UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO COPPEAD DE ADMINISTRAÇÃO

ALEXANDRE CORRÊA DE CASEIRA

ANÁLISE CRÍTICA DE RISCOS E VIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

RIO DE JANEIRO

2019

Alexandre Corrêa de Caseira

ANÁLISE CRÍTICA DE RISCOS E VIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Administração, Instituto COPPEAD de Administração, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos à obtenção do título de Mestre em Administração (M.Sc)

Orientador: Professor Otavio Figueiredo

Rio de Janeiro

2019

CIP - Catalogação na Publicação

C337a

Caseira, Alexandre Corrêa de
Análise crítica de riscos e viabilidade de sistemas de geração solar fotovoltaica distribuída no Brasil / Alexandre Corrêa de Caseira. -- Rio de Janeiro, 2019.
95 f.

Orientador: Otavio Figueiredo.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto COPPEAD de Administração, Programa de Pós-Graduação em Administração, 2019.

1. Geração fotovoltaica distribuída. 2. Análise de riscos. 3. Tomada de decisão. I. Figueiredo, Otavio, orient. II. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a), sob a responsabilidade de Miguel Romeu Amorim Neto - CRB-7/6283.

Alexandre Corrêa de Caseira

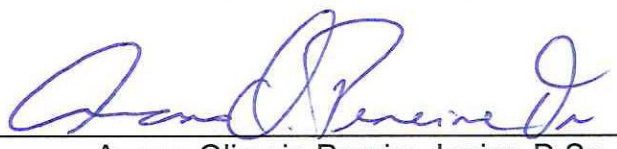
ANÁLISE CRÍTICA DE RISCOS E VIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Administração, Instituto COPPEAD de Administração, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos à obtenção do título de Mestre em Administração (M.Sc)

Aprovada por:

Otávio Henrique dos Santos Figueiredo, D.Sc
(COPPEAD/UFRJ)

Peter Fernandes Wanke, D.Sc
(COPPEAD/UFRJ)



Amaro Olimpio Pereira Junior, D.Sc
(COPPE/UFRJ)

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por estarem sempre ao meu lado, me dando suporte nas decisões que tomo.

Agradeço à minha namorada pelo apoio durante essa caminhada.

Agradeço aos meus companheiros de COPPEAD pelo companheirismo e por todas os dias e noites de preparo e estudo.

Agradeço à Hong Kong University of Science and Technology pela contribuição ao aprendizado durante minha estada na instituição.

Agradeço à banca e ao meu orientador pelas indicações enquanto caminhava neste trabalho.

Agradeço à Capes pela bolsa concedida ao longo desses dois anos.

Agradeço, ademais, a todas as pessoas que de alguma forma estiveram presente ao longo dessa trajetória.

RESUMO

Nos últimos anos, as fontes renováveis de energia, em especial a energia eólica e a solar, ganham destaque no Brasil e no mundo. Desde a implementação da Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012 existe uma expectativa de que a geração a partir de fontes solares cresceria em ritmo acelerado no país. Entretanto, questiona-se os motivos pelos quais empreendimentos dessa natureza, apesar da sua atratividade, não estão se propagando de forma mais acelerada e uma possível causa são os riscos atrelados a tais projetos. Para cumprir o objetivo de avaliar os riscos envolvidos em projetos de energia solar fotovoltaica distribuídos, bem como os impactos na sua viabilidade, elaborou-se um modelo para aplicação do método de Monte Carlo. Este, auxiliado pelo software @Risk, gerou uma série de simulações que permitiram uma análise quanto aos resultados e riscos envolvidos. Cada simulação gerou cinco mil cenários e houve análise e apresentação das distribuições estocásticas dos indicadores de saída. Para efeitos comparativos realizou-se simulação para contextos com e sem compensação do ICMS na energia injetada, para três cidades brasileiras: Rio de Janeiro, Salvador e Curitiba. Também se analisaram casos especiais, como cenário de tarifa branca, ou sem aumento real na tarifa de energia. Como resultados, o estudo apresentou fontes de incerteza para modelos econômico-financeiros e os riscos atrelados aos dados de entrada na modelagem de um projeto solar fotovoltaico. Tais achados ajudam a explicar por que a tecnologia ainda não deslanchou no país e não é amplamente adotada pelos consumidores. Concluiu-se que não é apenas uma questão de viabilidade, mas também de considerar os riscos envolvidos e as principais fontes de incerteza atreladas a eles. Acredita-se que o presente estudo contribui para a tomada de decisão, na medida em que se torna um instrumento de auxílio, no que tange à implementação de um sistema solar fotovoltaico no modelo de micro ou minigeração distribuída.

Palavras-chave: Geração Fotovoltaica Distribuída. Análise de Riscos. Tomada de Decisão.

ABSTRACT

In recent years, renewable energy sources, especially wind and solar, have gained prominence in Brazil and the world. The implementation of Normative Resolution No. 482 of the National Electric Energy Agency (ANEEL) in 2012 brought an expectation that the rate of energy generation from solar sources in Brazil would grow. However, it is questioned why projects of this kind, despite their attractiveness, are not propagating more rapidly. One possible cause are the risks involved in such projects. In order to meet the objective of assessing the risks involved in distributed solar photovoltaic projects, as well as the impacts on their feasibility, a model for the application of the Monte Carlo method was developed. Supported by the software @Risk, the model generated a series of simulations that allowed for an analysis of the results and risks involved. Each simulation generated five thousand scenarios, and the stochastic distributions of the outputs were then analyzed and presented. For comparative purposes, simulations were carried out for contexts that both considered or did not consider the state tax (ICMS) as part of the price paid by the energy fed into the public grid, for three Brazilian cities: Rio de Janeiro, Salvador and Curitiba. Special cases were also analyzed, such as the "white tariff" scenario, or one with no real increase in energy tariff. As results, the study presented sources of uncertainty for economic-financial models and the risks linked to the input data in the modeling of a solar photovoltaic project. These findings help explain why the technology has not yet taken off in the country and is not widely adopted by consumers. It was concluded that it is not only a question of feasibility, but also a matter of taking into consideration the risks involved and the main sources of uncertainty associated with them. It is expected that the present study contributes to the decision-making process, insofar as it constitutes an auxiliary instrument, regarding the implementation of a photovoltaic solar system in the distributed micro or mini-generation model.

Keywords: Distributed Photovoltaic Generation. Risk Analysis. Decision Making.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa-múndi da Irradiância Solar Global 26
Figura 2: Mapa da Irradiância Solar no Brasil 27
Figura 3: Mapa da Irradiância Solar Média das Regiões do Brasil 28
Figura 4: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação no Rio de Janeiro 45
Figura 5: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação no Rio de Janeiro .. 46
Figura 6: Distribuição dos resultados de Payback da simulação no Rio de Janeiro 48
Figura 7: Distribuição dos resultados de ROI da simulação no Rio de Janeiro 49
Figura 8: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação no Rio de Janeiro sem ICMS na energia injetada 49
Figura 9: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação em Salvador 51
Figura 10: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação em Salvador 52
Figura 11: Distribuição dos resultados de Payback da simulação em Salvador 52
Figura 12: Distribuição dos resultados de ROI da simulação em Salvador 53
Figura 13: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação em Salvador sem ICMS na energia injetada 54
Figura 14: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação em Curitiba 55
Figura 15: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação em Curitiba 57
Figura 16: Distribuição dos resultados de Payback da simulação em Curitiba 58
Figura 17: Distribuição dos resultados de ROI da simulação em Curitiba 58
Figura 18: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação em Curitiba sem ICMS na energia injetada 59
Figura 19: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação no Rio de Janeiro 62
Figura 20: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação no Rio de Janeiro 63
Figura 21: Distribuição dos resultados de Payback da simulação no Rio de Janeiro 64
Figura 22: Distribuição dos resultados de ROI da simulação no Rio de Janeiro 64
Figura 23: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação no Rio de Janeiro sem ICMS na energia injetada 65
Figura 24: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação em Salvador 67
Figura 25: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação em Salvador 67
Figura 26: Distribuição dos resultados de Payback da simulação em Salvador 68
Figura 27: Distribuição dos resultados de ROI da simulação em Salvador 69
Figura 28: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação em Salvador sem ICMS na energia injetada 70

