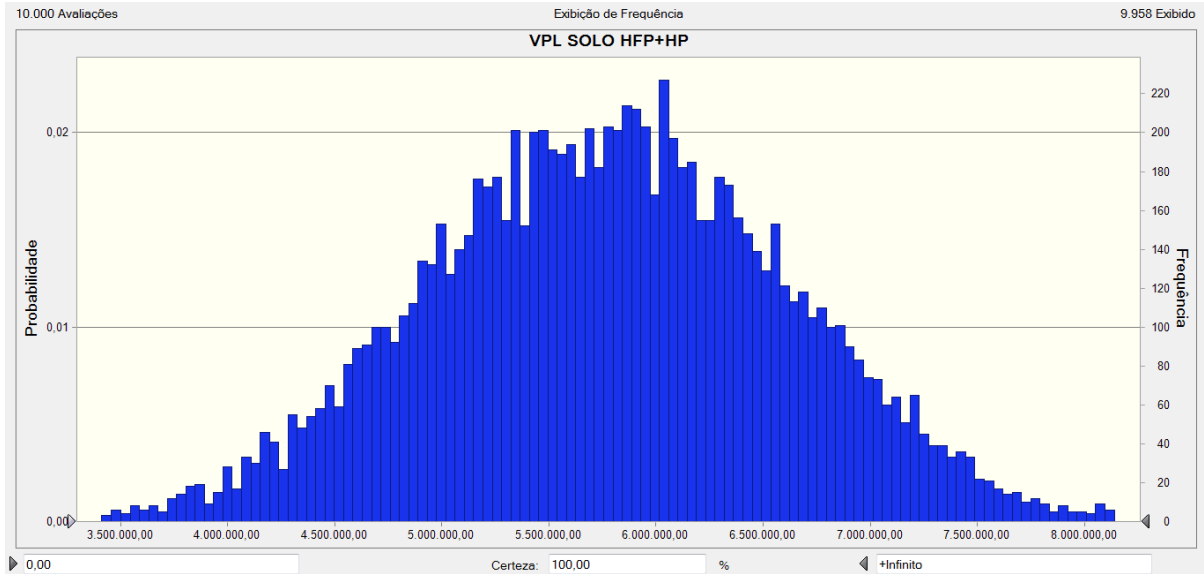


Figura B.2 – Distribuição do VPL, sistema instalado no solo, compensação HFP+HP, sem financiamento.

O resultado é um VPL entre R\$2.983.925,09e R\$9.371.709,82, sendo o valor mais provável igual a R\$5.776.236,88, com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura B.3 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento.

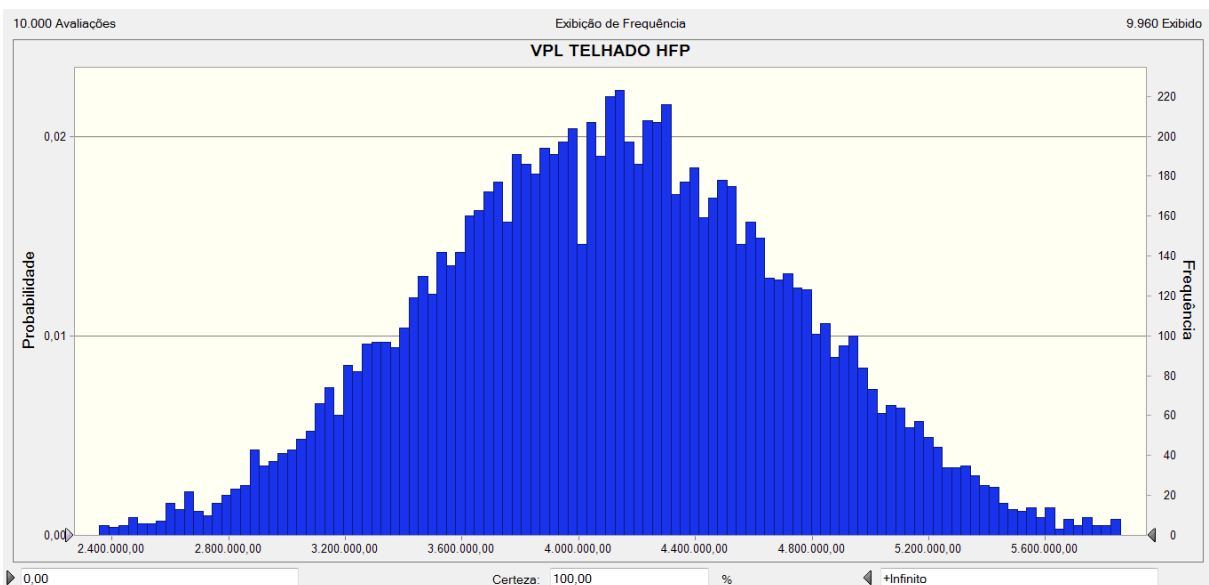


Figura B.3 – Distribuição do VPL, sistema instalado no telhado, compensação HFP, sem financiamento.

Na Figura B.4 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento.

O resultado é um VPL entre R\$2.014.951,21e R\$6.810.886,96, sendo o valor mais provável igual a R\$4.107.089,77, com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

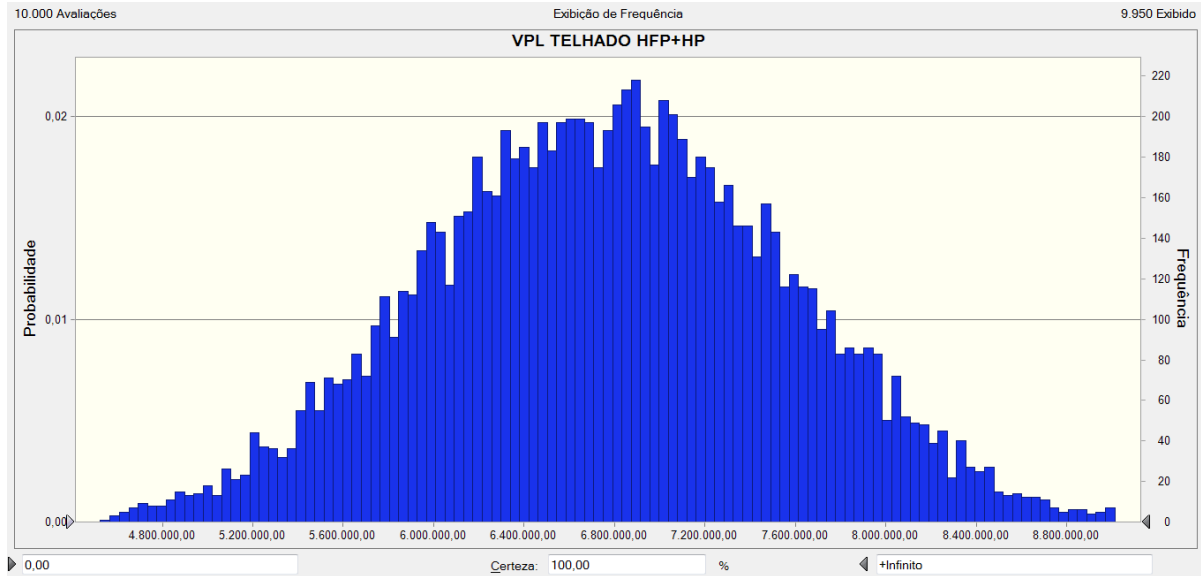


Figura B.4 – Distribuição do VPL, sistema instalado no telhado, compensação HFP+HP, sem financiamento.

O resultado é um VPL entre R\$4.110.279,42e R\$10.265.489,68, sendo o valor mais provável igual a R\$6.768.842,23, com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

A seguir estão apresentados os resultados para as simulações com financiamento.

Na Figura B.5 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, com financiamento.

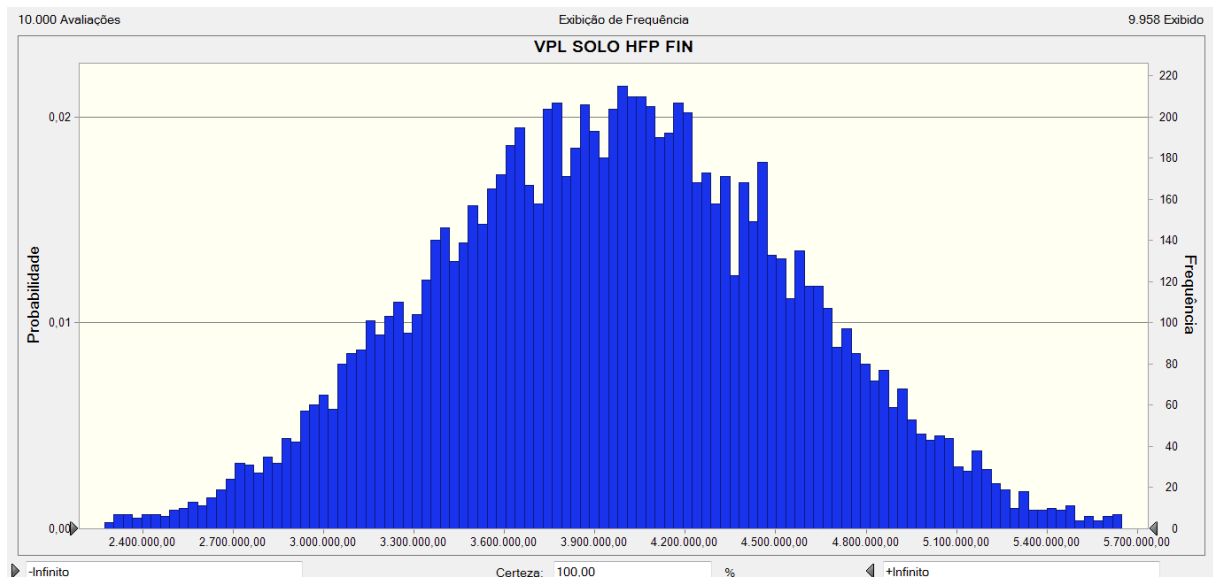


Figura B.5 – Distribuição do VPL, sistema instalado no solo, compensação HFP, com financiamento.

O resultado é um VPL entre R\$1.935.635,81 e R\$6.515.653,53, sendo o valor mais provável igual a R\$3.960.979,40 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura B.6 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, com financiamento.

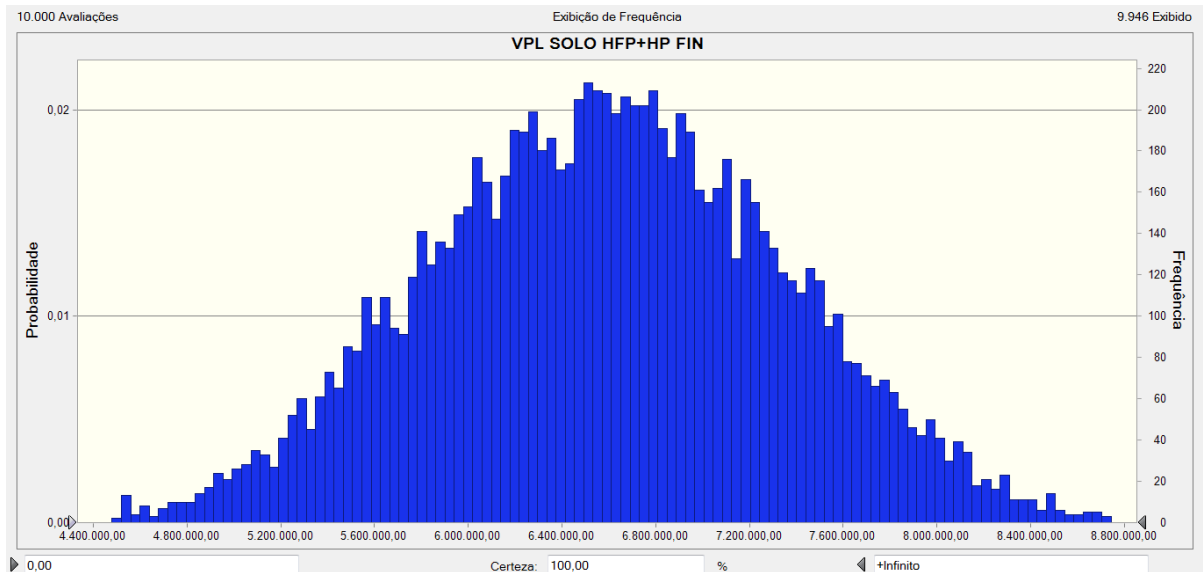


Figura B.6 – Distribuição do VPL, sistema instalado no solo, compensação HFP+HP, com financiamento.

O resultado é um VPL entre R\$4.013.710,09 e R\$9.906.032,46, sendo o valor mais provável igual a R\$6.590.947,65, com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura B.7 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, com financiamento.

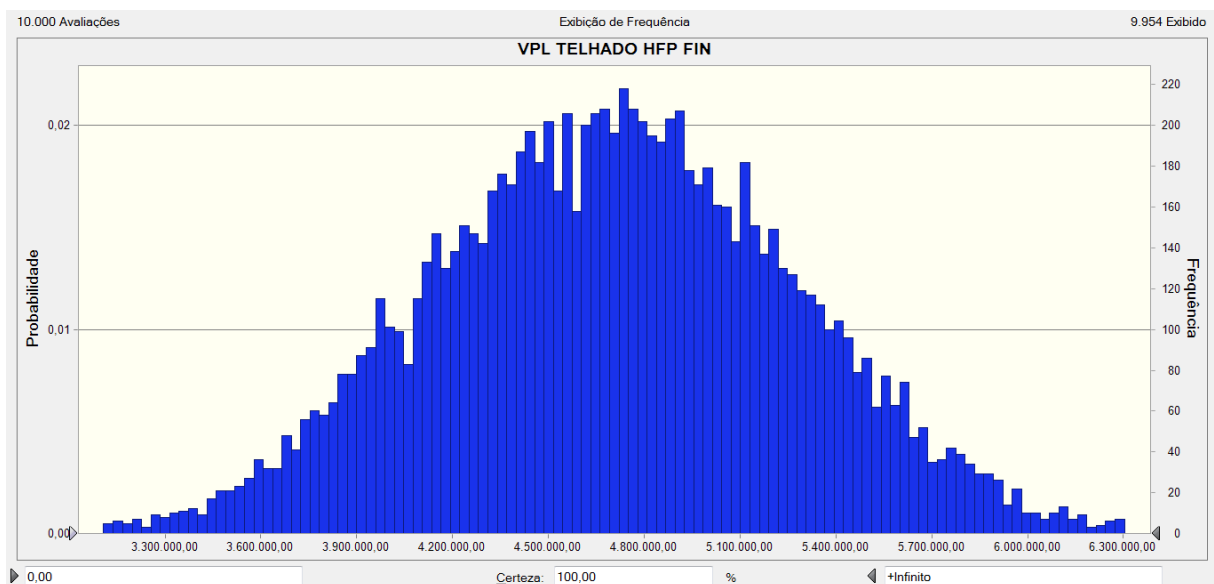


Figura B.7 – Distribuição do VPL, sistema instalado no telhado, compensação HFP, com financiamento.

Na Figura B.8 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, com financiamento.

O resultado é um VPL entre R\$2.770.731,11 e R\$7.203.410,60, sendo o valor mais provável igual a R\$4.705.434,79, com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

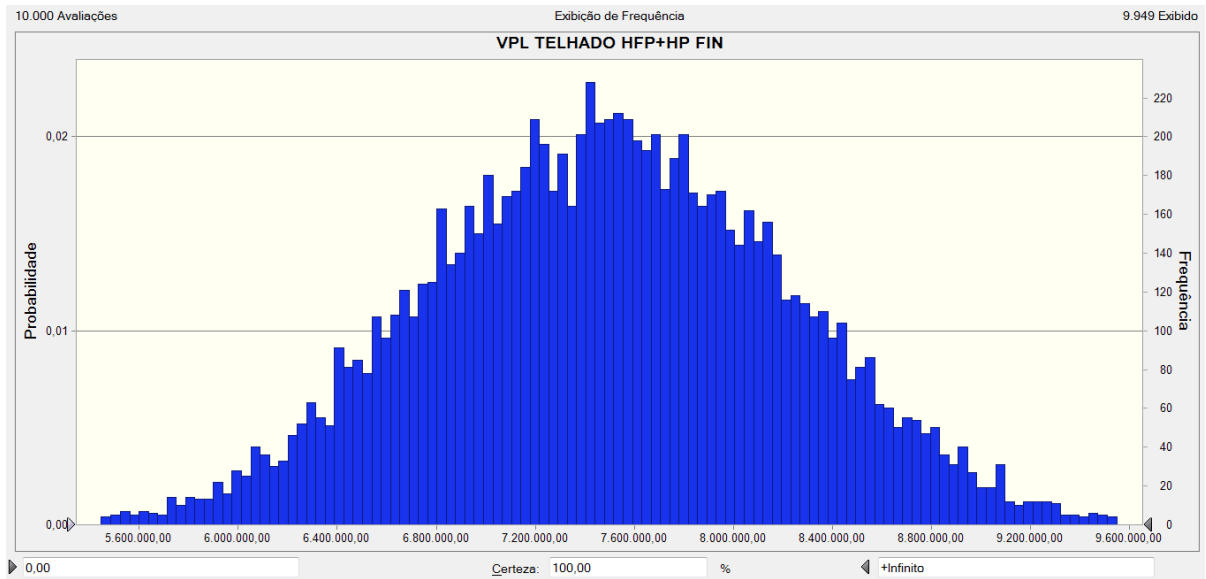


Figura B.8 – Distribuição do VPL, sistema instalado no telhado, compensação HFP+HP, com financiamento.