Figura 29: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação em Curitiba 72
Figura 30: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação em Curitiba 72
Figura 31: Distribuição dos resultados de Payback da simulação em Curitiba 73
Figura 32: Distribuição dos resultados de ROI da simulação em Curitiba 74
Figura 33: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação em Curitiba sem ICMS na energia injetada 75
Figura 34: Comparativo entre Tarifa Branca e Tarifa Convencional 78
Figura 35: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação no modelo de Tarifa Branca 79
Figura 36: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação com aumento real da tarifa de energia igual a zero 81
Figura 37: Distribuição dos dados de entrada no modelo para o custo de capital (WACC) 83
Figura 38: Distribuição dos dados de entrada no modelo para os custos de aquisição e implementação 84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Irradiação Solar Média por Mês em cada Cidade do Estudo 37
Tabela 2: Desvio Padrão da Irradiação Solar por Mês e Cidade 38
Tabela 3: Inclinação do Sistema Solar para cada Cidade 38
Tabela 4: Alíquota de PIS e COFINS da Light para o ano de 2018 40
Tabela 5: Alíquota de ICMS sobre a Energia Elétrica por Cidade 40
Tabela 6: Tarifa de Energia Homologada pela ANEEL 41
Tabela 7: Custo de Aquisição e Implementação de Sistemas Solares Fotovoltaicos por Tamanho 42
Tabela 8: Principais resultados da simulação no Rio de Janeiro 45
Tabela 9: Principais resultados da simulação no Rio de Janeiro sem ICMS na energia injetada 49
Tabela 10: Principais resultados da simulação em Salvador 50
Tabela 11: Principais resultados da simulação em Salvador sem ICMS na energia injetada 53
Tabela 12: Principais resultados da simulação em Curitiba 55
Tabela 13: Principais resultados da simulação em Curitiba sem ICMS na energia injetada 59
Tabela 14: Principais resultados da simulação no Rio de Janeiro 61
Tabela 15: Principais resultados da simulação no Rio de Janeiro sem ICMS na energia injetada 65
Tabela 16: Principais resultados da simulação em Salvador 66
Tabela 17: Principais resultados da simulação em Salvador sem ICMS na energia injetada 69
Tabela 18: Principais resultados da simulação em Curitiba 71
Tabela 19: Principais resultados da simulação em Curitiba sem ICMS na energia injetada 74
Tabela 20: Principais resultados da simulação com tarifa branca 79
Tabela 21: Principais resultados da simulação com aumento real da tarifa de energia igual a zero 81

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Tarifa Efetiva 22
Equação 2: Fluxo de Caixa 31
Equação 3: Receitas Brutas 31
Equação 4: Despesas 32
Equação 5: Valor Presente Líquido 32
Equação 6: Taxa Interna de Retorno 33
Equação 7: Retorno Sobre o Investimento 33

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fluxo de Caixa
GEE	Gases de Efeito Estufa
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
O&M	Operação e Manutenção
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Programa de Integração Social
PPB	Período de *Payback*
PR	Taxa de Desempenho (em inglês: *Performance Ratio*)
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético para Estados e Municípios
REN	Resolução Normativa
ROI	Retorno sobre o Investimento (em inglês: *Return on Investiment*),
SIN	Sistema Integrado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Custo Médio Ponderado de Capital (em inglês: *Weighted Average Cost of Capital*)
Wp	Watt-pico

Sumário

1 INTRODUÇÃO 14
1.1 CONTEXTO 14
1.2 OBJETIVO E RELEVÂNCIA 15
1.3 DELIMITAÇÃO 16

2 REVISÃO DA LITERATURA 17
2.1 FATORES ECONÔMICO-FINANCEIROS RELEVANTES AO MODELO 17
2.1.1 Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil 17
2.1.2 O Modelo de Compensação de Energia no Brasil (Net-metering) 18
2.1.3 Custos da Energia Solar no Mundo e no Brasil 19
2.1.4 Tarifas e Impostos da Energia Elétrica no Brasil 22
2.2 FATORES TÉCNICOS RELEVANTES AO DESEMPENHO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS 23
2.2.1 Eficiência do Sistema (*Performance Ratio*) 24
2.2.2 Degradação dos Módulos e Inversores 24
2.3 IRRADIAÇÃO SOLAR 25

3 MÉTODO 30
3.1 MODELO TEÓRICO MATEMÁTICO-FINANCEIRO 30
3.1.1 Principais Métodos de Análise de Investimentos 31
3.1.1.1 Fluxo de Caixa 31
3.1.1.2 Valor Presente Líquido 32
3.1.1.3 Taxa Interna de Retorno 32
3.1.1.4 Retorno Sobre o Investimento 33
3.1.2 Período de *Payback* 33
3.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO 34
3.3 PREMISSAS OPERACIONAIS 34
3.3.1 Autoconsumo Residencial 35
3.3.2 Autoconsumo Comercial 35
3.4 IRRADIAÇÃO SOLAR 36
3.5 CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO 38
3.6 VALOR DA TARIFA DE ENERGIA 39
3.7 CUSTOS DE AQUISIÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS 42
3.8 CUSTOS DE OPERAÇÃO & MANUTENÇÃO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS 42
3.9 PREMISSAS ADICIONAIS PARA O CÁLCULO 43

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS 45
4.1 SISTEMA RESIDENCIAL DE 4 KW DE POTÊNCIA INSTALADA 45
4.1.1 Rio de Janeiro 45
4.1.1.1 Rio de Janeiro com ICMS na Energia Injetada 45
4.1.1.2 Rio de Janeiro sem ICMS na Energia Injetada 49
4.1.2 Salvador 50
4.1.2.1 Salvador com ICMS na Energia Injetada 50
4.1.2.2 Salvador sem ICMS na Energia Injetada 53
4.1.3 Curitiba 54
4.1.3.1 Curitiba com ICMS na Energia Injetada 54
4.1.3.2 Curitiba sem ICMS na Energia Injetada 59
4.1.4 Resumo dos Resultados em Cliente Residencial em Baixa Tensão 60
4.2 SISTEMA COMERCIAL DE 100 KW DE POTÊNCIA INSTALADA 61
4.2.1 Rio de Janeiro 61
4.2.1.1 Rio de Janeiro com ICMS na Energia Injetada 61
4.2.1.2 Rio de Janeiro sem ICMS na Energia Injetada 64
4.2.2 Salvador 66
4.2.2.1 Salvador com ICMS na Energia Injetada 66
4.2.2.2 Salvador sem ICMS na Energia Injetada 69
4.2.3 Curitiba 70
4.2.3.1 Curitiba com ICMS na Energia Injetada 70
4.2.3.2 Curitiba sem ICMS na Energia Injetada 74
4.2.4 Resumo dos Resultados em Cliente Comercial em Média Tensão 76
4.3 SITUAÇÕES ESPECIAIS 77
4.3.1 Tarifa Horária (Tarifa Branca) 77
4.3.2 Aumento Real Zero na Tarifa de Energia 80
4.3.3 Análise dos Resultados Negativos 82
4.4 DISCUSSÃO DE RESULTADOS 84

5 CONCLUSÃO 86

REFERÊNCIAS 90

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

A implementação de projetos na área de energia solar vem ganhando relevância no mundo inteiro, inclusive no Brasil, ao longo dos últimos anos. A expectativa é de que essa relevância ainda aumente nas próximas décadas.

O Brasil hoje passa por um expressivo momento em sua matriz elétrica, que precisa se preparar para atender à crescente demanda de energia nos próximos anos. Hoje, a matriz elétrica brasileira possui grande parte da sua geração a partir de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de acumulação. Este tipo de usina tem sofrido importante resistência de diversos grupos que se colocam contrários aos impactos ambientais acarretados por ela, vide o exemplo recente de Belo Monte. Povos indígenas e moradores de regiões ribeirinhas são os principais afetados pelos efeitos das barragens criadas por estas usinas, além de ambientalistas preocupados com a manutenção da biodiversidade. Para agravar a situação, o potencial hidrelétrico ainda não explorado se encontra em regiões de difícil acesso, principalmente na região amazônica, longe de centros consumidores e com elevada biodiversidade. Todos estes fatores servem como agravantes quando se trata de escolher essa alternativa como fonte de energia renovável no país (MITSCHER; RÜTHER, 2012).

Fontes fósseis de energia, tais como carvão, gás e óleo, são caras e estão cada vez mais na contramão do desenvolvimento sustentável mundial. As elevadas emissões de gás carbônico na atmosfera são alvo constante de críticas de governantes e ambientalistas. Além disso, o Brasil é signatário do Acordo de Paris, cujo objetivo é fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima e reforçar a capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças. Nele, o Brasil se comprometeu a reduzir até 2025 as emissões de Gases de Efeito estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de 2005, e indicou uma subsequente intenção de aumentar essa redução até 2030 para 43% (MINISTÉRIO DO MEIO-AMBIENTE, 2016).