O resultado é um VPL entre R\$5.030.468,38 e R\$10.743.401,19, sendo o valor mais provável igual a R\$7.497.348,61, com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

APÊNDICE C – Distribuições do VPL para o modelo de contrato de locação – perspectiva da locatária (UNIFEI)

Para cada uma das quatro configurações técnicas foram realizadas Simulações de Monte Carlo (SMC) alocando valores para cada uma das variáveis, conforme critérios apresentado no Capítulo 3, para alimentar o modelo matemático.

As distribuições dos resultados, ou seja, os VPL obtidos através das SMC para sistemas instalados no solo, compensando apenas a energia consumida em HFP, estão apresentados a seguir, iniciando pelos resultados para as simulações sem financiamento.

Na Figura C.1 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 10%.

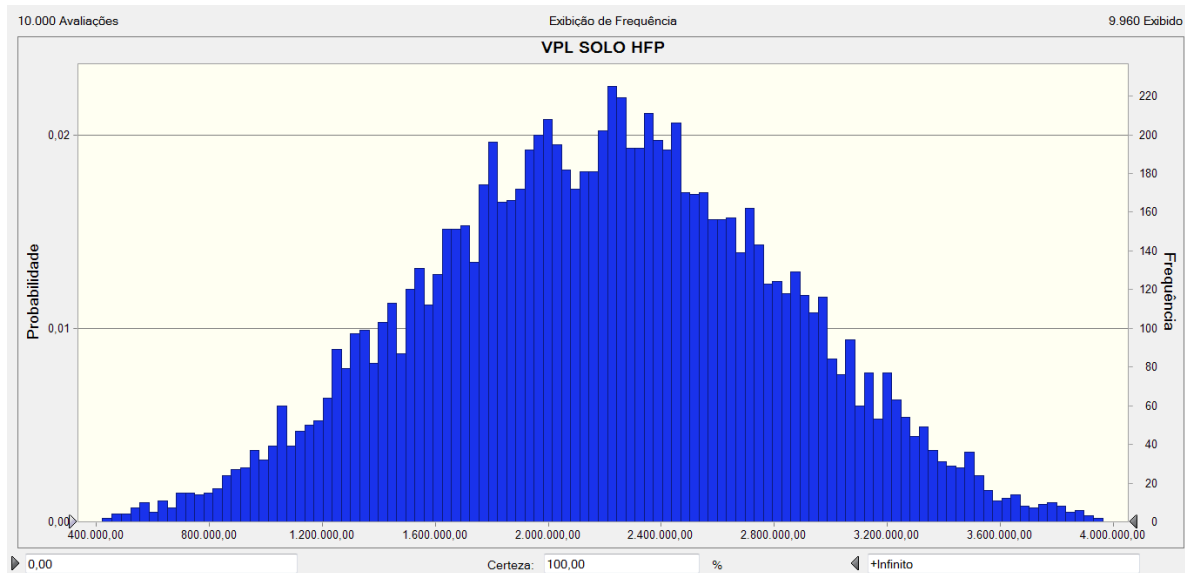


Figura C.1 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$944.916,81 e R\$1.303.004,59, sendo o valor mais provável igual a R\$1.099.679,51 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.2 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 20%.

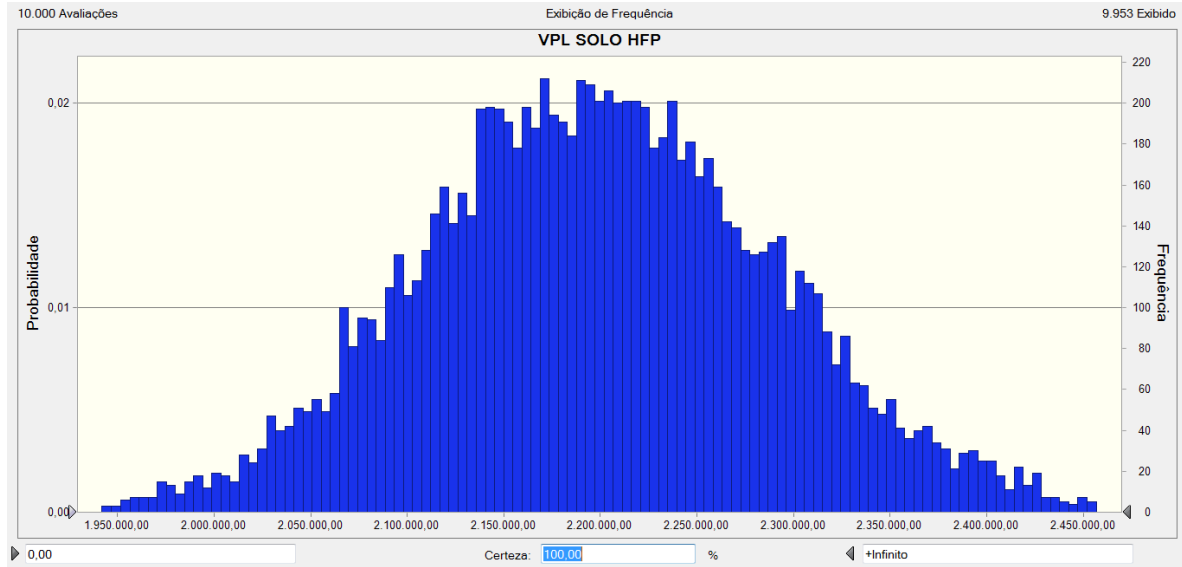


Figura C.2 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$1.889.833,62e R\$2.606.009,19, sendo o valor mais provável igual a R\$2.199.359,02 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.3 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 30%.

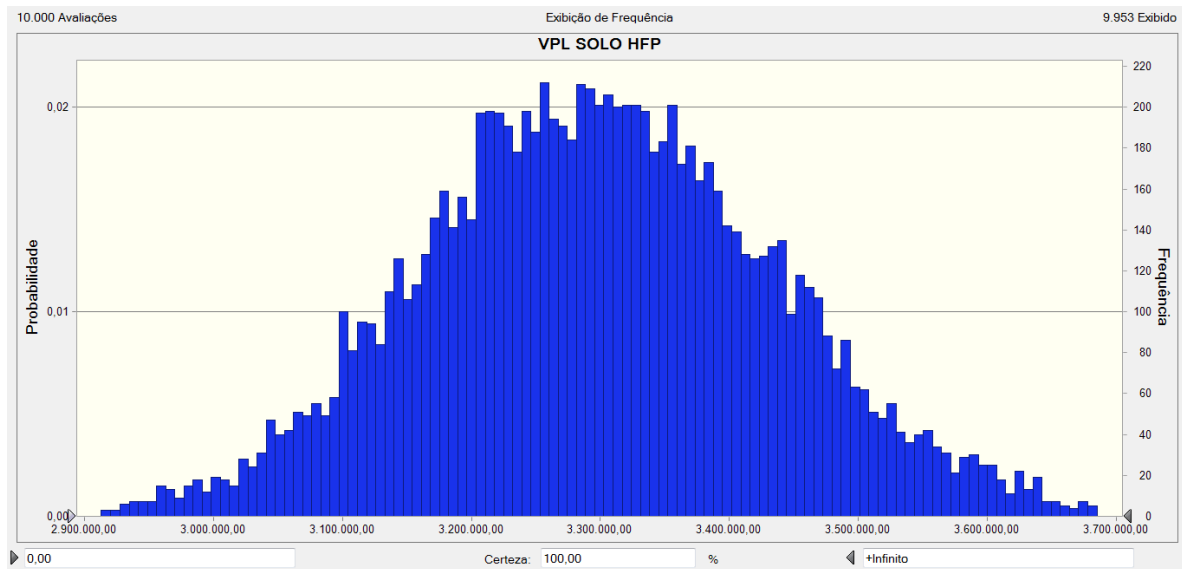


Figura C.3 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 30%.

O resultado é um VPL entre R\$2.834.750,43 e R\$3.909.013,78, sendo o valor mais provável igual a R\$3.299.038,53 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.4 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 40%.

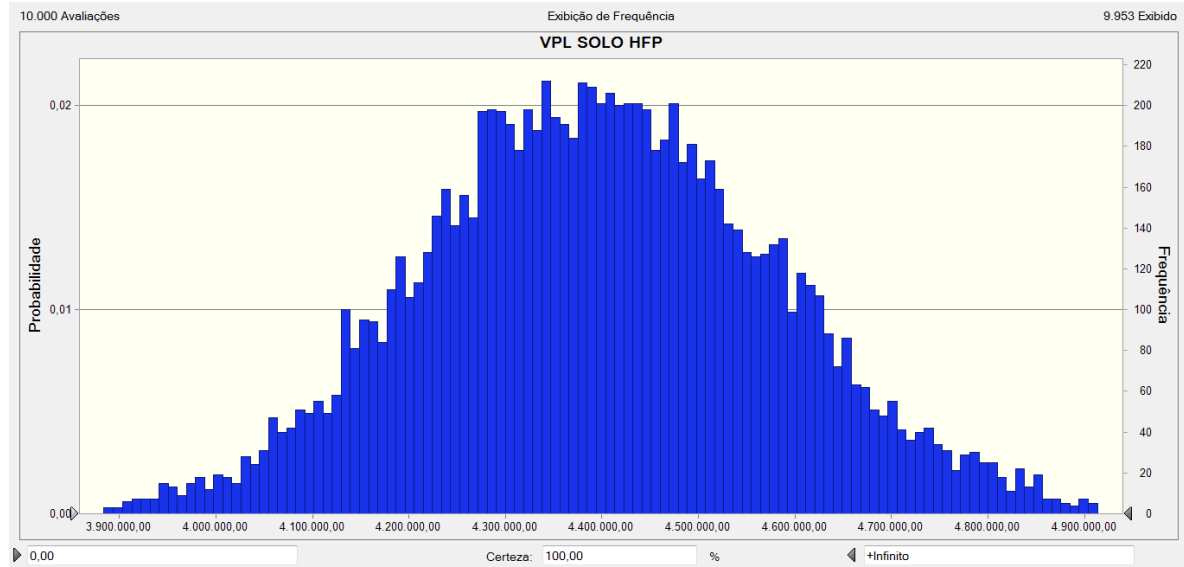


Figura C.4 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 40%.

O resultado é um VPL entre R\$3.779.667,25 e R\$5.212.018,38, sendo o valor mais provável igual a R\$4.398.718,04 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.5 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 50%.

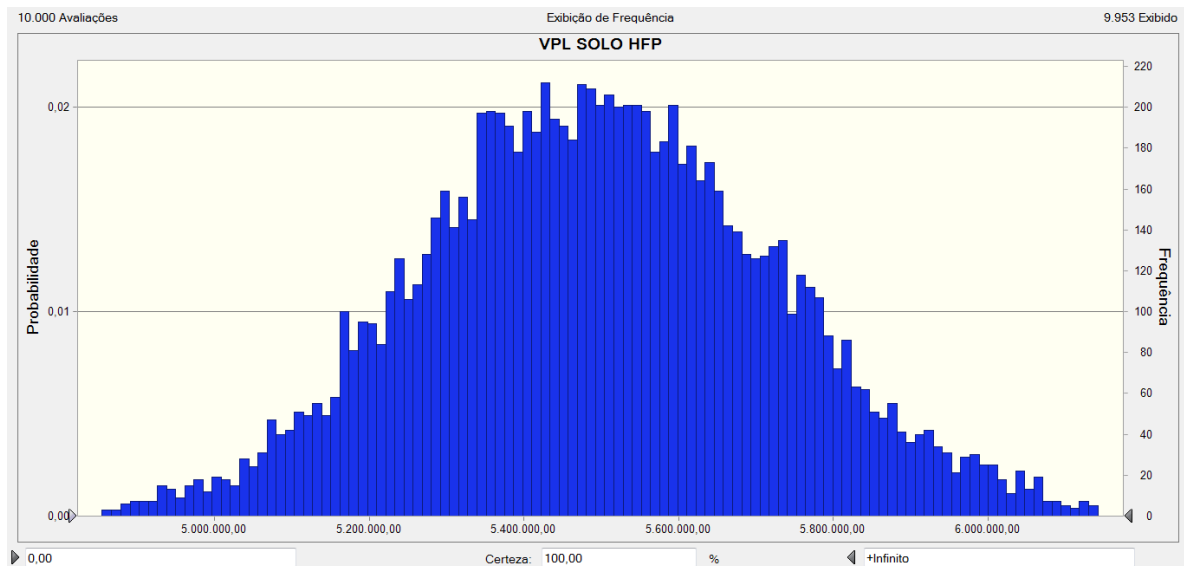


Figura C.5 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 50%.

O resultado é um VPL entre R\$4.724.584,06 e R\$6.515.022,97, sendo o valor mais provável igual a R\$5.498.397,55 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.6 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 10%.

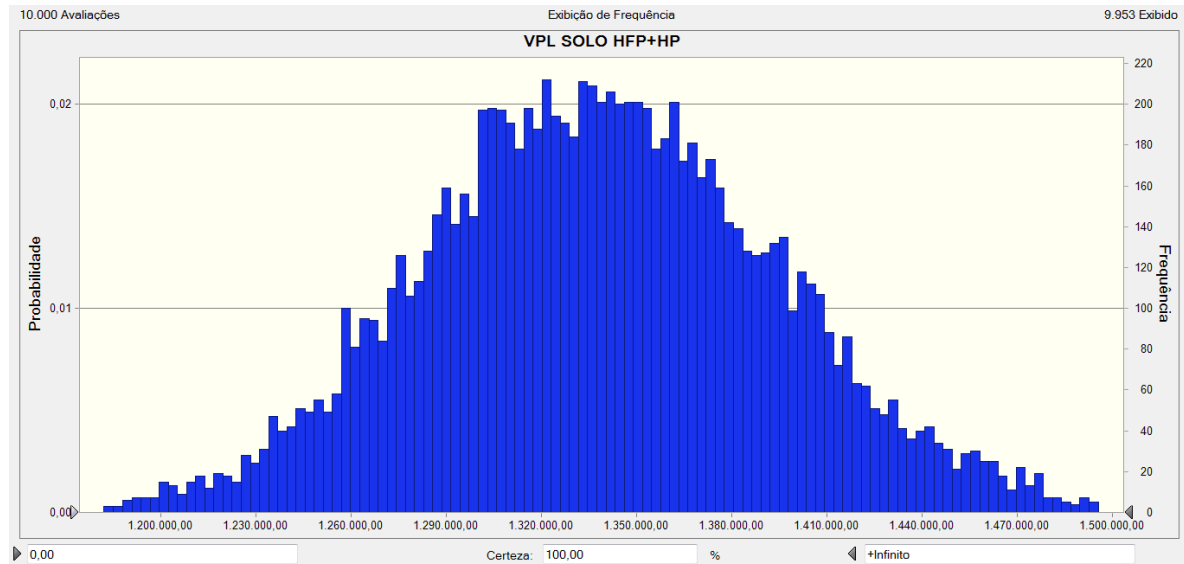


Figura C.6 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$1.150.469,89e R\$1.586.454,53, sendo o valor mais provável igual a R\$1.338.898,99 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.7 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 20%.

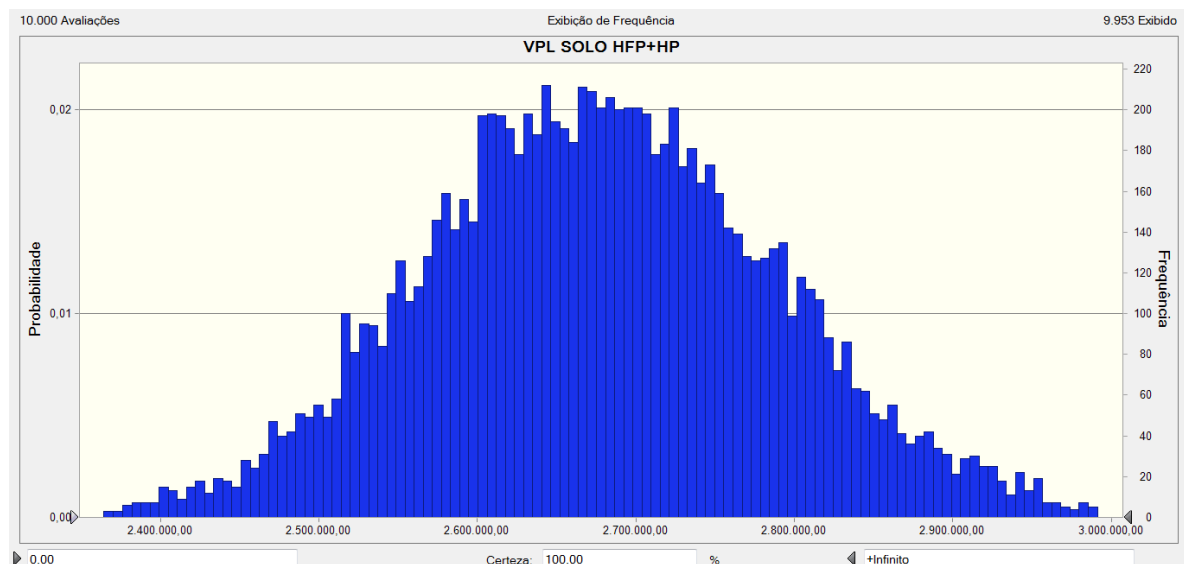


Figura C.7 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$2.300.939,79e R\$3.172.909,06, sendo o valor mais provável igual a R\$2.677.797,99 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.8 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 30%.

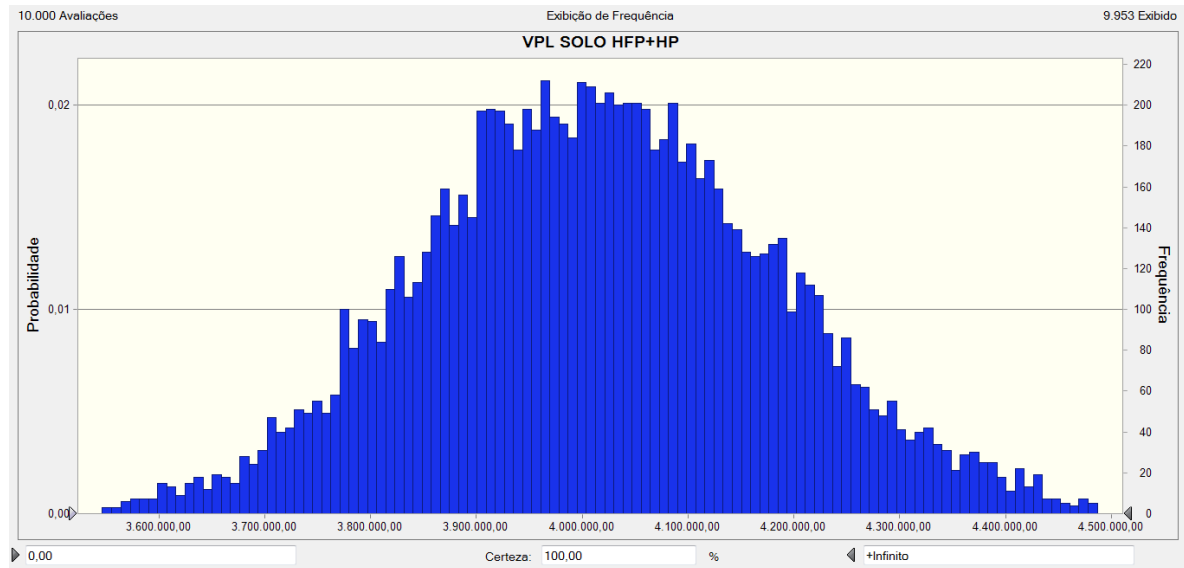


Figura C.8 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 30%.

O resultado é um VPL entre R\$3.451.409,68e R\$4.759.363,59, sendo o valor mais provável igual a R\$4.016.696,98 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.9 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 40%.

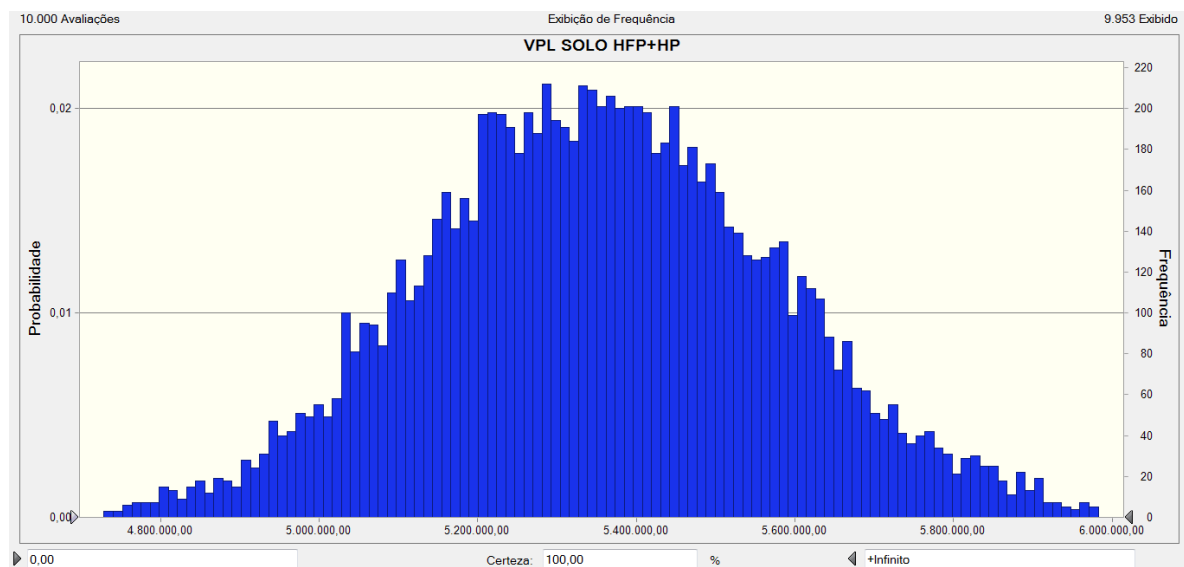


Figura C.9 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 40%.

O resultado é um VPL entre R\$4.601.879,57e R\$6.345.818,12, sendo o valor mais provável igual a R\$5.355.595,97 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura C.10 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 50%.

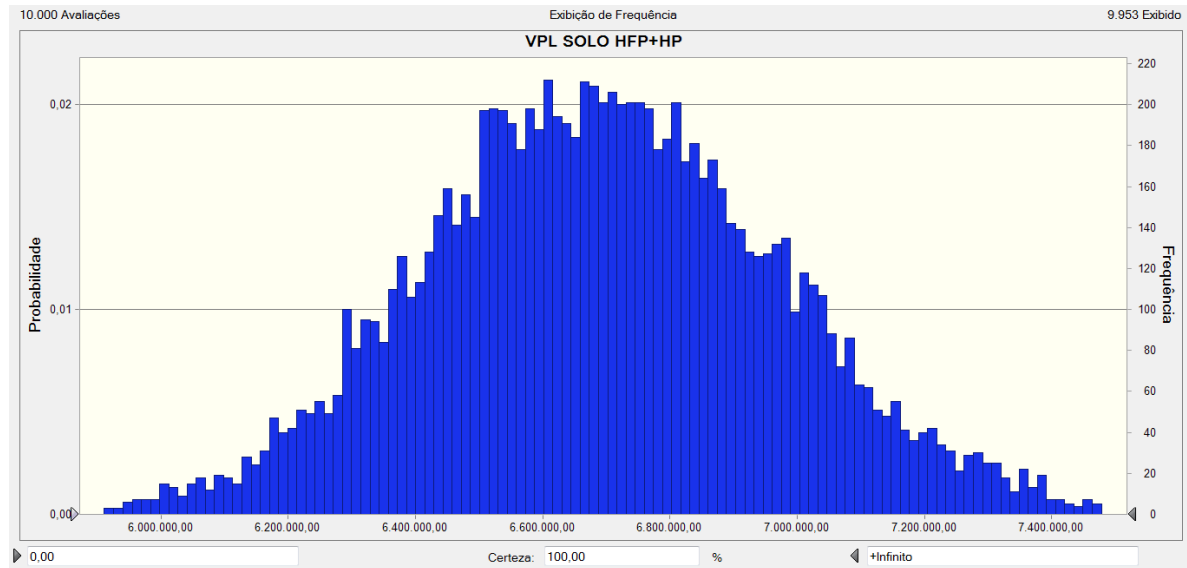


Figura C.10 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 50%.

O resultado é um VPL entre R\$5.752.349,46e R\$7.932.272,65, sendo o valor mais provável igual a R\$6.694.494,97 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

APÊNDICE D – Distribuições do VPL para o modelo de contrato de locação – perspectiva da empresa locadora

Para cada uma das quatro configurações técnicas foram realizadas Simulações de Monte Carlo (SMC) alocando valores para cada uma das variáveis, conforme critérios apresentado no Capítulo 3, para alimentar o modelo matemático.

As distribuições dos resultados, ou seja, os VPL obtidos através das SMC para sistemas instalados no solo, compensando apenas a energia consumida em HFP, estão apresentados a seguir, iniciando pelos resultados para as simulações sem financiamento.

Na Figura D.1 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 10%.

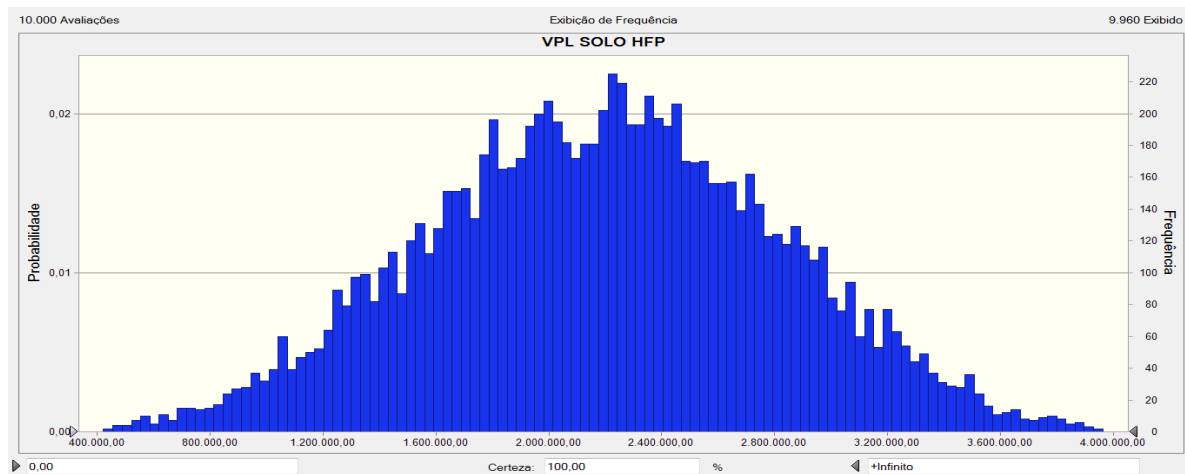


Figura D.1 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$111.606,48 e R\$4.773.793,09, sendo o valor mais provável igual a R\$2.192.152,52 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.2 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 20%.

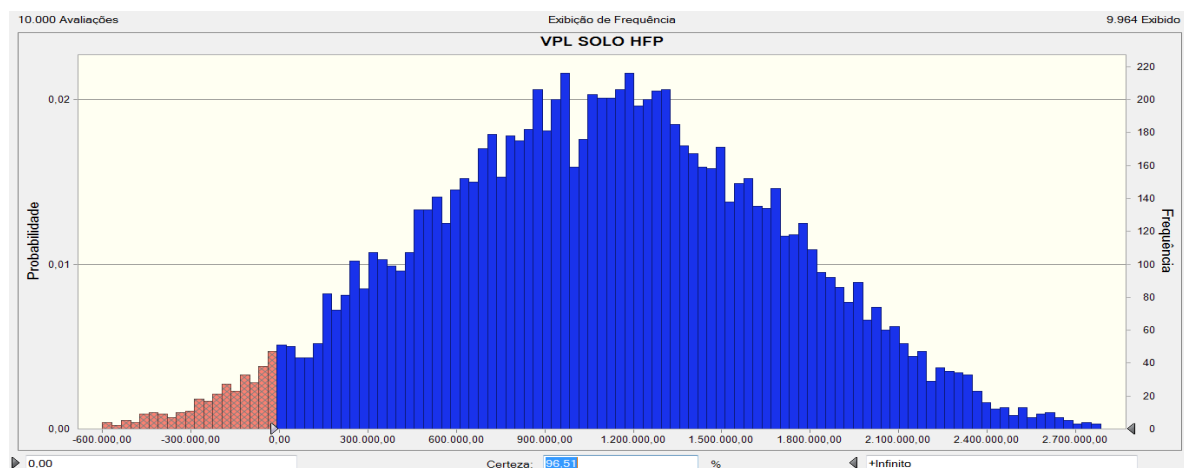


Figura D.2 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$866.628,30 negativos e R\$3.470.788,50 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.092.473,01 com 96,51% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.3 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 30%.

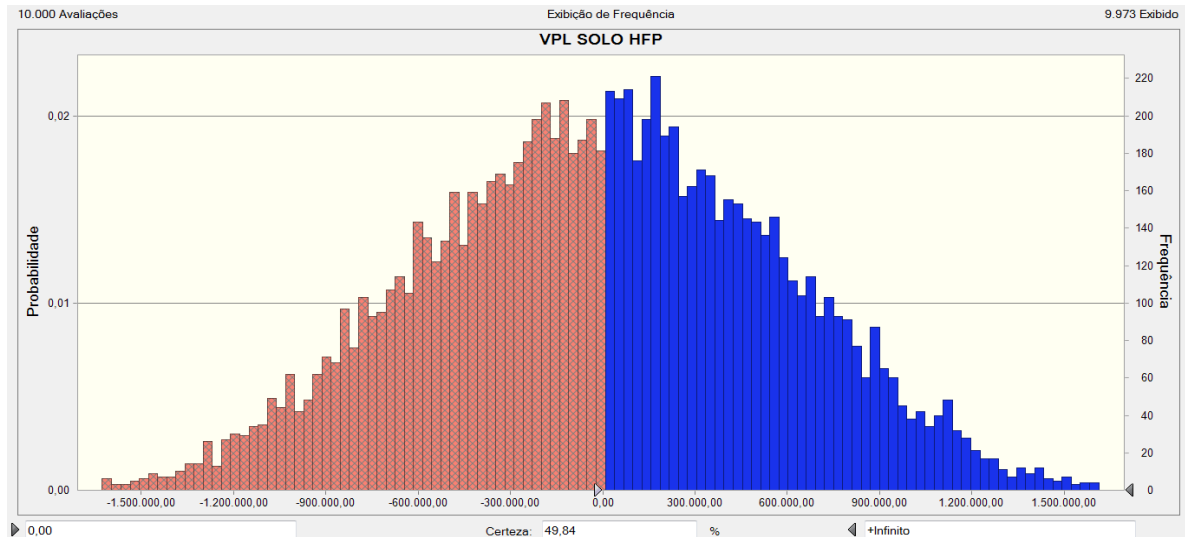


Figura D.3 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 30%

O resultado é um VPL entre R\$1.844.863,08 negativos e R\$2.167.783,90 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$7.206,50 negativos com 49,84% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.4 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 40%.

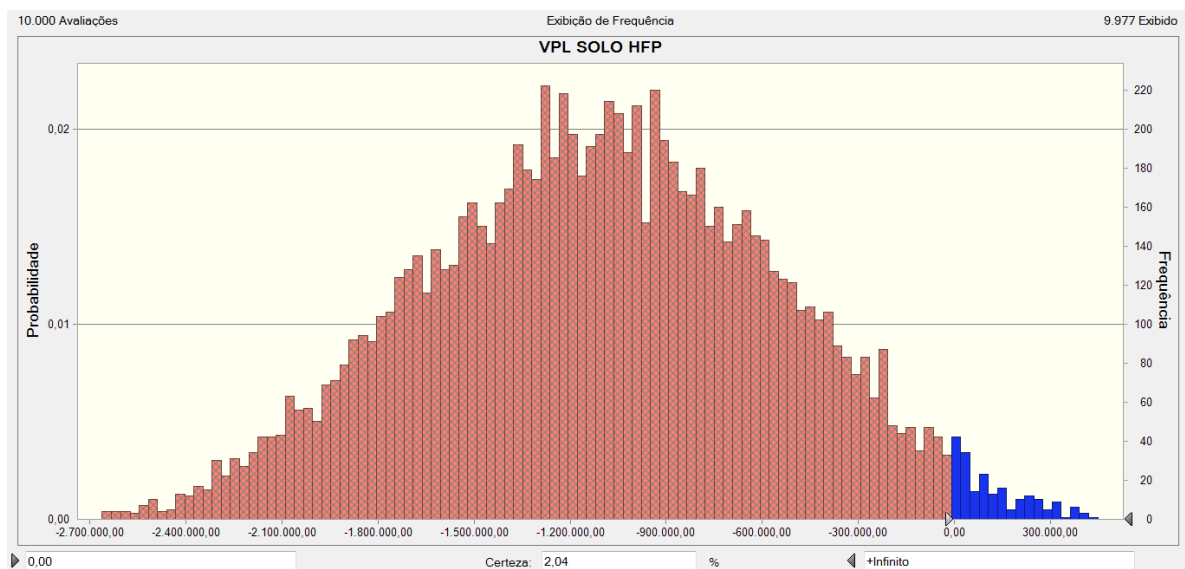


Figura D.4 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 40%.

O resultado é um VPL entre R\$2.823.097,86 negativos e R\$864.779,31 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.106.886,01 negativos com 2,04% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.5 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 50%.