Frente a tais fatores, as fontes renováveis de energia, em especial a energia eólica e a solar ganham destaque. A geração de energia a partir de turbinas eólicas cresceu muito no Brasil nos últimos anos, atingindo mais de 14 GW de potência instalada (ANEEL, 2019) tendo caído muito o custo da energia gerada a partir dessa fonte. Desde a implementação da Resolução Normativa (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482, em 2012, existe uma expectativa de que a geração a partir de fontes solares também iria crescer em ritmo acelerado, porém não é o que verificamos hoje. O crescimento foi tímido e alcançou pouco menos de 2 GW de capacidade instalada, o que pouco se aproxima do percebido com a geração eólica.

Por outro lado, o preço para o consumidor final para geração solar distribuída mostrou quedas acentuadas nos últimos anos. Há diversos estudos que mostram a viabilidade de sistemas solares de pequena escala, com foco em residências ou pequenos comércios e indústrias. Um exemplo é o estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016), publicado por meio de um livro, que analisou a viabilidade de um sistema solar fotovoltaico de 3 kW de potência em cada um dos estados brasileiros. Os resultados mostram que um sistema solar fotovoltaico com essas características já era atrativo em mais da metade do país. Diante disto, um questionamento que se coloca são os motivos pelos quais, apesar da compreensão geral de que empreendimentos dessa natureza são atraentes, por que não estão se propagando de forma mais acelerada.

Uma possível causa para o fato da energia solar fotovoltaica distribuída não ter se difundido de forma mais acelerada são os riscos atrelados a projetos dessa natureza, que têm como característica o longo período de vida útil. A viabilidade desses projetos depende de diversos fatores, tanto técnicos quanto econômicos, que independem da vontade de qualquer pessoa e não estão sob controle. É o caso, por exemplo, da irradiação solar ou da tarifa de energia que podem variar de maneiras diversas ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema, gerando incertezas a respeito da viabilidade do projeto.

Diante do quadro descrito, serão apresentados a seguir o objetivo e relevância deste estudo.

1.2 OBJETIVO E RELEVÂNCIA

O objetivo do presente estudo é avaliar os riscos envolvidos em projetos de energia solar fotovoltaica distribuídos, bem como seus impactos na viabilidade dos mesmos, proporcionando um instrumento de auxílio à tomada de decisão a respeito da implementação de um sistema solar fotovoltaico no modelo de micro ou minigeração distribuída.

A decisão de investir ou não em um sistema solar fotovoltaico por parte do proprietário de uma residência ou gestor de um negócio comercial passa pela análise de indicadores financeiros, como Taxa Interna de Retorno (TIR) ou Valor Presente Líquido (VPL) e das incertezas que podem influenciar estes indicadores, como a irradiação solar a cada ano. Tais indicadores são comumente apresentados por empresas que vendem sistemas solares, a partir de dados genéricos e estáticos utilizados para alimentar um sistema financeiro simplificado e por vezes enviesado, empregado pela empresa para auxiliar o cliente a se decidir pela instalação do sistema. Ao contrário de clientes mais capacitados e de posse de sistemas de mensuração de risco adequados, clientes residenciais frequentemente pensam na relação custo-benefício de sistemas fotovoltaicos com base na estimativa de um único ponto, como *payback*, economia fixa na conta de energia, ou outros valores similares (Drury et al., 2013), todos eles estáticos e que não consideram os riscos envolvidos.

1.3 DELIMITAÇÃO

O presente estudo se limitou a sistemas geradores fotovoltaicos distribuídos, conectados na rede em diferentes localidades do Brasil, em 2019.

Este estudo não se aplica a projetos de geração solar fotovoltaica centralizada, com a venda de energia em leilões de reserva ou no mercado livre. Também não se aplica à geração distribuída de geradores solares com utilização de concentradores solares.

Não estão incluídos na investigação projetos isolados, que não estejam conectados ao Sistema Integrado Nacional (SIN), bem como projetos que se utilizam de banco de baterias para armazenamento de energia, sejam eles conectados à rede, ou isolados. Estão contemplados apenas sistemas de microgeração e minigeração distribuída, nos segmentos residencial e comercial, que se inserem nas regras estabelecidas para o sistema de compensação pela Resolução nº 482 de 2012 da ANEEL.

2 REVISÃO DA LITERATURA

A revisão de literatura utilizou bases de dados acadêmicos, incluindo: Capes; Ebsco e Google Scholar; institutos de pesquisa governamentais e privados; periódicos nacionais e internacionais relacionados ao assunto; dados e estudos oficiais e de agências reguladoras. Foram encontrados diversos estudos ao redor do mundo sobre a viabilidade de projetos de energia solar em muitos países, inclusive no Brasil. Estes estudos serviram de inspiração e base para que o presente trabalho pudesse avançar além do que já foi criado, trazendo novas contribuições para esse campo, incluindo os riscos envolvidos no modelo e seus impactos nos resultados das simulações.

Abaixo estão os itens mais relevantes que, além de servirem como base, trazem os insumos necessários para a definição do método aplicado e dos parâmetros selecionados para o modelo utilizado pelo estudo. Estes itens se dividem entre fatores econômicos e financeiros, como modelo de compensação ou tarifa aplicada, ou fatores técnicos, como eficiência do sistema ou degradação dos módulos. O item de irradiação solar foi abordado em separado, pela importância que a sua incerteza possui na análise de riscos do modelo e nos resultados obtidos nas simulações.

2.1 FATORES ECONÔMICO-FINANCEIROS RELEVANTES AO MODELO

2.1.1 Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil

O Brasil, sendo um dos países com maior incidência de sol no mundo começou a utilizar energia solar para geração de energia elétrica há duas décadas. O Programa de Desenvolvimento Energético para Estados e Municípios (PRODEEM) e o Luz Para Todos foram lançados pelo Ministério de Minas e Energia com o objetivo principal de levar energia elétrica para comunidades rurais e isoladas que estavam desconectadas da rede (GOLDEMBERG ET AL., 2004). No entanto, tais programas não auxiliaram substancialmente o crescimento da energia solar no Brasil.

Segundo Bradshaw (2017), o interesse em torno da geração distribuída, do ponto de vista dos consumidores, gira em torno de múltiplos fatores. Primeiro, como demonstrado pelo próprio governo desde os anos 1990, a geração distribuída possibilita que consumidores, antes sem acesso à energia elétrica, por estarem em locais remotos onde não havia rede, passem a contar com energia elétrica em suas casas e negócios. Segundo, tecnologias de *smart grid* e geração distribuída apresentam uma visão alternativa da maneira como consumidores se relacionam com distribuidoras de energia. Diferentemente da energia eólica, a natureza descentralizada da tecnologia fotovoltaica é considerada como um contrapeso ao modelo já antigo no Brasil, de geração altamente centralizada, que está associada a grandes investimentos com transmissão e distribuição.

Dentre as tecnologias disponíveis de geração distribuída, a mais adotada hoje e com maior potencial de crescimento é a fotovoltaica, embora não seja a única. Há também os sistemas a biogás

de pequeno porte e os aerogeradores. No entanto, essas tecnologias não possuem representatividade no Brasil, ou tampouco demonstram estar em vias de uma virada para acelerar seus crescimentos em um futuro breve. Mesmo com o crescimento proporcionalmente grande nos últimos anos, em especial através de geradores fotovoltaicos, a geração distribuída no país ainda é insignificante, havendo muito espaço para o seu desenvolvimento na próxima década.

2.1.2 O Modelo de Compensação de Energia no Brasil (Net-metering)

O marco da micro e minigeração distribuída no Brasil foi a RNE nº 482, aprovada em abril de 2012, que regulamentou e instituiu o modelo de compensação (*net-metering*), definindo as regras tanto para implementação, quanto para a operação do modelo por todas as distribuidoras do país. Assim, os consumidores passaram a poder instalar painéis solares fotovoltaicos em suas unidades consumidoras e injetar o excesso de geração na rede. A energia injetada na rede gera créditos para o cliente, que podem ser usados para compensar o consumo em períodos posteriores, tanto no mesmo mês quanto em meses subsequentes. Neste modelo não há pagamento pelo excedente de energia que é gerado. A energia excedente permanece como saldo acumulado e pode ser abatida num período de até 60 meses. Após esse período a energia não compensada é simplesmente perdida.