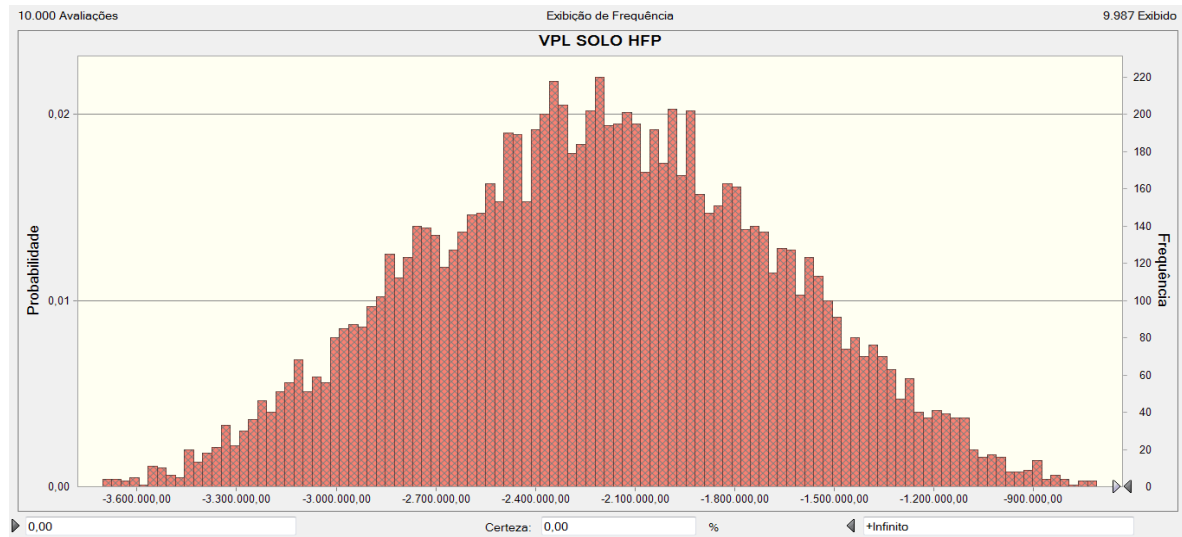


Figura D.5 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, sem financiamento, desconto 50%.

O resultado é um VPL entre R\$3.803.983,82 negativos e R\$-438.225,29 negativos, sendo o valor mais provável igual a R\$2.206.565,52 negativos com 0% de probabilidade do VPL ser positivo.

A seguir estão apresentados os resultados para as simulações com financiamento.

Na Figura D.6 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 10%.

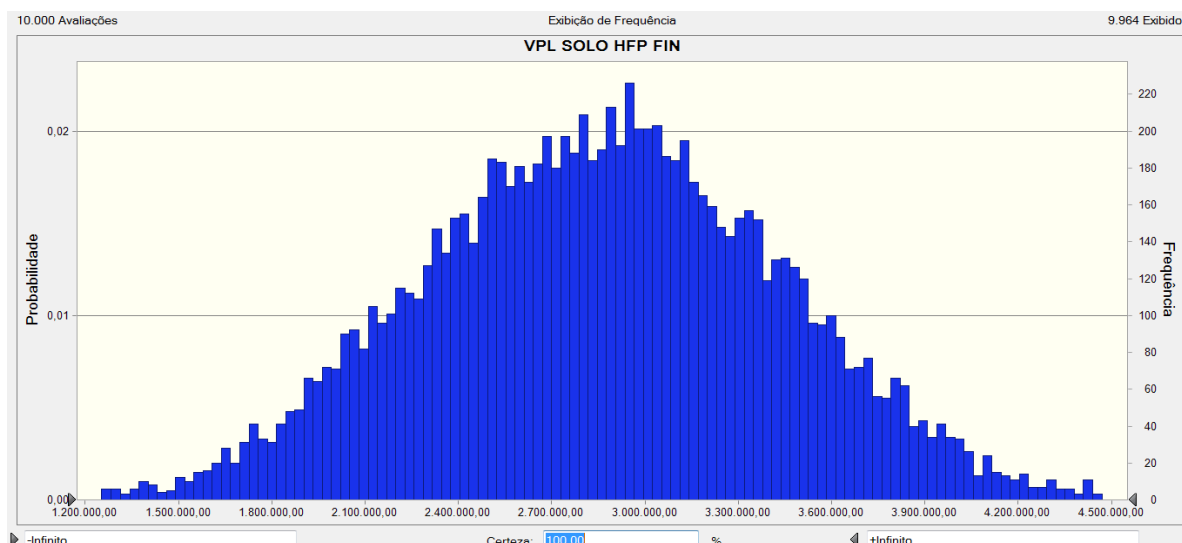


Figura D.6 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, com financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$957.401,03 e R\$5.212.648,94, sendo o valor mais provável igual a R\$2.861.299,89 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.7 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, compensando a energia em HFP, com financiamento, com desconto de 20%.

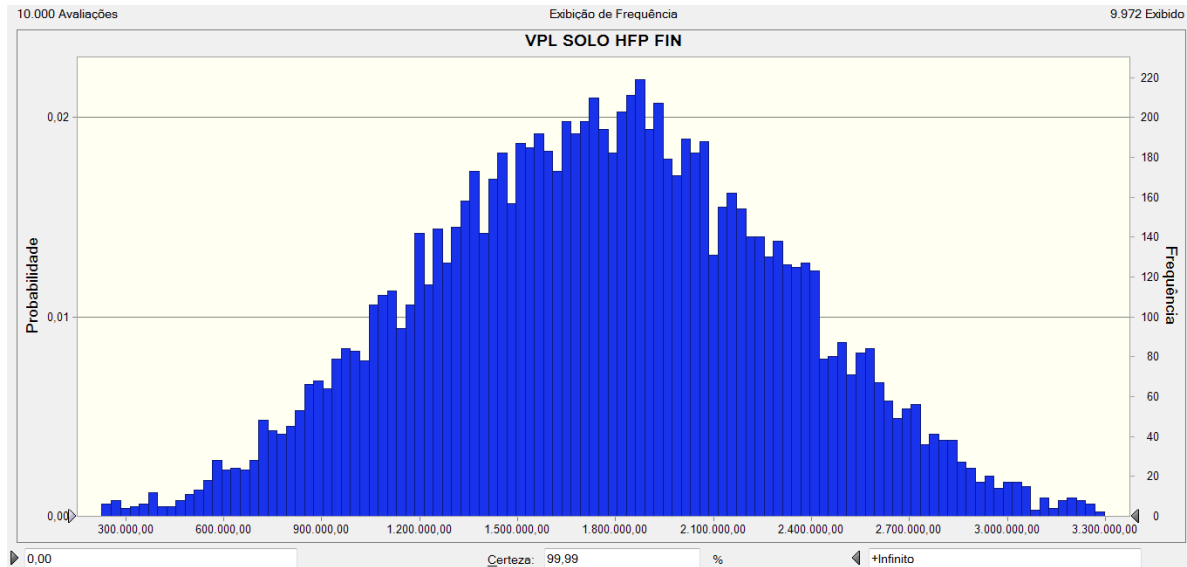


Figura D.7 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, com financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$20.833,75 negativos e R\$3.909.644,34 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.761.620,38 com 99,99% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.8 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 30%.

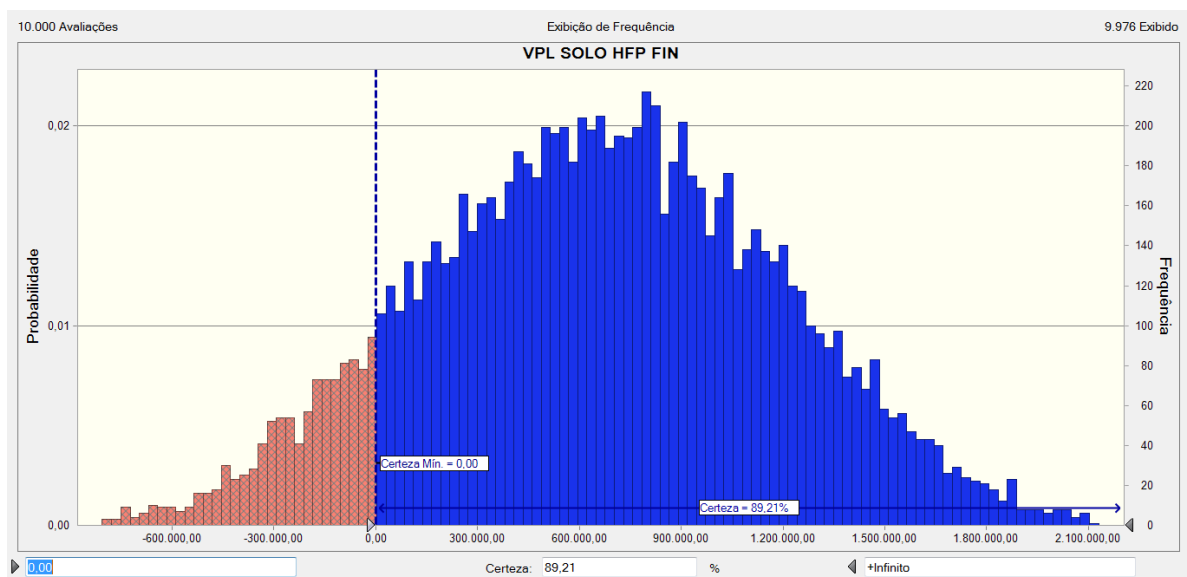


Figura D.8 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, com financiamento, desconto 30%.

O resultado é um VPL entre R\$999.068,53 negativos e R\$2.606.639,75 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$661.940,87 com 89,21% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.9 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 40%.

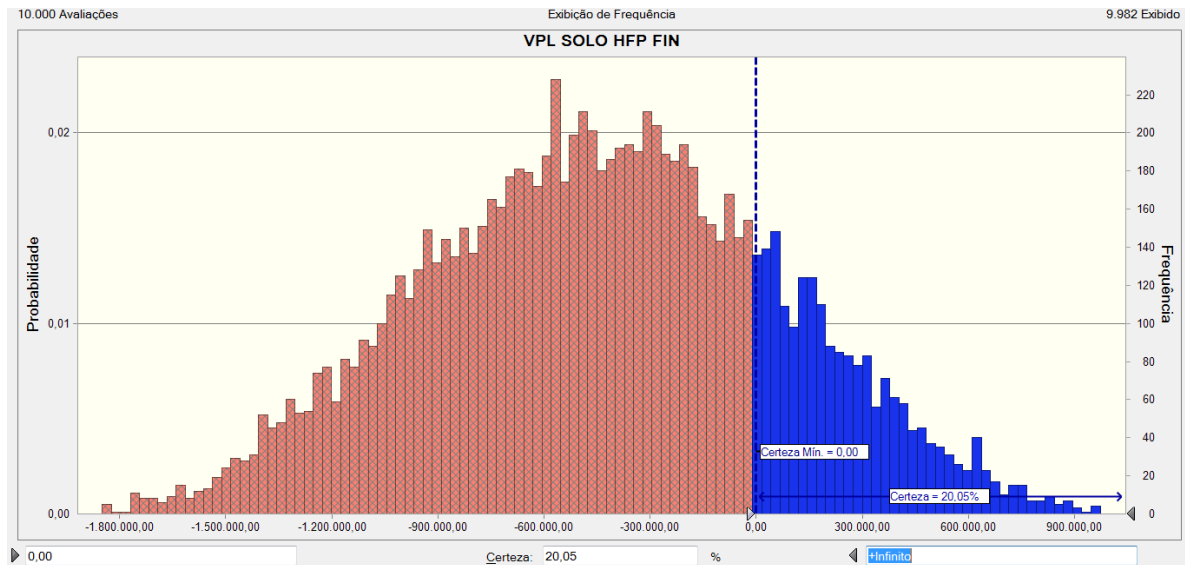


Figura D.9 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, com financiamento, desconto 40%.

O resultado é um VPL entre R\$2.009.946,66 negativos e R\$1.303.635,16 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$437.738,64 positivos com 20,05% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.10 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 50%.

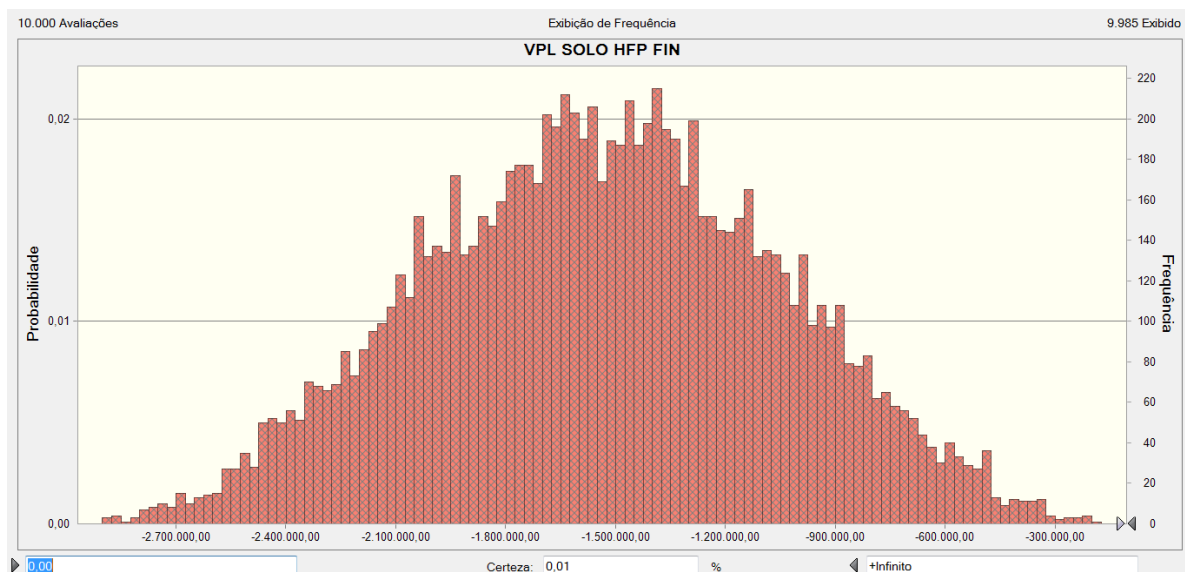


Figura D.10 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP, com financiamento, desconto 50%.

O resultado é um VPL entre R\$3.043.294,50 negativos e R\$23.112,47 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.537.418,15 negativos com 0,01% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na sequência estão apresentadas as distribuições dos VPL obtidas através das SMC para sistemas instalados no solo, compensando a energia consumida em HFP e em HP, iniciando pelos resultados para as simulações sem financiamento.

Na Figura D.11 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 10%.

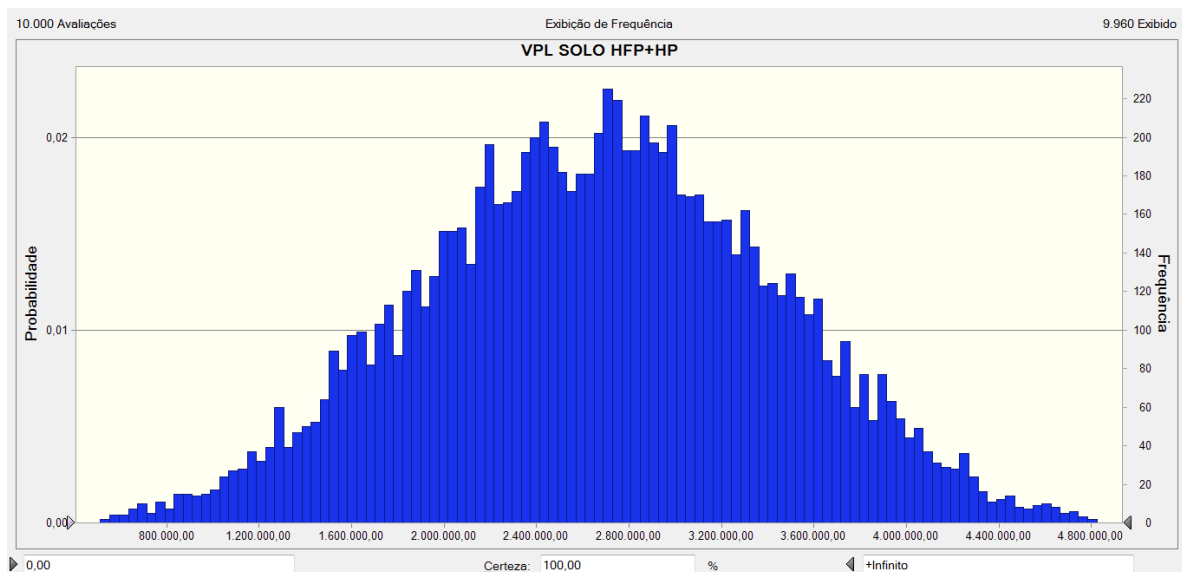


Figura D.11 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$135.884,87 e R\$5.812.263,21, sendo o valor mais provável igual a R\$2.669.023,82 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.12 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 20%.

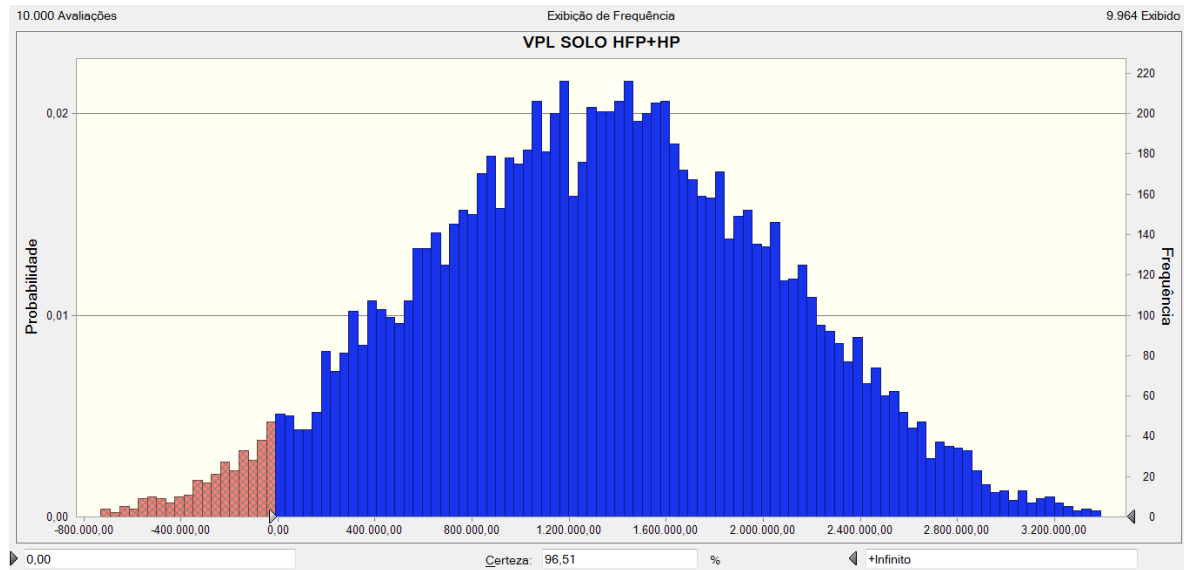


Figura D.12 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 20% .

O resultado é um VPL entre R\$1.055.150,84 negativos e R\$4.225.808,68 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.330.124,82 positivos com 96,51% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.13 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 30%.

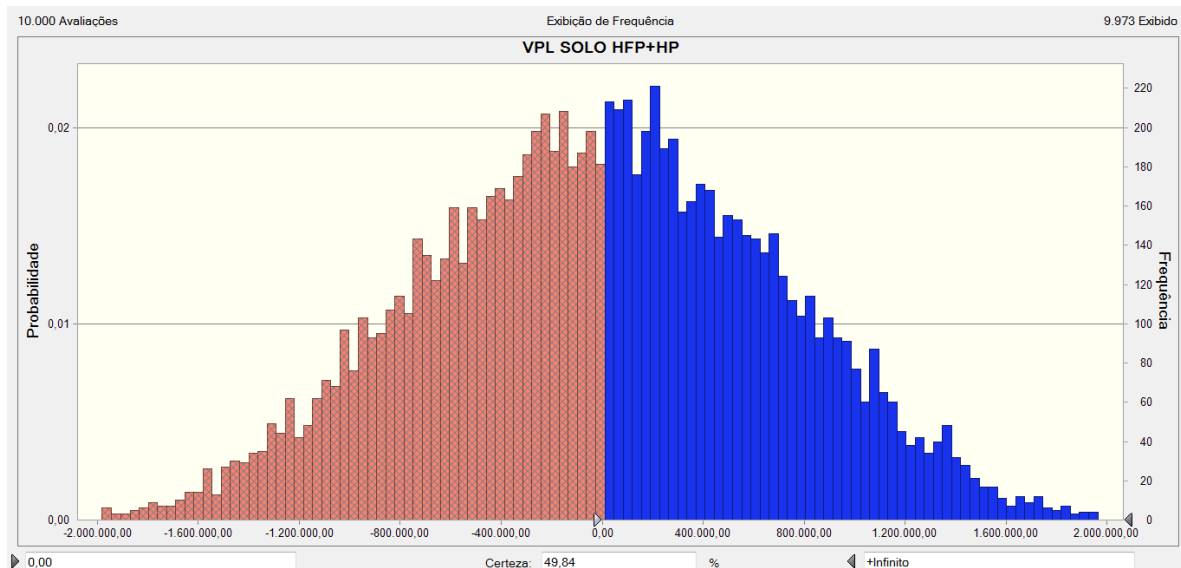


Figura D.13 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 30% .

O resultado é um VPL entre R\$2.246.186,55 negativos e R\$2.639.354,15 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$8.774,17 negativos com 49,84% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.14 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 40%.

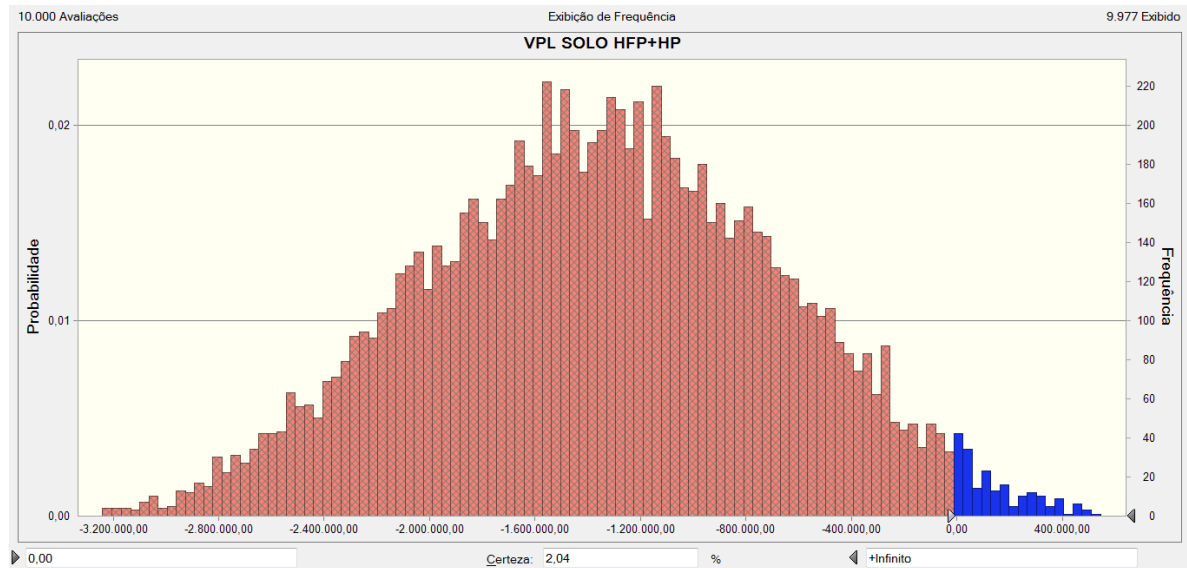


Figura D.14 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 40%.

O resultado é um VPL entre R\$3.437.222,25 negativos e R\$1.052.899,63 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.347.673,17 negativos com 2,04% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.15 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 50%.

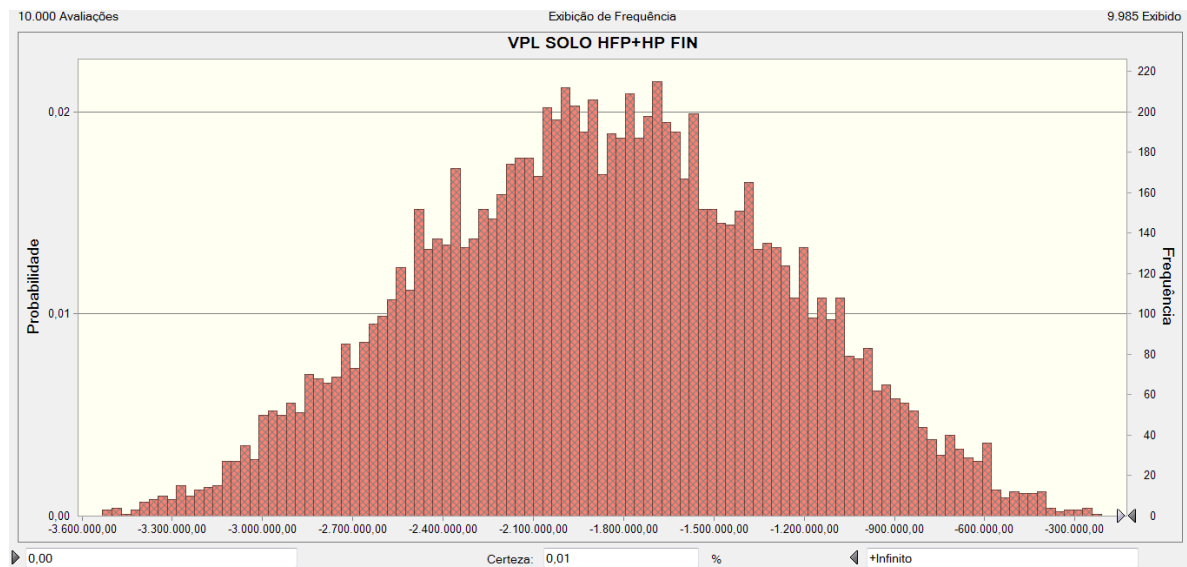


Figura D.15 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, sem financiamento, desconto 50%.

O resultado é um VPL entre R\$4.631.485,86 negativos e R\$533.554,90 negativos, sendo o valor mais provável igual a R\$2.686.572,16 negativos com 0% de probabilidade do VPL ser positivo.

A seguir estão apresentados os resultados para as simulações com financiamento.

Na Figura D.16 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 10%.

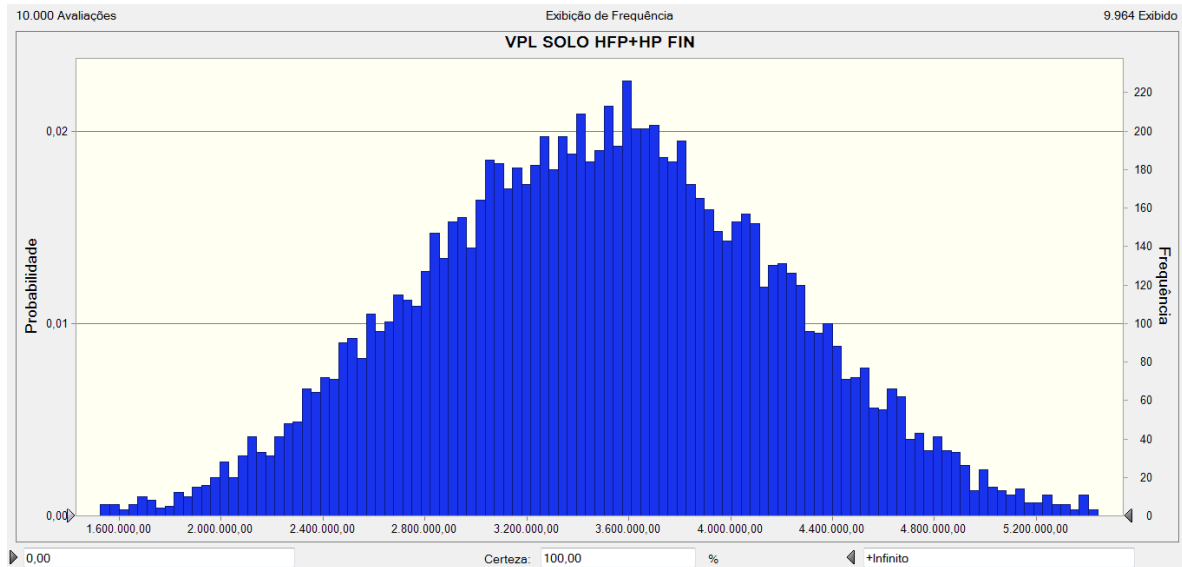


Figura D.16 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, com financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$1.165.669,88 e R\$6.346.585,85, sendo o valor mais provável igual a R\$3.483.734,59 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.17 está apresentada a distribuição dos VPL para sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 20%.

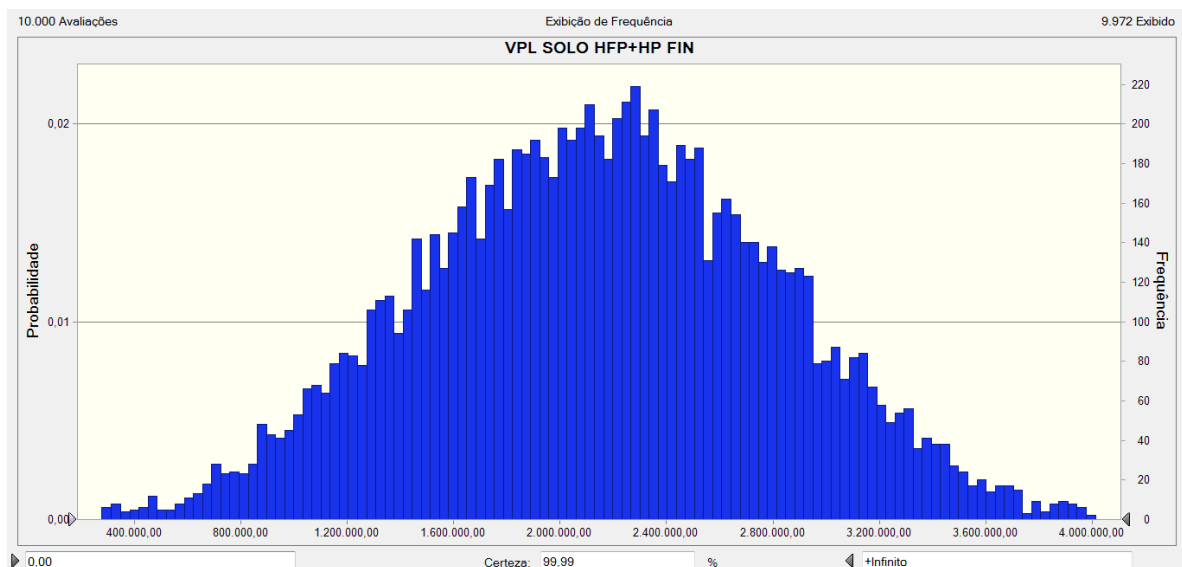


Figura D.17 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, com financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$814.261,55 e R\$4.597.401,41, sendo o valor mais provável igual a R\$2.506.075,77 positivos com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.18 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no solo, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 30%.

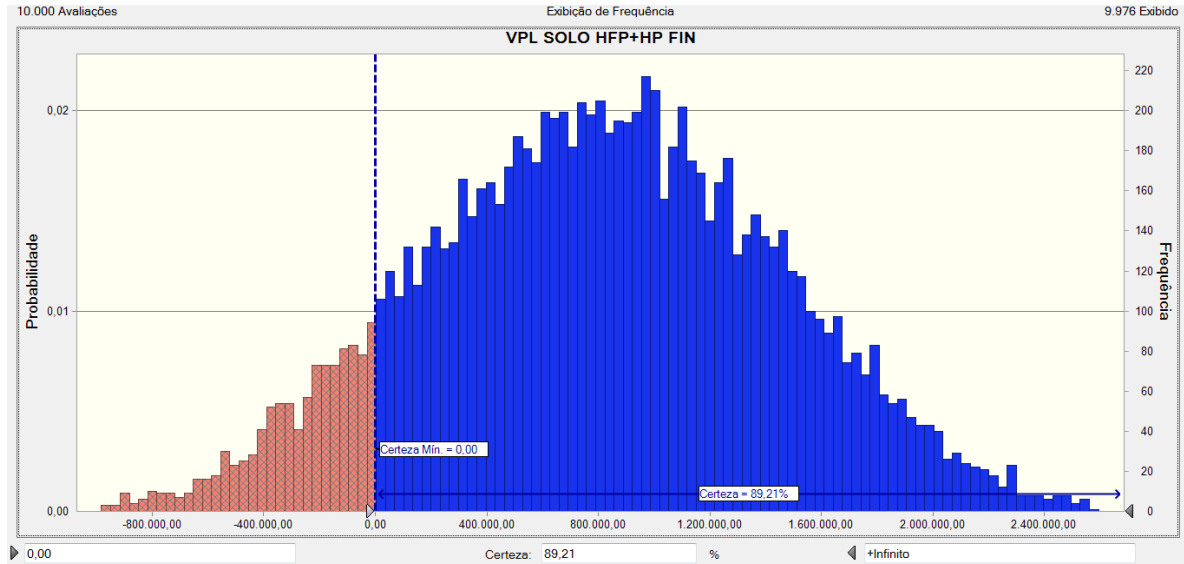


Figura D.18 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, com financiamento, desconto 30% .

O resultado é um VPL entre R\$1.216.401,54 negativos e R\$3.173.676,79 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$805.936,60 positivos com 89,21% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.19 está apresentada a distribuição dos VPL para instalação no solo, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 40%.