Desde a sua entrada em vigor, a Resolução já passou por três revisões. Uma delas no próprio ano de sua publicação, em dezembro de 2012, outra mais relevante no fim de 2015 e uma última ao final de 2017. Após a entrada em vigor da Resolução e algum tempo em efetiva operação, a ANEEL buscou a sociedade civil com o intuito de entender como a norma poderia ser aprimorada e quais os desafios enfrentados na execução das regras definidas. Diversos grupos, interessados no assunto por motivos diversos, proveram informação através de notas técnicas a respeito da aplicação da geração distribuída no país. Para demonstrar a importância da participação da sociedade no processo e debater o assunto mais abertamente, a ANEEL promoveu o “Seminário Micro e Minigeração Distribuída − Impactos da Resolução Normativa nº 482/2012” em abril de 2014 em Brasília (ANEEL, 2012)

Conforme ressaltou Bradshaw (2017), não foi sem resistência que a Resolução entrou em vigor, sendo a base dos principais opositores a maneira como o modelo de compensação impactaria as distribuidoras de energia. Como apontado anteriormente, a geração distribuída representa uma quebra de paradigma, alterando a dependência do modelo elétrico das grandes usinas centralizadas, maneira pela qual as distribuidoras operam e mantêm seus lucros. Além disso, a geração distribuída de energia possui outra vantagem econômica que comumente não é observada nas análises de custo e viabilidade. A energia gerada a partir de fontes centralizadas requer investimentos significativos em infraestrutura de transmissão e distribuição, que podem ser potencialmente reduzidos se mais energia fosse gerada de forma distribuída. Assim, uma análise de viabilidade de sistemas de geração

distribuída fotovoltaicos que não leva em consideração as economias na infraestrutura de transmissão e distribuição e compara o custo dessa energia gerada com o custo médio da energia, tenderá a subestimar o valor do sistema fotovoltaico. Poucas pessoas discordariam desse ponto, ao menos com relação à transmissão, mas a magnitude desses efeitos ainda não foi quantificada de maneira sistemática (BORENSTEIN, 2008). Dessa forma, as empresas de distribuição de energia não possuem incentivos para viabilizar o acesso de gerações distribuídas, uma vez que isso significa perda de receita para elas. Pode também representar uma nova fonte de receita a ser explorada, desde que as empresas sejam capazes de se reinventar e inovar. Embora os geradores sejam propriedade de terceiros, a responsabilidade pela conexão com a rede, bem como pela operação e manutenção do medidor e demais equipamentos relacionados, é das distribuidoras.

As empresas de distribuição expressaram sua insatisfação de maneiras variadas, como, por exemplo, pela demora em realizar as vistorias dos sistemas e finalizar a sua conexão com a rede. A média do prazo para conexão pelas distribuidoras entre 2013 e 2014 foi de 160 dias, como estimado pela ANEEL, embora houvesse casos em que as distribuidoras demoraram mais de 400 dias e até mesmo mais de 600 dias no caso extremo de uma distribuidora (ANEEL, 2015)

Avaliando o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2017), é possível verificar que houve alteração positiva nas projeções de cenários para a adoção da geração distribuída fotovoltaica. Os principais motivos para essa melhora foram: (i) a ampliação das alternativas de modelos que a REN 687 passou a permitir um aumento no número de pessoas que podem se beneficiar da resolução (ANEEL, 2015); (ii) os reajustes tarifários que superaram a inflação no período; (iii) a redução contínua dos custos atrelados à aquisição e implementação de sistemas solares; e (iv) as isenções tributárias de Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) em nível federal e de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) por 23 estados sobre a energia injetada e compensada pela unidade consumidora, que aumenta o retorno financeiro sobre o investimento. Esses últimos dois pontos serão mais profundamente explorados nos próximos itens.

2.1.3 Custos da Energia Solar no Mundo e no Brasil

O custo de aquisição e implementação de sistemas solares fotovoltaicos vem caindo acentuadamente nos últimos anos em todo o mundo, incluindo o Brasil. Como ressaltou Comello; Reichelstein (2017), a viabilidade econômica de sistemas solares fotovoltaicos foi auxiliada significativamente pelo declínio no preço dos módulos fotovoltaicos e inversores, mas também contou com o auxílio nos custos atrelados a cabeamento, suportes e materiais de fixação, fundações e estruturas, conexão de corrente alternada, projetos de engenharia e *design*, mão de obra (específica

e geral), além de despesas gerais e administrativas, incluindo margem de lucro dos fornecedores e prestadores de serviço.

Segundo Barbose et al. (2016), as evidências disponíveis confirmam que o preço de sistemas solares fotovoltaicos caiu substancialmente desde 1998, ainda que tanto o ritmo quanto a fonte da redução tenham variado ao longo do tempo. Seguindo um período de declínios relativamente constantes e relevantes, os preços dos sistemas instalados começaram a estabilizar em 2005, uma vez que a cadeia de suprimentos e infraestrutura de entregas sofreu para acompanhar o ritmo da crescente demanda global. No início de 2008 os preços globais dos módulos começaram a cair vertiginosamente, sendo eles o principal *driver* de redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos entre 2008 e 2012. A partir de 2013, no entanto, o preço dos módulos permaneceu relativamente estável até 2017, quando houve uma nova queda acentuada. No período de 2013 a 2016 o preço dos sistemas continuou em queda, porém não devido aos módulos, mas aos demais componentes, incluindo o custo da mão de obra, que foi ganhando mais experiência com o aumento na quantidade das instalações e também cresceu a concorrência com mais pessoas sendo treinadas como instaladoras solares.

Segundo Fu, R et al. (2017), o custo de pequenos sistemas solares, para instalações residenciais, caiu 61%, passando de USD$7,24 em 2010 para USD$2,80 em 2017, já descontado o efeito da inflação no período. Segundo o mesmo estudo, o maior responsável pela queda no custo de sistemas solares fotovoltaicos para clientes finais nos Estados Unidos, medido em USD$/Wp, foi a redução sofrida pelo módulo solar, com queda de 86% no seu custo durante o período. Todos os equipamentos somados (módulo, inversor e demais componentes) foram responsáveis por aproximadamente 61% do total de redução dos custos no período. Outro grande responsável pela queda significativa foi a mão de obra, que caiu 73% durante o período e contribui com mais 18% do total da queda. Os últimos 21% de queda nos custos ficaram por conta dos custos indiretos, como impostos, *overhead* e lucro.

Olhando apenas para o último intervalo, entre 2016 e 2017, a redução total foi de 6%, mostrando que a tendência de queda dos custos permanece, ainda que não mais de maneira tão acentuada como anteriormente. A maior parte dessa redução foi devido ao preço do módulo na porta da fábrica, que caiu 46%, mas foi amenizado por causa do aumento nos custos logísticos atrelados ao transporte dos módulos.

Ao contrário do preço dos módulos e dos inversores, os quais são principalmente estabelecidos pelos mercados globais, os demais custos consistem de fatores variados, que são principalmente definidos, e podem ser influenciados em nível local. Um exemplo seria através de políticas de aumento de demanda com consequente aumento de competição e eficiência por parte

dos integradores, ou ainda por esforços mais localizados, como programas de treinamento e educação sobre sistemas solares (BARBOSE ET AL., 2016). Para reduzir os custos relacionados à implementação de sistemas solares fotovoltaicos que não se referem à aquisição de módulos e inversores, houve um grande esforço por parte da indústria solar fotovoltaica e por parte dos reguladores, gerando uma série de iniciativas e atividades nos últimos anos por todo o mundo, inclusive no Brasil. Um exemplo de tais esforços é o treinamento de mão de obra especializada na instalação de sistemas solares, tanto pelo setor público, como por instituições como o SENAI de MS, PE e SP (SENAI, 2018), ou ainda por empresas como a Blue Sol e Solarize (BLUE SOL ,2018).

Como grande parte do custo está relacionada aos equipamentos, e a maioria deles é importada, temos um fator adicional no caso do Brasil que é a volatilidade do dólar. Quando o dólar se valoriza frente ao real, o custo com equipamentos sobe, embora não na mesma proporção, uma vez que parte desse impacto é absorvida pelos grandes distribuidores nacionais.