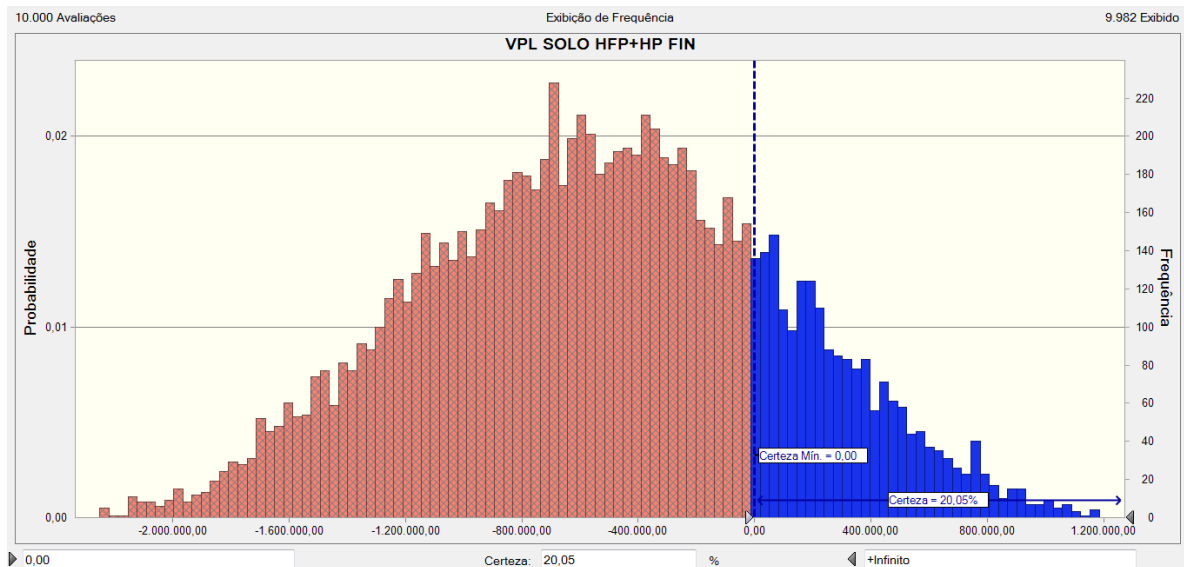


Figura D.19 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, com financiamento, desconto 40% .

O resultado é um VPL entre R\$2.447.181,69 negativos e R\$1.587.222,26 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$532.962,40 negativos com 20,05% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.20 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no solo, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 50%.

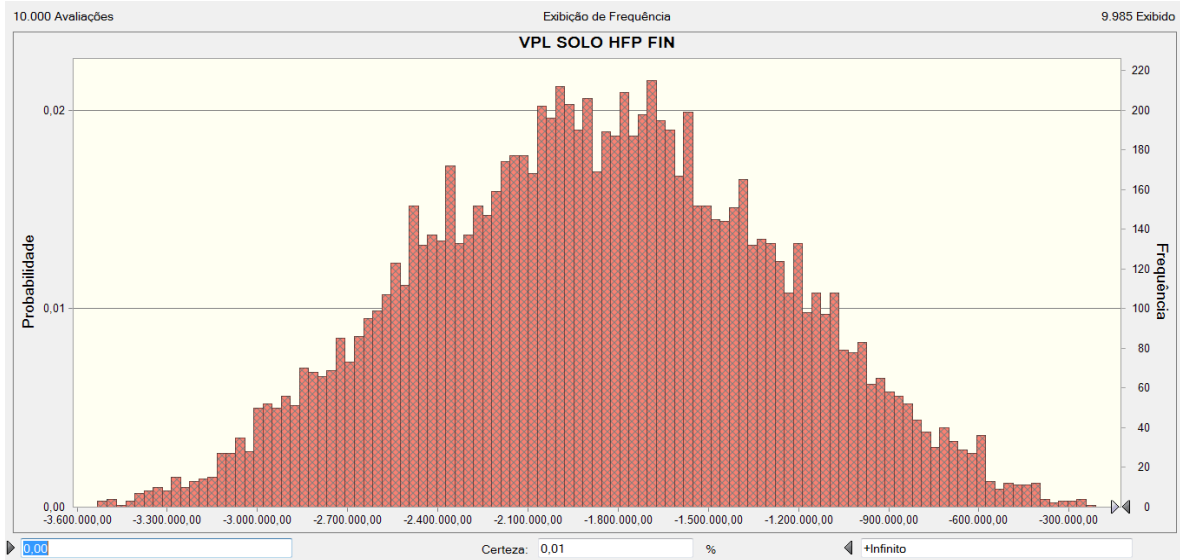


Figura D.20 – Distribuição do VPL, instalado no solo, HFP+HP, com financiamento, desconto 50% .

O resultado é um VPL entre R\$3.705.319,51 negativos e R\$28.140,25 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.871.861,39 negativos com 0,01% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.21 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 10%.

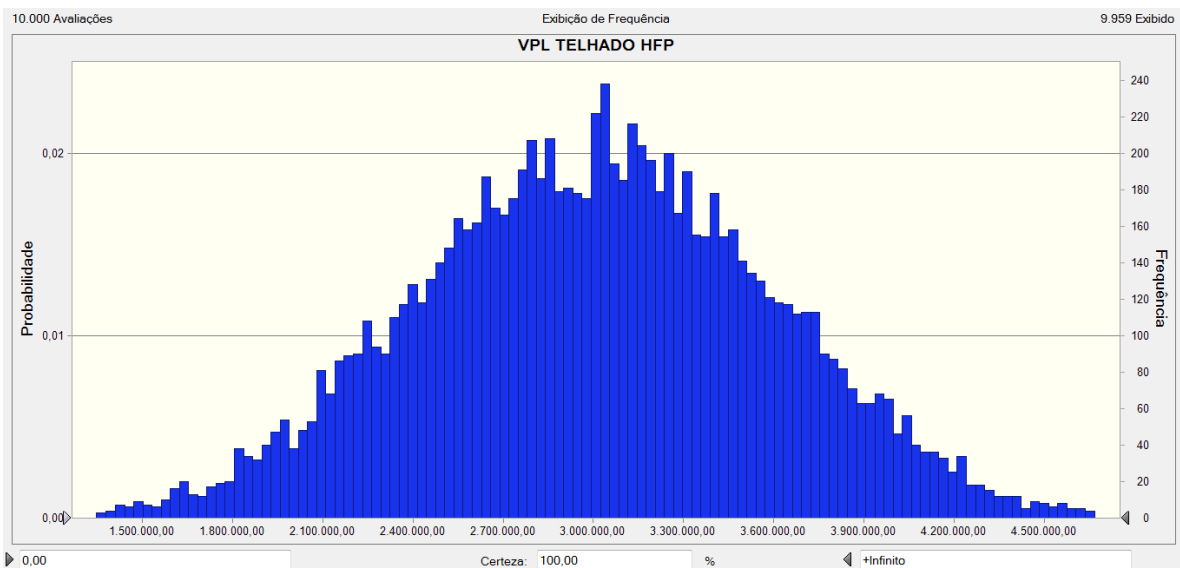


Figura D.21 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, sem financiamento, desconto 10% .

O resultado é um VPL entre R\$1.036.716,43 e R\$5.507.882,37, sendo o valor mais provável igual a R\$3.007.410,26 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.22 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 20%.

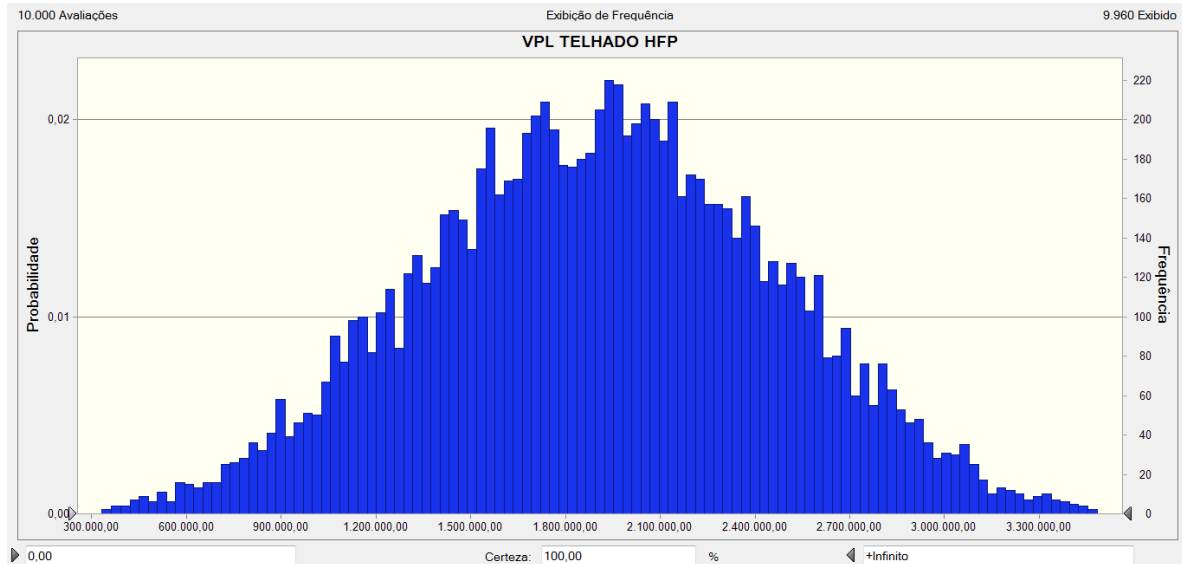


Figura D.22 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, sem financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$58.481,65 e R\$4.204.877,77, sendo o valor mais provável igual a R\$1.907.730,75 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.23 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 30%.

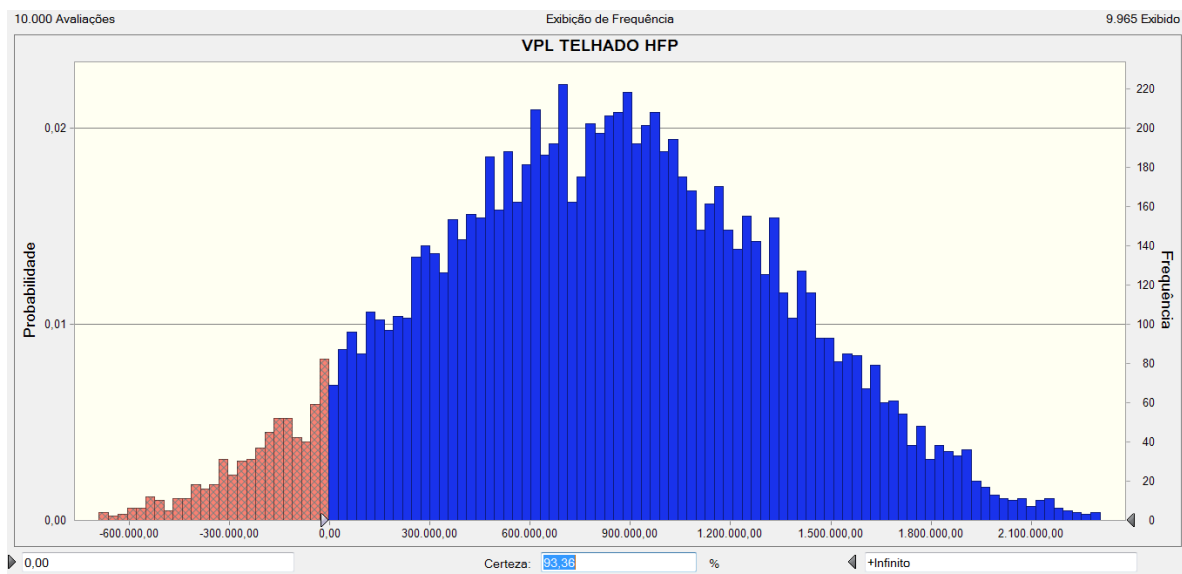


Figura D.23 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, sem financiamento, desconto 30%.

O resultado é um VPL entre R\$919.753,13 negativos e R\$2.901.873,18 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$808.051,24 com 93,36% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.24 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 40%.

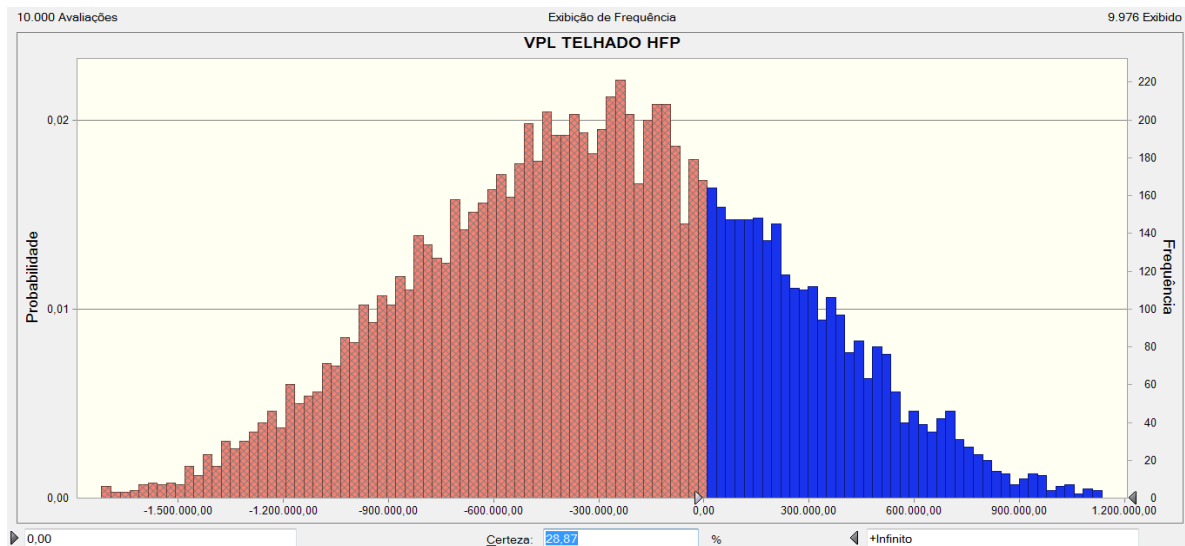


Figura D.24 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, sem financiamento, desconto 40%.

O resultado é um VPL entre R\$1.897.987,91 negativos e R\$1.598.868,58 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$291.628,27 negativos com 28,87% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.25 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, sem financiamento, com desconto de 50%.

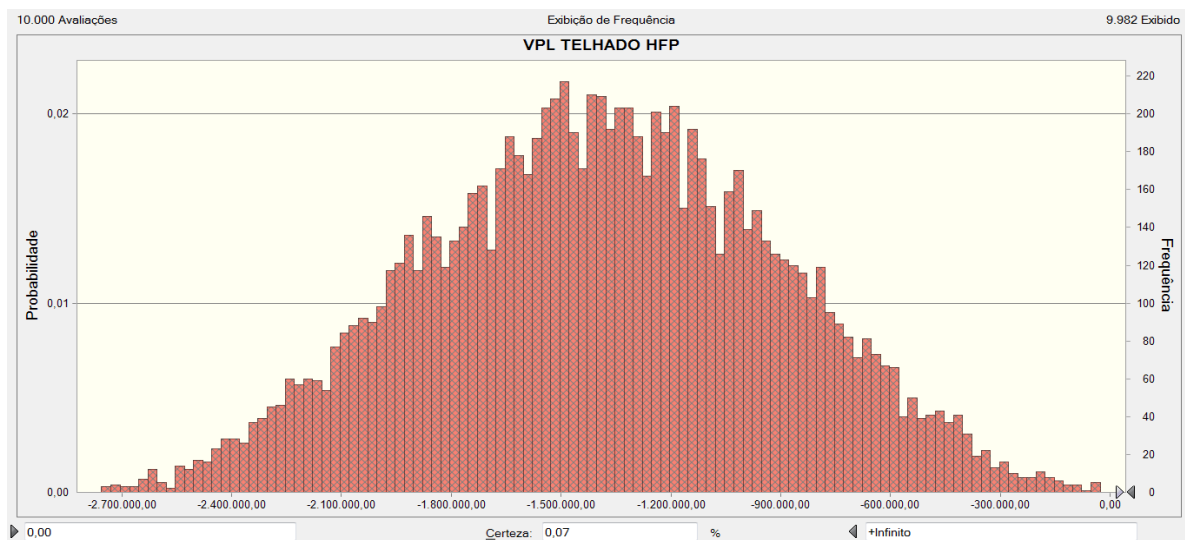


Figura D.25 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, sem financiamento, desconto 50%.

O resultado é um VPL entre R\$2.876.222,69 negativos e R\$295.863,99 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.391.307,78 negativos com 0,07% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.26 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 10%.

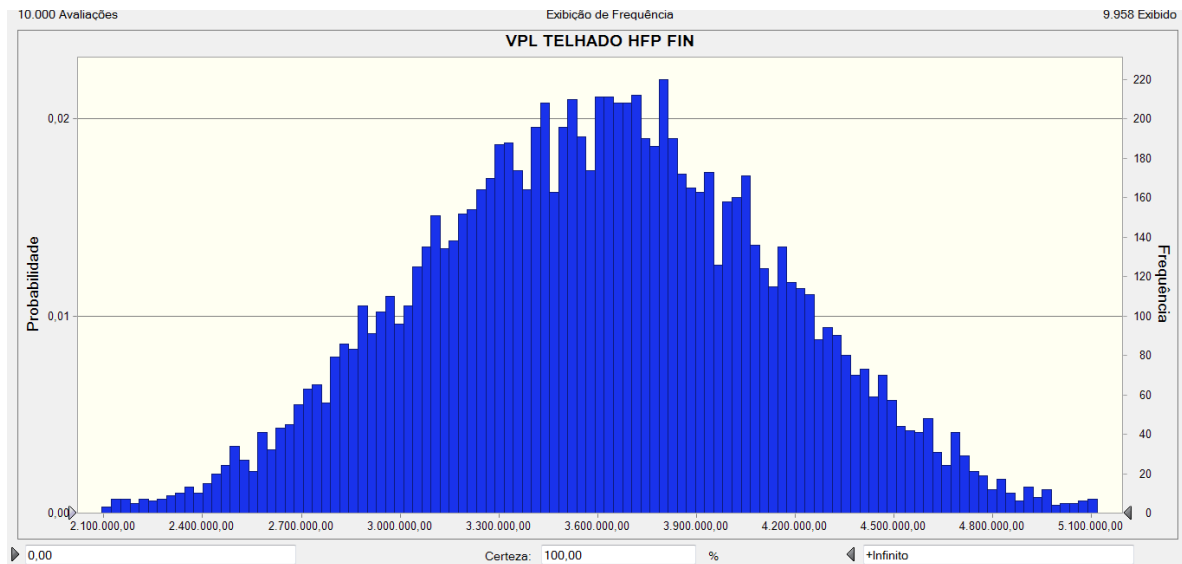


Figura D.26 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, com financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$1.792.496,33 e R\$5.900.406,00, sendo o valor mais provável igual a R\$3.605.755,28 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.27 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 20%.