Verificando os maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos no mundo, das dez maiores empresas em 2017, nove são chinesas (PV TECH, 2018). Portanto, pode acontecer de uma desvalorização do real fazer com que o custo do sistema como um todo para o consumidor final aumente em um determinado momento, como ocorreu entre 2014 e 2016, e está se repetindo em 2018, ainda que a tendência global seja de redução de custos. Adicionalmente à variação do dólar, as taxas, tarifas e custos de importação no Brasil afetam o preço total do sistema, chegando a ser aproximadamente 30% mais alto que na Alemanha (LE CORRE; PINTO; SIMAS, 2017).

Olhando especificamente para os custos dos sistemas no mercado brasileiro, percebe-se que aconteceu o mesmo fenômeno no resto do mundo. Segundo estudo realizado pela empresa de pesquisa do setor solar fotovoltaico Greener (GREENER, 2018), os preços de sistemas solares no Brasil caíram significativamente recentemente, entre junho de 2016 e janeiro de 2018. Esta queda foi da ordem de 34% para o período, alinhada com as quedas de preço percebidas globalmente. O preço médio de um sistema de 4 kWp foi reduzido, por exemplo, de R$35.080 (8,77 R$/Wp) para R$23.320 (5,83 R$/Wp).

É possível constatar outro fato interessante quando no final do período, entre junho de 2017 e janeiro de 2018, houve um aumento no custo dos kits fotovoltaicos adquiridos pelos integradores, que incluem os módulos, inversores e sistemas de fixação comprados do distribuidor responsável por toda importação desses equipamentos. O aumento se deu na ordem de 10% e apenas no último período, alinhado com o aumento do dólar no mesmo espaço de tempo. Cabe ressaltar que este aumento não foi repassado para o cliente final, que continuou percebendo uma queda no preço dos sistemas. Essa diferença foi compensada por ganho de competitividade dos integradores e pela absorção do custo com redução das margens no período para não perder em volume de vendas.

2.1.4 Tarifas e Impostos da Energia Elétrica no Brasil

O preço cobrado pelas distribuidoras é definido pela agência reguladora ANEEL e é revisado anualmente, ao menos uma vez durante o Reajuste Tarifário Anual. Esse reajuste leva em consideração diferentes custos incorridos pela distribuidora no período e é um dos mecanismos de atualização do valor da energia paga pelo consumidor. Referido ajuste segue uma fórmula rigorosa prevista no contrato de concessão. O seu objetivo é restabelecer o poder de compra da concessionária (ANEEL, 2015).

O preço pago pela energia elétrica é diferente de acordo com o tipo de consumidor, ou seja, residencial, comercial ou industrial. O cliente em baixa tensão, tipicamente residencial ou comercial pequeno, é cobrado de forma estritamente variável, em função do montante de energia consumida no período. O cliente comercial ou industrial em média tensão, por outro lado, está sujeito à tarifação binômia. Isto significa que ele paga uma parcela fixa por mês pela demanda contratada, também chamada de tarifa fio, e outra parcela, variável de acordo com a energia consumida no período. Além disso, o valor da tarifa paga pela energia consumida varia de acordo com o horário do consumo. A energia consumida no horário de ponta é mais cara e a energia consumida no horário de fora ponta é mais barata.

Grande parte dos custos da energia elétrica no Brasil é devida aos impostos incidentes sobre ela. Além dos encargos setoriais, incidem impostos federais e estaduais. Os federais são o PIS e o COFINS. O estadual é o ICMS, que varia conforme o estado e também, em certos casos, conforme o consumo.

Todos os impostos são aplicados “por dentro”, ou seja, a alíquota estipulada incide sobre o valor final com o próprio imposto considerado. Esses impostos são aplicados sobre o valor da tarifa definido pela ANEEL e revisado ao menos uma vez no ano. Dessa forma, a maneira correta de calcular a tarifa cobrada do consumidor final é a seguinte:

Equação 1: Tarifa Efetiva

$$Tarifa\ Efetiva = \frac{Tarifa\ Aneel}{(1 - PIS - COFINS - ICMS)} \qquad (1)$$

A alíquota média dos tributos federais varia mensalmente de acordo com o volume de créditos apurados pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor (LIGHT, 2018).

Ao analisar como se dá a cobrança de impostos federais e estaduais na fatura de energia de unidades consumidoras com geração distribuída, percebemos que a regra difere de acordo com a esfera do imposto. Com relação aos impostos federais PIS e COFINS, após a publicação da lei n°13.169,

eles passaram a incidir apenas sobre o saldo líquido positivo de energia consumida. Ou seja, sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada na rede. Quando houver crédito de energia remanescente dos meses anteriores, na hipótese de a energia injetada ter superado a energia consumida de tal forma a ter deixado crédito para o consumidor, esses créditos devem ser somados à diferença até o limite de zerá-la e permitir que não haja cobrança alguma. Tendo em vista que o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra estabelecida pela lei vale igualmente para todos os estados do país. Há exceções à regra, porém não são abordadas neste estudo, como os casos das modalidades de geração compartilhada e de múltiplas unidades consumidoras (condomínios).

Já com relação ao ICMS, há três formas distintas de cobrança. A primeira, para os estados que aderiram ao convênio do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) ICMS 16/2015, no qual, o ICMS incide somente sobre a energia a ser faturada em determinado mês. Essa energia é determinada pela diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, somada aos eventuais créditos de energia de meses anteriores. Uma limitação dessa lei, como a lei dos impostos federais, é não se aplicar às modalidades de geração compartilhada e de múltiplas unidades consumidoras (condomínios). A lei também não se aplica a empreendimentos com potência instalada acima de 1 MW.

A segunda forma de cobrança é para os estados que não aderiram ao convênio do CONFAZ. Nesses estados, o imposto é cobrado sobre toda a energia consumida da rede, ao invés de ser cobrado apenas sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada (ANEEL, 2017 b).

A terceira forma é uma mistura das duas anteriores. Há distribuidoras que aplicam parcialmente o convênio do CONFAZ. Isto significa que o imposto incide sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada para uma parcela da tarifa, e incide sobre toda a energia consumida para o restante da tarifa. Esse é o caso prático da Light, por exemplo, que isenta a cobrança do ICMS para a parcela da tarifa referente à Tarifa de Energia (TE), mas mantém a cobrança do ICMS para a parcela da tarifa referente à Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (TUSD). Essas duas parcelas, TE e TUSD, são definidas anualmente pela ANEEL para cada distribuidora durante o período de revisão das tarifas e juntas compõem o que é divulgado como a tarifa homologada pela Agência sem incidência de impostos.

2.2 FATORES TÉCNICOS RELEVANTES AO DESEMPENHO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Diversos fatores influenciam o desempenho de um sistema solar fotovoltaico, como tipo de tecnologia adotada, tempo de vida do sistema, sombras, desvio azimutal do local instalado, sujeira depositada sobre os módulos, dentre outros. Abaixo estão dois fatores que se acredita sejam

relevantes ao presente estudo, além da irradiação solar que possui um impacto de grande relevância à análise de risco e aos resultados das simulações e será discutido na sequência.

2.2.1 Eficiência do Sistema (*Performance Ratio*)

Existem diversas perdas técnicas envolvidas na transformação da irradiância solar em energia elétrica por parte do módulo fotovoltaico. A irradiação no local e a temperatura são os dois fatores mais relevantes a afetarem o desempenho dos módulos fotovoltaicos (AKINYELE; RAYUDU; NAIR, 2015). Como visto acima, dois locais diferentes podem possuir irradiações variadas. No entanto, dois lugares com a mesma irradiação ainda podem ter, por exemplo, temperaturas diferentes, dependendo da localização geográfica onde o sistema solar fotovoltaico é instalado. Somado à diferença de temperatura, o desempenho é influenciado por outros fatores como: efeitos de reflexão angular, cabos, inversores e outros. O desempenho de um sistema solar fotovoltaico em condições reais de funcionamento depende da combinação de todos esses fatores e suas consequentes perdas. Essa eficiência do sistema é medida de forma experimental e reflete a sua taxa de desempenho, em inglês *Performance Ratio* (PR). Diversos estudos foram realizados e seus autores definiram as PRs dos respectivos sistemas solares analisados, assim como dos métodos para evolução do cálculo de desempenho para outras medidas mais precisas e de fácil comparação (HERTELEER ET AL., 2017). A PR dos sistemas solares fotovoltaicos atuais, que não contam com *tracker*, pode chegar a 75%. Pode acontecer também de ficar abaixo disso, em especial quando não é possível selecionar a direção exata dos módulos (sobre telhados residenciais, por exemplo) ou quando há sombras no painel, devido, por exemplo, ao relevo, a outras construções próximas, ou árvores existentes no entorno. Essa taxa pode cair a 65% ou, nos piores casos, ficar abaixo de 60%. Em tais circunstâncias, a viabilidade financeira fica gravemente prejudicada, podendo até mesmo inviabilizar o projeto, como será avaliado neste estudo.

2.2.2 Degradação dos Módulos e Inversores

Módulos fotovoltaicos estão sujeitos a diferentes formas de degradação (AKINNYELE; RAYUDU; NAIR, 2015). A taxa de redução anual da potência máxima esperada de uma célula fotovoltaica, um módulo, um painel ou um sistema é comumente chamado de taxa de degradação (do inglês, *degradation rate*). Com o passar dos anos e a evolução da tecnologia solar no mundo, os módulos solares passaram a sofrer menos com a degradação no tempo. Isto é extremamente relevante, uma vez que um sistema solar é projetado para ter vida útil de ao menos 25 anos, com alguns sistemas ultrapassando os 30 anos de vida. Dessa forma, quanto menor for a degradação sofrida pelo painel, por mais tempo ele produzirá uma quantidade de energia mais próxima da quantidade original para a qual foi projetado, melhorando, assim, o retorno sobre o investimento

realizado. Como o custo mais relevante de um sistema solar fotovoltaico é o inicial, quanto mais energia se consegue tirar desse investimento, melhor. E isto está diretamente ligado a uma menor taxa de degradação dos módulos.

Ao longo dos últimos anos essa taxa caiu muito, chegando a níveis inferiores a 1% ao ano (JORDAN ET AL., 2012). Cabe notar que os módulos possuem garantia, por parte dos fabricantes, relacionada à degradação aceita, que eles possam sofrer ao longo do tempo. Normalmente, essa degradação é definida pela perda de eficiência ao longo dos anos e, comumente, está limitada a 80% da eficiência máxima original após 25 anos de vida. Alguns fabricantes chegam a oferecer uma garantia dupla, de no mínimo 90% da eficiência original após os primeiros 10 anos e 80% após 25 anos. A Canadian Solar, um dos fabricantes mais relevantes de módulos solares no mundo hoje, inclusive no Brasil, oferece uma garantia para todos os seus produtos, de degradação máxima no primeiro ano de 2,5%, seguido de uma degradação linear máxima anual de 0,7% nos anos 2 a 25. Assim, o módulo chega ao fim desse período com uma eficiência mínima de 80,7% da eficiência original.

Já o inversor possui uma degradação mais acelerada do que os demais componentes do sistema, com uma vida útil bem inferior aos módulos solares. Um inversor fotovoltaico é composto de capacitores, indutores e componentes eletromecânicos, como relés e chaves, o que os tornam equipamentos mecanicamente complexos e responsáveis por grande parte dos custos de manutenção de um sistema solar. Inversores necessitam de reparos, algumas vezes, e esse custo, bem como o custo da potencial troca do inversor do sistema, deve ser incluído como custo de manutenção e operação no modelo financeiro de um sistema solar fotovoltaico. Diversos fatores podem influenciar a vida útil de um inversor. Como eles estão quase sempre expostos ao tempo, a exposição à temperaturas altas e sol forte acabam afetando sua durabilidade, bem como seu desempenho. Além disso, flutuações na tensão e baixa qualidade da energia na rede podem afetar sua longevidade.

Embora sua vida útil estimada seja de dez anos, é comum o inversor durar mais tempo, havendo casos em que sua durabilidade é de 20 anos ou mais (SANTHANAM, 2015). Isto faz com que ele precise ser substituído ao menos uma vez durante o ciclo de vida inteiro do sistema solar como um todo. Para aumentar a vida útil do inversor, ele deve permanecer limpo e não superaquecer. Uma inspeção regular pode ajudar na identificação de danos visíveis e na verificação de que as grades de ventilação estejam limpas e desimpedidas, mantendo a troca de calor com o ambiente em níveis ideais.

2.3 IRRADIAÇÃO SOLAR

Energia solar é gerada durante as horas do dia e, em média, em maior quantidade quando o sol está brilhando mais intensamente (BORENSTEIN, 2008). O Brasil é um dos países com maior irradiação solar no mundo. Os níveis mais altos de irradiação no país se encontram no interior do

Nordeste e são equiparáveis aos mais altos do mundo, como se pode ver na Figura 1. Os níveis de irradiação solar no Brasil (1.500-2500 kWh/m²) são melhores do que em outros países onde a inserção da energia solar fotovoltaica foi fortemente incentivada pelo governo e essa fonte de energia já está muito mais difundida e consolidada. É o caso, por exemplo, da Alemanha (900-1250 kWh/m²), da França (900-1650kWh/m²) e da Espanha (1200-1850 kWh/m²) (PEREIRA ET AL., 2006).

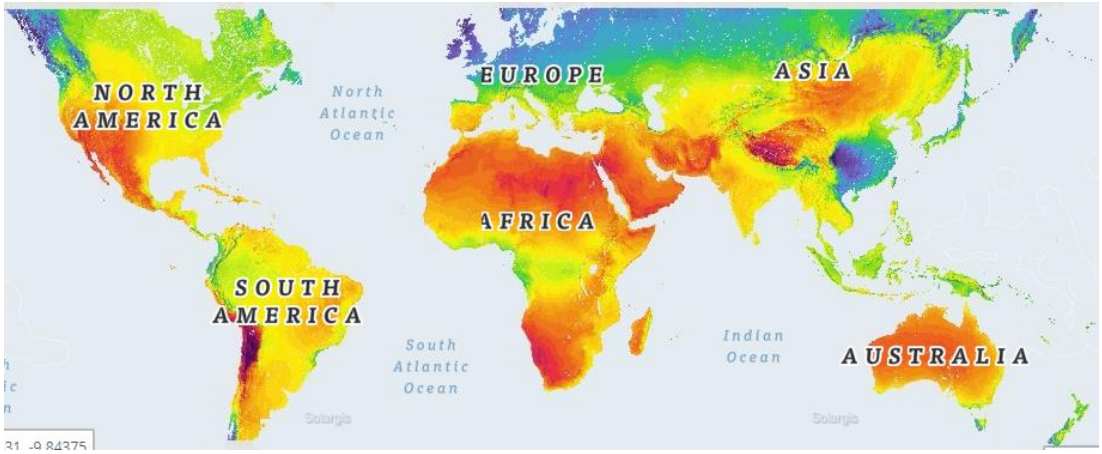


Figura 1: Mapa-múndi da Irradiância Solar Global

Fonte: Global Solar Atlas. Disponível em: <http://globalsolaratlas.info/> Acesso em: 11 jul. 2018.

Para a avaliação técnica e econômica de projetos de energia solar e o desenvolvimento e validação de modelos baseados em energia solar, é fundamental uma base de dados confiável e longa. Nessa linha, medidas de irradiância (W/m2) ou irradiação (Wh/m² ou J/m²) solar vêm sendo realizadas há algumas décadas no Brasil, utilizando o modelo BRASIL-SR. Esse modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície, combina a aproximação de “dois-fluxos” na solução da equação de transferência radiativa com o uso de parâmetros determinados de forma estatística a partir de imagens de satélite (ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 2ª edição). Para a validação das estimativas produzidas pelo modelo BRASIL-SR, foram utilizados dados observados em estações solarimétricas privadas e públicas. A base de dados utilizada no procedimento de validação compreende o período de 2005 a 2015, totalizando 503 estações de superfície, selecionadas pela sua qualidade a partir de 900 estações existentes. A partir desses dados foi gerado o mapa de irradiância no Brasil, que apresenta a irradiação global horizontal total diária, conforme a **Erro! Fonte de r eferência não encontrada.**.