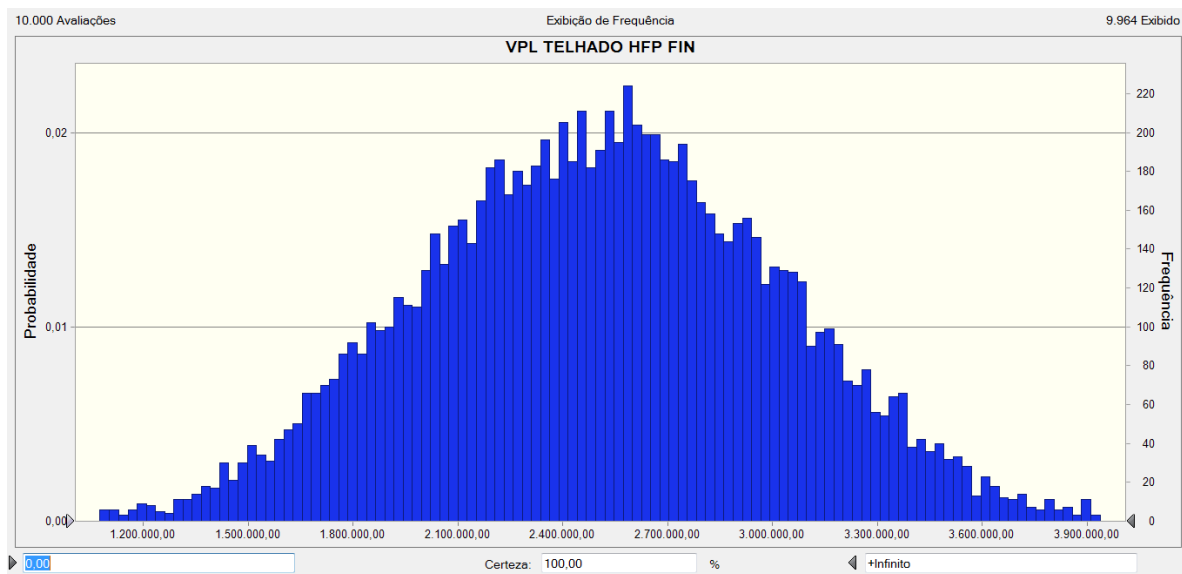


Figura D.27 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, com financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$814.261,55 e R\$4.597.401,41, sendo o valor mais provável igual a R\$2.506.075,77 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.28 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 30%.

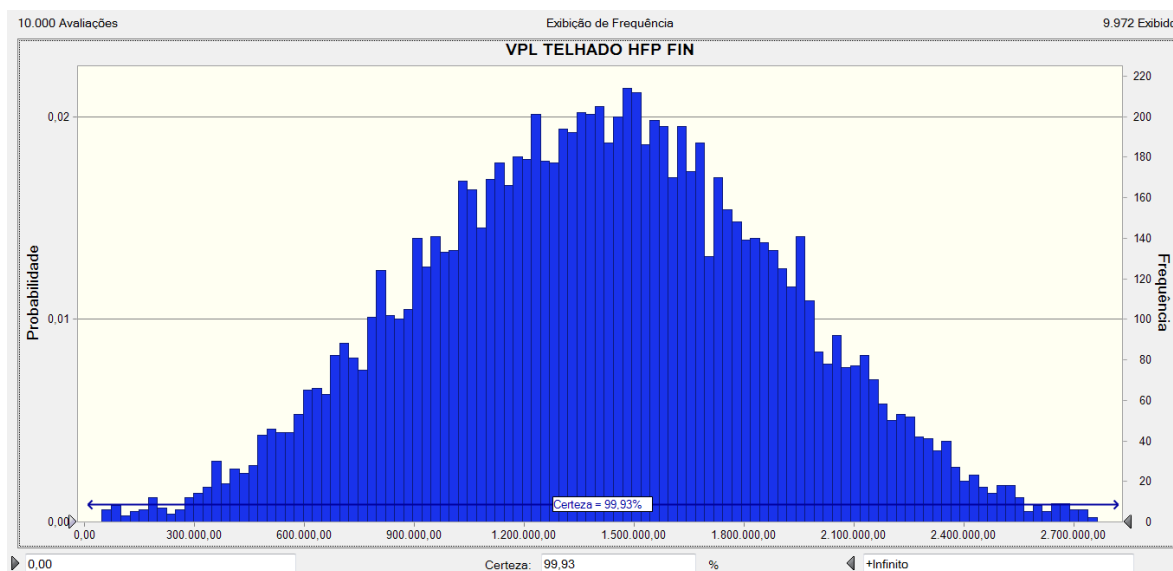


Figura D.28 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, com financiamento, desconto 30%.

O resultado é um VPL entre R\$163.973,23 negativos e R\$3.294.396,81, sendo o valor mais provável igual a R\$1.406.396,26 com 99,93% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.29 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema instalado no telhado, dimensionado para compensar a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 40%.

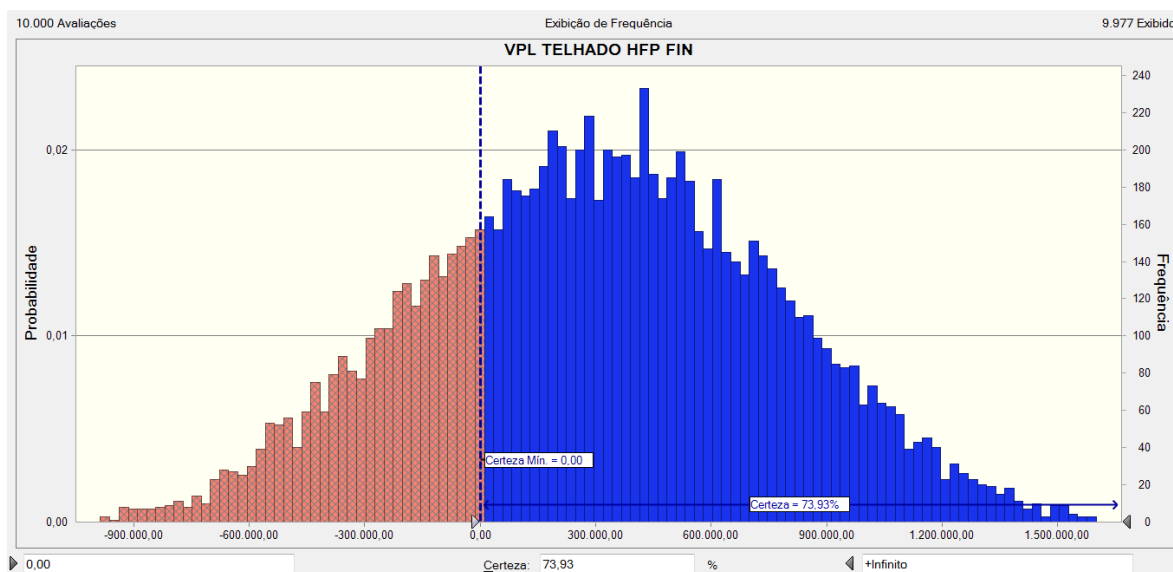


Figura D.29 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, com financiamento, desconto 40%.

O resultado é um VPL entre R\$1.142.208,01 negativos e R\$1.991.392,22 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$306.716,74 positivos com 73,93% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.30 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP, com financiamento, com desconto de 50%.

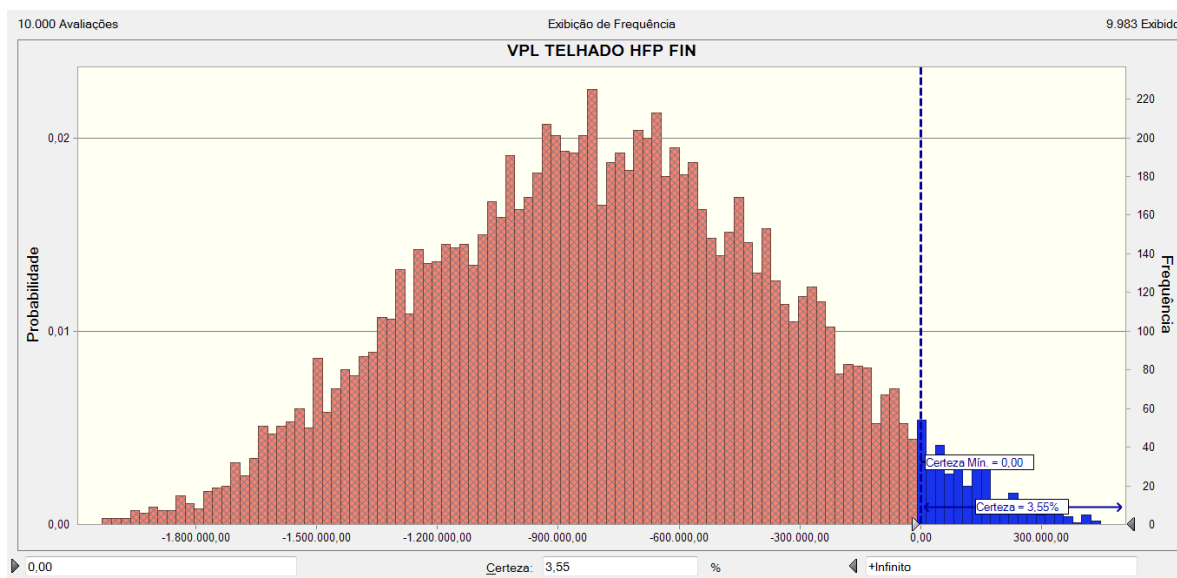


Figura D.30 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP, com financiamento, desconto 50%.

O resultado é um VPL entre R\$2.169.043,26 negativos e R\$688.387,63 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$792.962,77 negativos com 3,55% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.31 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 10%.

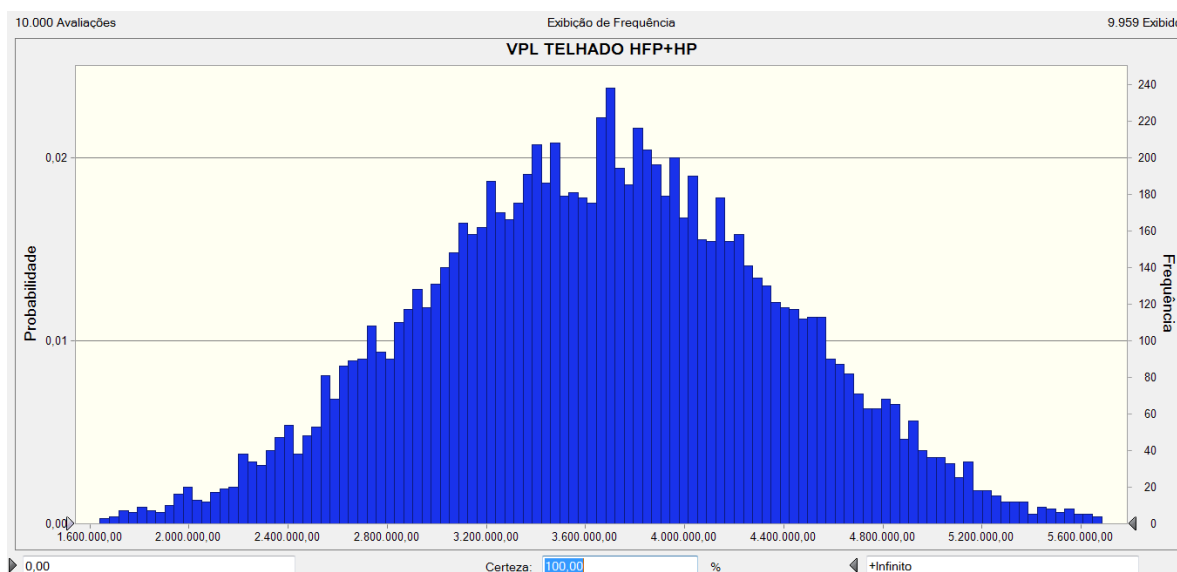


Figura D.31 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, sem financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$1.262.239,20 e R\$6.706.043,07, sendo o valor mais provável igual a R\$3.661.629,17 positivos com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.32 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 20%.

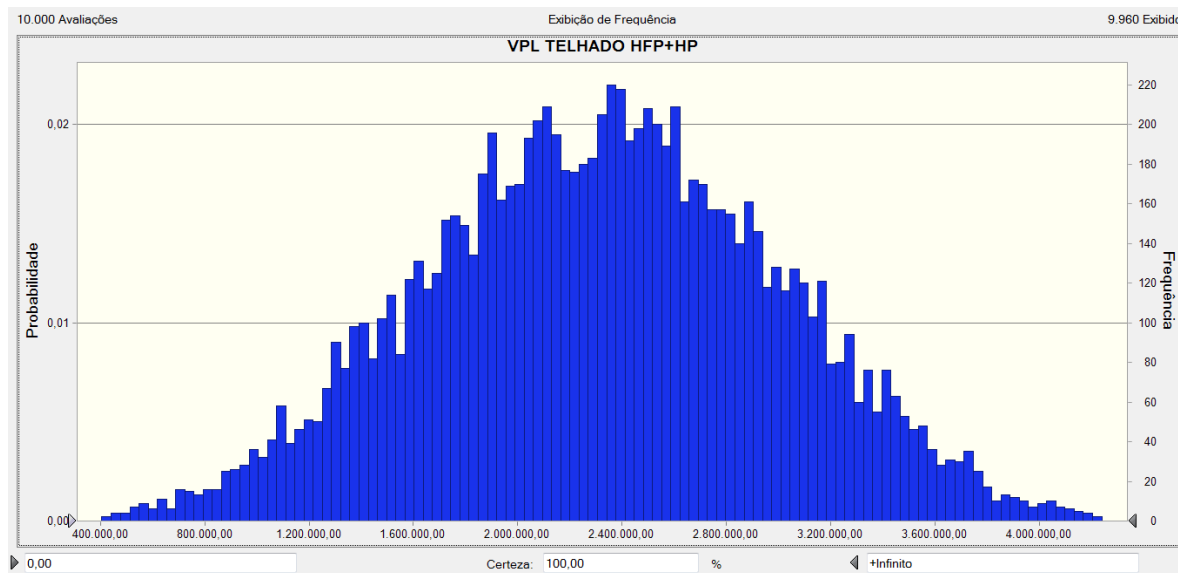


Figura D.32 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, sem financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$71.203,50 e R\$5.119.588,54, sendo o valor mais provável igual a R\$2.322.730,17 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.33 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 30%.

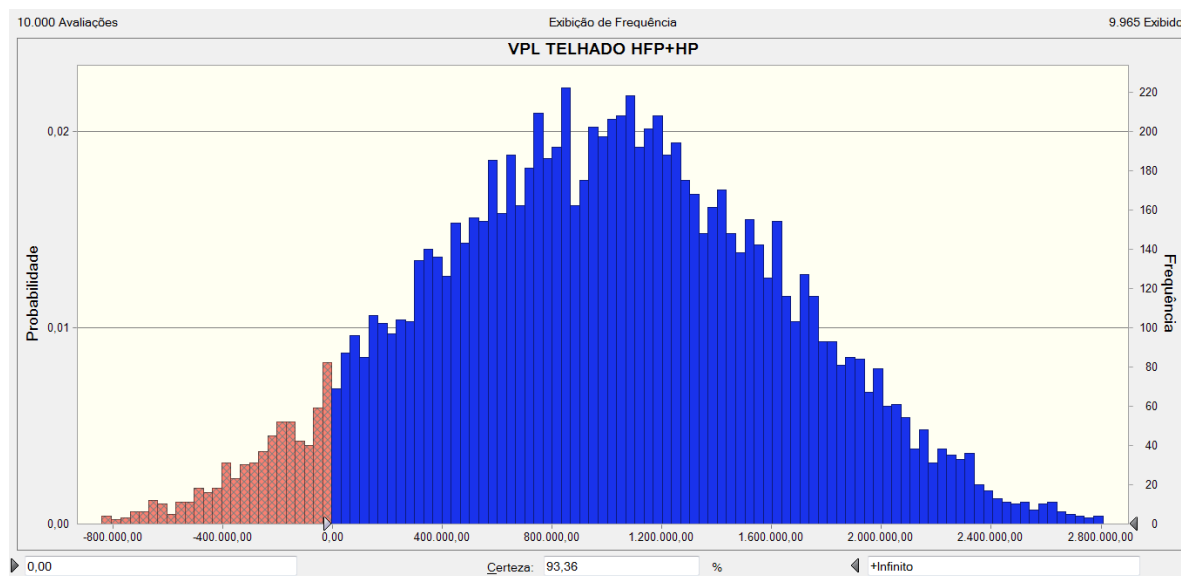


Figura D.33 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, sem financiamento, desconto 30%.