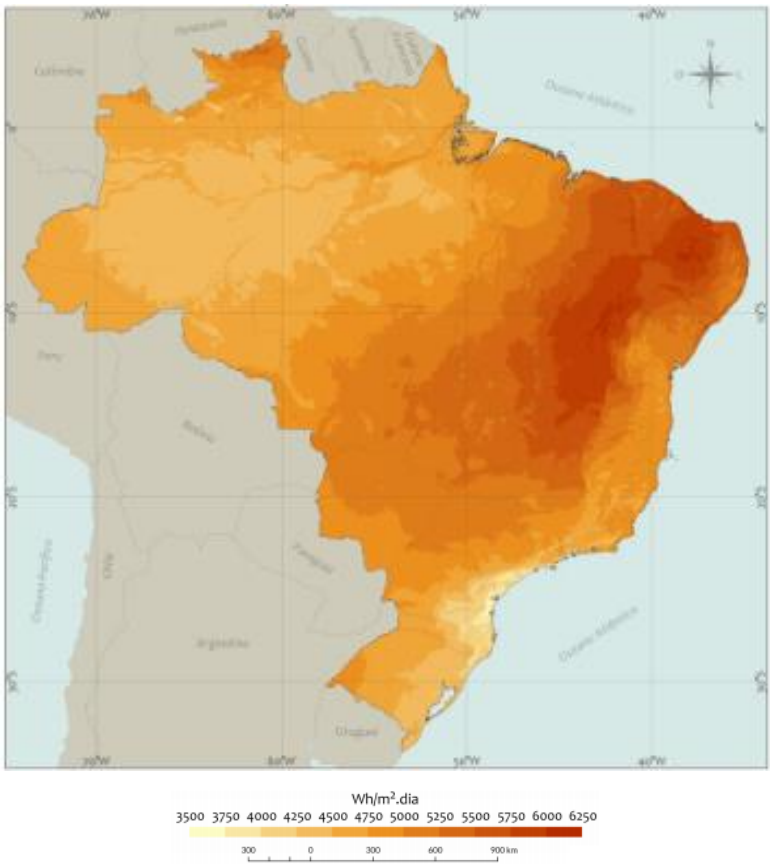


Figura 2: Mapa da Irradiância Solar no Brasil

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#> Acesso em: 6 jul. 2018.

O Brasil é um país de proporções continentais e, por estar principalmente distribuído ao longo do eixo norte-sul, permeia diversas latitudes. Isto faz com que exista grande variação no nível de irradiação entre as diferentes regiões do país. Assim, um sistema solar instalado no Sul do país não será capaz de gerar a mesma quantidade de energia que o mesmo sistema quando instalado na região Sudeste ou Nordeste do país. Consequentemente, a viabilidade, os riscos e o retorno financeiro esperados do projeto também variam em função da irradiação no local em que o sistema for instalado. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta o valor médio da irradiação para cada região d o país.

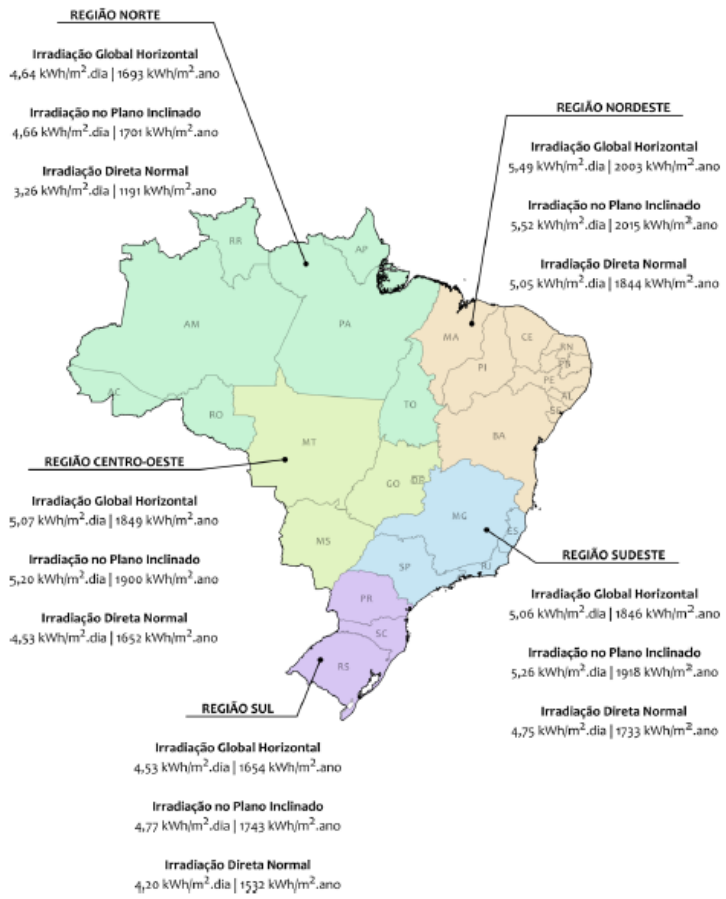


Figura 3: Mapa da Irradiância Solar Média das Regiões do Brasil

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar

Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#> Acesso em: 6 jul. 2018.

Além da irradiação média da região onde um sistema solar será instalado é importante levar em consideração a variação dessa irradiação ao longo dos anos. Para análise dessa variação no tempo é necessário acessar os dados originais, medidos em curtos espaços de tempo. Em geral, as medições são realizadas em intervalos de uma hora, seja através de satélites e posteriormente tratados, matematicamente, para chegar ao resultado de irradiação na superfície terrestre, ou por meio de estações solarimétricas que medem a irradiação local. Tal dado é disponibilizado publicamente, por exemplo, pela NASA através do projeto MERRA/2 (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications), que utiliza dados de satélites e realiza tratamento com modelos de reanálises. (HAGHDADI ET AL., 2016 e PFENNINGER; STAFFELL, 2016).

Após a identificação na literatura de diversos elementos de natureza variada que são em maior ou menor grau responsáveis pelo desempenho de um sistema solar fotovoltaico e pela sua viabilidade

financeira, levantou-se a hipótese de que há situações atualmente no Brasil onde sistemas solares fotovoltaicos são viáveis e outras situações em que são inviáveis financeiramente. O que se buscou foi identificar quais são os limiares e quais os principais responsáveis por essa viabilidade, levando em consideração os riscos atrelados a cada variável do modelo na hora de realizar a simulação. Dessa forma, visamos auxiliar a tomada de decisão tanto de clientes avaliando a possibilidade de adoção dessa tecnologia, como formuladores de políticas públicas que podem auxiliar no crescimento da adoção dessa tecnologia no país através de incentivos diretos e indiretos. Além disso, procurou-se expandir o entendimento sobre o assunto na academia a respeito do tema, para que futuros trabalhos possam continuar avançando e aprimorando o modelo.

3 MÉTODO

O método utilizado neste estudo consiste na elaboração de um modelo matemático para avaliar a viabilidade financeira de um sistema solar fotovoltaico de características variadas e sob uma ampla gama de cenários, utilizando para tal o método de Simulação de Monte Carlo, detalhado mais à frente na seção 3.2, com geração aleatória de cenários no modelo, a partir de distribuições estatísticas das variáveis de entrada.

Para rodar o modelo utilizou-se o software Excel, que serviu de base para o modelo matemático-financeiro. Adicionalmente utilizou-se o software de análise de riscos @Risk, que roda dentro do próprio Excel e permite o uso de distribuições estatísticas como dados de entrada do modelo. Este software então simula milhares de cenários possíveis a partir das distribuições estatísticas dos dados de entrada, apresentando distribuições estatísticas como saídas do modelo, ao invés de valores estáticos. Isto possibilita uma avaliação mais precisa por parte do tomador de decisão quanto aos riscos envolvidos nos projetos, como, por exemplo, qual a probabilidade do resultado financeiro ser positivo ou negativo, para determinada simulação.

O modelo desempenha as análises financeiras utilizando os principais *drivers* que determinam a viabilidade dos investimentos: tributário (impostos e incentivos fiscais), econômicos (tarifa de energia, inflação), financeiro (custo de capital), tecnológico (sistema fotovoltaico, eficiência), regional (irradiação), operação, manutenção e outros.

O modelo teórico será apresentado primeiro, juntamente com suas respectivas equações. Em seguida, serão expostas as definições do sistema solar fotovoltaico considerado para o presente estudo. Na sequência, as variáveis de entrada necessárias para o modelo, incluindo os riscos associados a cada uma das variáveis de entrada que serão analisados e a distribuição selecionada para as simulações e seus respectivos parâmetros de entrada.

Neste estudo serão avaliados os impactos sobre a viabilidade financeira dos sistemas solares das seguintes fontes de incerteza: irradiação solar, autoconsumo residencial e comercial, PR do sistema, taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos, impostos federais (PIS e COFINS) e estadual (ICMS), aumento real anual da tarifa de energia, custos de aquisição e implementação, custos de operação e manutenção, inflação e custo médio ponderado do capital, em inglês, *Weighted Average Cost of Capital* (WACC).