O resultado é um VPL entre R\$1.119.832,21 negativos e R\$3.533.134,01 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$983.831,18 positivos com 93,36% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.34 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 40%.

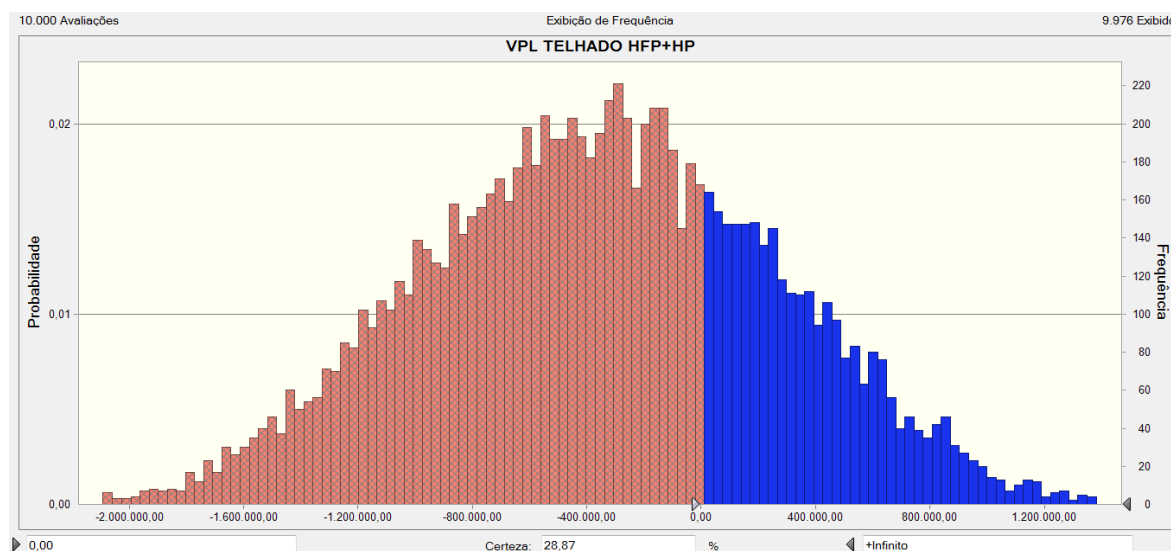


Figura D.34 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, sem financiamento, desconto 40% .

O resultado é um VPL entre R\$2.310.867,92 negativos e R\$1.946.679,48 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$355.067,81 negativos com 28,87% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.35 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, sem financiamento, com desconto de 50%.

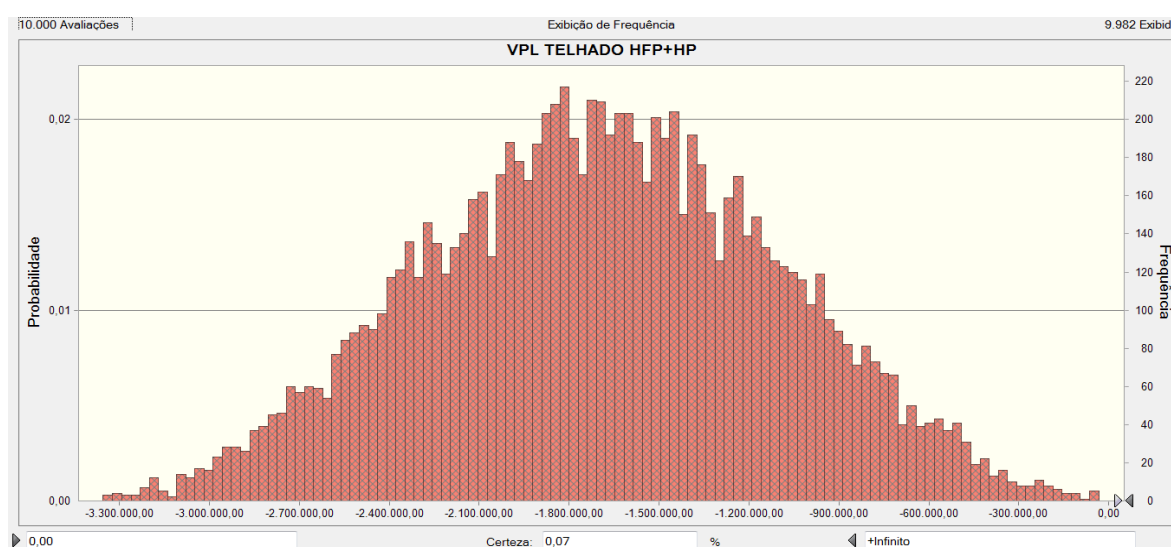


Figura D.35 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, sem financiamento, desconto 50% .

O resultado é um VPL entre R\$3.501.903,63 negativos e R\$360.224,95 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.693.966,81 negativos com 0,07% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.36 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 10%.

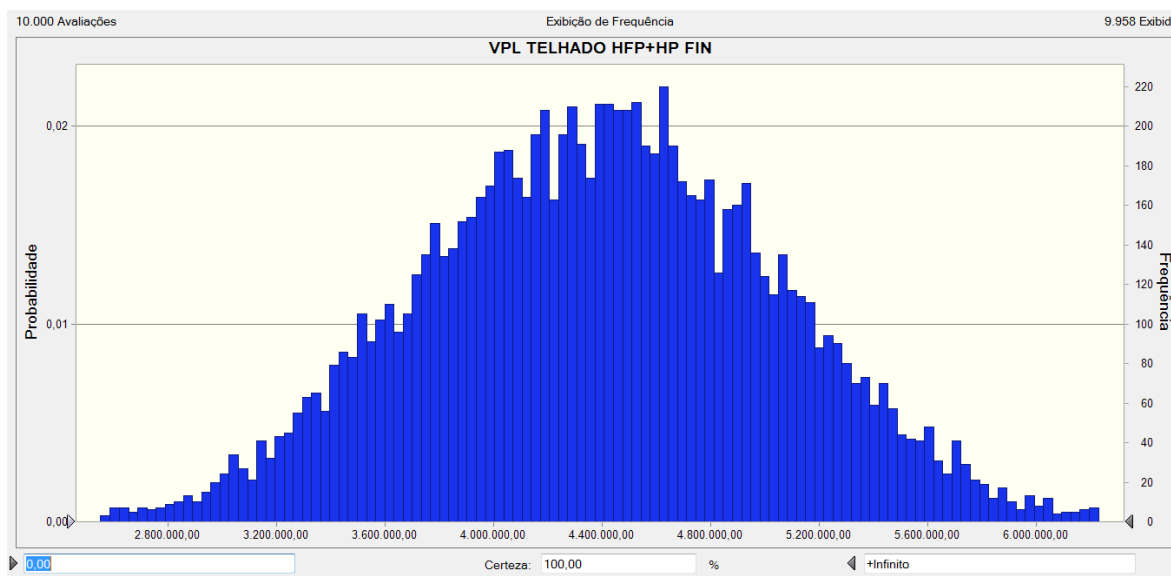


Figura D.36 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, com financiamento, desconto 10%.

O resultado é um VPL entre R\$2.182.428,16 e R\$7.183.954,58, sendo o valor mais provável igual a R\$4.390.135,55 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.37 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 20%.

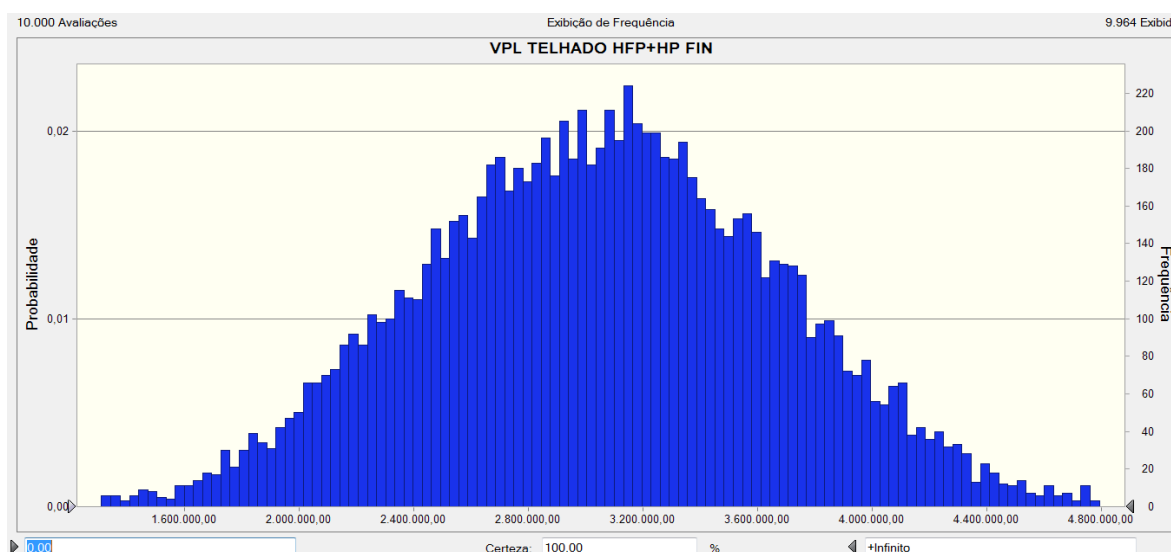


Figura D.37 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, com financiamento, desconto 20%.

O resultado é um VPL entre R\$991.392,46 e R\$5.597.500,05, sendo o valor mais provável igual a R\$3.051.236,56 com 100% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.38 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 30%.

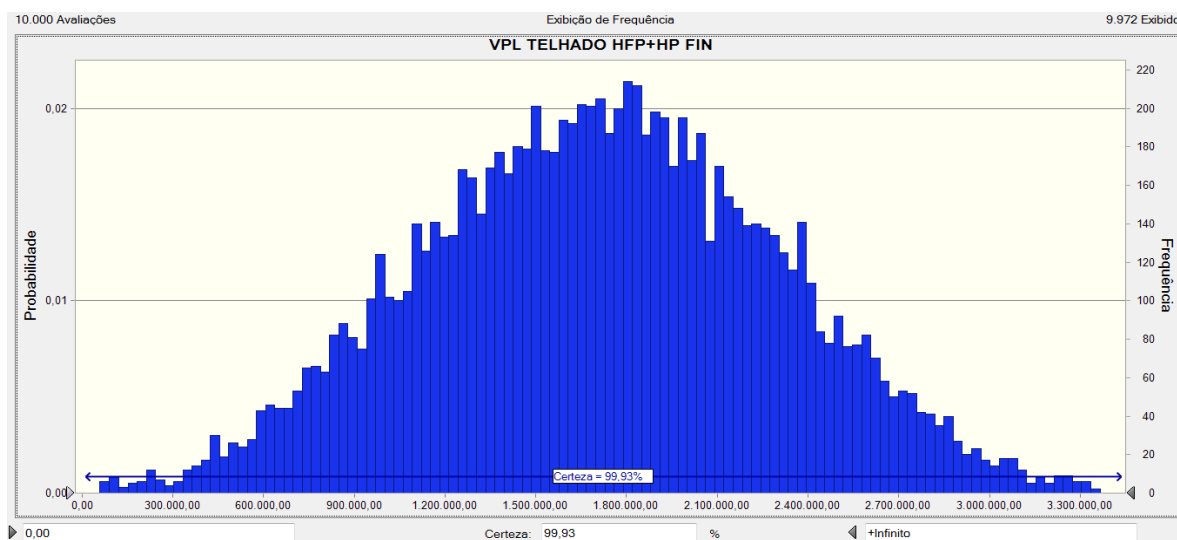


Figura D.38 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, com financiamento, desconto 30%.

O resultado é um VPL entre R\$199.643,25 negativos e R\$4.011.045,53 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$1.712.337,56 positivos com 99,93% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.39 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 40%.

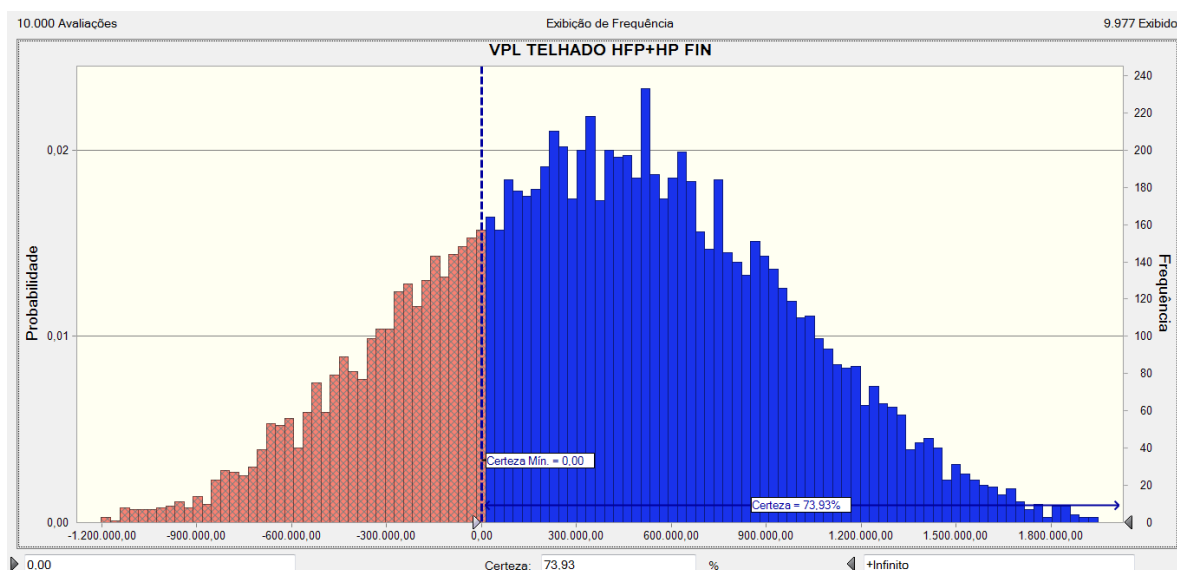


Figura D.39 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, com financiamento, desconto 40%.

O resultado é um VPL entre R\$1.390.678,96 negativos e R\$2.424.591,00 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$373.438,57 positivos com 73,93% de probabilidade do VPL ser positivo.

Na Figura D.40 está apresentada a distribuição dos VPL para um sistema no telhado, compensando a energia consumida em HFP+HP, com financiamento, com desconto de 50%.

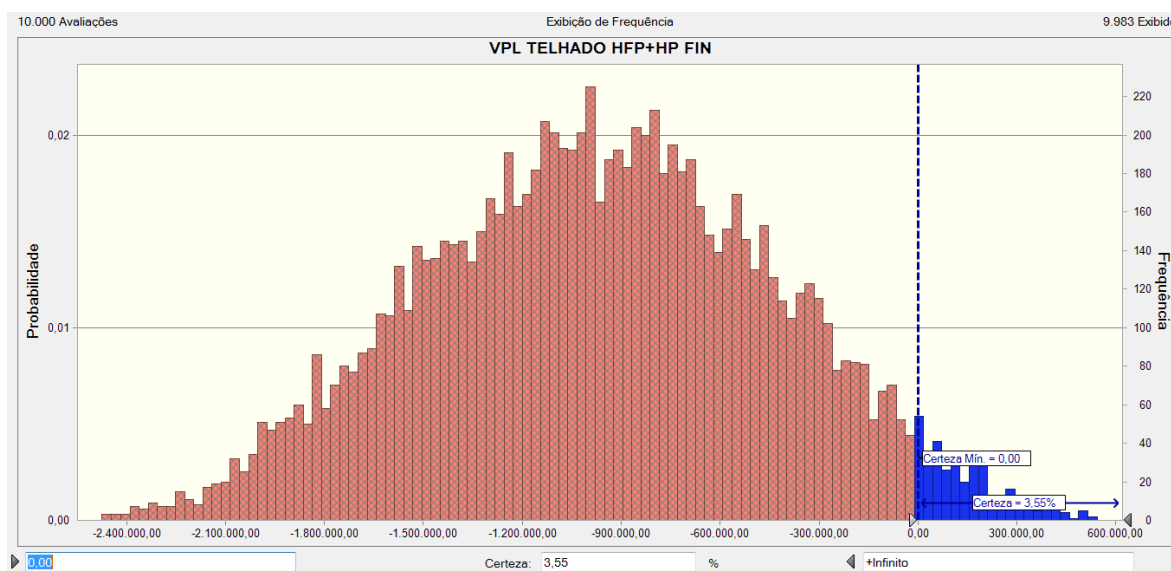


Figura D.40 – Distribuição do VPL, instalado no telhado, HFP+HP, com financiamento, desconto 50%.

O resultado é um VPL entre R\$2.640.887,47 negativos e R\$838.136,47 positivos, sendo o valor mais provável igual a R\$965.460,43 negativos com 3,55% de probabilidade do VPL ser positivo.