3.1 MODELO TEÓRICO MATEMÁTICO-FINANCEIRO

O modelo financeiro inclui as variáveis de viabilidade mais relevantes de um projeto solar fotovoltaico: Fluxo de Caixa (FC), VPL, TIR e Período de *Payback* (PPB). Além de Ramírez et al. (2017),

outros autores como Hsu; Korimara; Cheng (2014) e Kumar (2015) também utilizaram essas medidas em seus trabalhos.

3.1.1 Principais Métodos de Análise de Investimentos

3.1.1.1 Fluxo de Caixa

O FC., é calculado para cada período t (igual a um ano no presente estudo) conforme a equação 2:

Equação 2: Fluxo de Caixa

$$FC_t = \sum_{t=1}^{n} R_t - \sum_{t=1}^{n} D_t + \varepsilon \qquad (2)$$

onde:

- R_t é a soma de todas as receitas no período t (em unidade monetária)
- D_t é a soma de todas as despesas no período t (em unidade monetária)
- ε são os erros associados às estimativas

As receitas brutas são calculadas segundo a equação 3 seguinte:

Equação 3: Receitas Brutas

$$R_t = R_{1,t} + R_{2,t} + \varepsilon = P_{1,t}\beta_i\eta_s[1-(t-1)\gamma_m]v_{1,t} + P_{2,t}\beta_i\eta_s[1-(t-1)\gamma_m]v_{2,t} + \varepsilon$$
$$= \beta_i\eta_s[1-(t-1)\gamma_m](P_{1,t}v_{1,t} + P_{2,t}v_{2,t}) + \varepsilon \qquad (3)$$

onde:

- $R_{1,t}$ é a soma de todas as receitas relacionadas à energia injetada na rede através do modelo de compensação no período t (em unidade monetária)
- $R_{2,t}$ é a soma de todas as economias relacionadas ao autoconsumo no período t (em unidade monetária)
- $P_{1,t}$ é a potência da instalação relacionada à energia injetada na rede pelo modelo de compensação (kW)
- β_i é a irradiação solar no local da instalação do sistema (kWh/m²)
- η_s é a eficiência do sistema solar fotovoltaico (PR)
- γ_m é o coeficiente que representa a depreciação do módulo fotovoltaico a longo do seu ciclo de vida
- $v_{1,t}$ é o valor recebido no formato de crédito da distribuidora do local de instalação do sistema pela energia gerada e injetada na rede (R$/kWh)
- $P_{2,t}$ é a potência da instalação relacionada à energia utilizada para autoconsumo (kW)

- $v_{2,t}$ é a tarifa de energia elétrica vigente na distribuidora do local de instalação do sistema (R$/kWh)

As despesas são calculadas segundo a equação 4 a seguir:

Equação 4: Despesas

$$D_t = C_{om,t} + C_{seg,t} + \varepsilon \qquad (4)$$

onde:

- $C_{om,t}$ é o custo anual de manutenção, reparo e operação. É um valor percentual do investimento inicial do projeto
- $C_{seg,t}$ é o custo do seguro do sistema solar fotovoltaico, calculado como um valor percentual do valor corrente (no período t) do sistema

Uma vez que o FC de cada período for calculado através da equação (2), a viabilidade do projeto é avaliada através do VPL, da TIR e do PPB.

3.1.1.2 Valor Presente Líquido

O VPL é calculado através da soma de todas as entradas e saídas de caixa em cada período, trazidas a valor presente por meio de uma taxa de desconto que deve refletir o nível de risco do projeto. Essa taxa é o custo médio ponderado do capital necessário para a implementação do projeto. O método possui algumas desvantagens, sendo uma delas a necessidade da taxa de desconto. Outra desvantagem é a dificuldade de comparação de projetos de portes diferentes (ROSS ET AL., 2016). Autores como Ramírez et al. (2017) entre outros, utilizaram a equação 5, abaixo, em trabalhos passados, onde S representa o investimento inicial.

Equação 5: Valor Presente Líquido

$$VPL = -S + \sum_{n=1}^{t} \frac{FC_n}{(1+WACC)^n} + \varepsilon$$

$$= -S + \frac{FC_1}{(1+WACC)^1} + \frac{FC_2}{(1+WACC)^2} + \frac{FC_3}{(1+WACC)^3} + \ldots + \frac{FC_n}{(1+WACC)^n} + \varepsilon \qquad (5)$$

3.1.1.3 Taxa Interna de Retorno

A TIR é a taxa de desconto que faz com que o VPL seja igual a zero. Ele é utilizado pra avaliar a atratividade de um projeto ou investimento. Se a TIR de um novo projeto exceder o retorno mínimo

exigido pela empresa ou pelo investidor, ou seja, seu WACC, o projeto é viável financeiramente. Se a TIR for inferior ao retorno mínimo exigido, o projeto deve ser rejeitado. A vantagem da TIR é expressar o mérito do projeto em um valor único, a partir do seu FC esperado. Uma desvantagem do método é que um mesmo projeto pode apresentar mais de uma TIR. Isso ocorre quando o FC é não convencional, ou seja, quando houver mais de uma inversão de sinal no FC projetado. Utilizando a expressão do VPL, a TIR é calculada pela expressão que leva o VPL a zero, conforme apresentado na equação 6 a seguir.

Equação 6: Taxa Interna de Retorno

$$VPL = -S + \sum_{n=1}^{t} \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} + \varepsilon = 0 \qquad (6)$$

3.1.1.4 Retorno Sobre o Investimento

A taxa de Retorno sobre Investimento, em inglês *Return on Investment (ROI)* é uma medida que compara o FC livre gerado por um projeto, positivo ou negativo, com o investimento necessário para realizar esse projeto. De acordo com Wernke (2008), o interesse por este indicador deve-se ao fato de que ele combina fatores de lucratividade (como receitas, custos e investimentos) e os transforma em taxa percentual. No entanto, não há um consenso a respeito dos fatores que devem ser considerados para a determinação do ROI.

Neste estudo, considerou-se para o cálculo do ROI o VPL do FC do projeto e o investimento total necessário para a aquisição e implementação do sistema solar fotovoltaico. Dessa forma, o ROI é expresso pela seguinte equação 7 abaixo:

Equação 7: Retorno Sobre o Investimento

$$ROI = \frac{VPL}{Investimento} \qquad (7)$$

3.1.2 Período de *Payback*

O tempo necessário para que o investimento do projeto retorne é chamado de Período de *Payback* (PPB). Este indicador é interessante para avaliação, embora ele ignore o FC existente após o retorno do investimento, não dizendo muito sobre a viabilidade e atratividade do projeto. Dessa forma, não deve ser utilizado como principal método para avaliar um investimento. O PPB pode ser calculado a partir do FC, sem levar em consideração o efeito do WACC (*Payback* simples). O presente

estudo utilizará o *Payback* descontado, que leva em consideração o efeito do WACC no cálculo do PPB a partir do VPL de cada período (ROSS ET AL., 2016).

3.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

O método de simulação de Monte Carlo é utilizado para se estimar o valor esperado de determinada variável a partir do resultado obtido com base em repetidas iterações matemáticas, e pode ser descrito como método de simulação estatística que utiliza sequências de números aleatórios para desenvolver simulações. É muito utilizado em processos estocásticos, que possui ao menos um termo aleatório, como a irradiação solar no caso deste estudo, o que faz com que a saída do modelo não possa ser determinada diretamente a partir dos dados de entrada, mas é possível ser estimada, caso as probabilidades das variáveis de entrada sejam conhecidas.

Desta maneira, para rodar a simulação de Monte Carlo é necessário elaborar um modelo matemático em termos de funções de densidade de distribuição de probabilidade conhecidas e que servirão como dados de entrada no modelo e, a partir das quais, a simulação pode realizar iterações repetidas e aleatórias. A repetição do processo inúmeras vezes fornece valores de saída para as variáveis desejadas na forma de distribuição estatística com parâmetros conhecidos.

Neste estudo optou-se por utilizar o método de simulação de Monte Carlo para determinar os resultados de viabilidade de sistemas solares fotovoltaicos e os riscos atrelados aos resultados, utilizando como dados de entrada distribuições estocásticas conhecidas para diversas variáveis relevantes, tanto técnicas como econômicas, tais como irradiação solar, variação da tarifa de energia ou eficiência do sistema. O software utilizado para rodar as simulações foi o @Risk e foram realizadas cinco mil iterações para cada uma das simulações.

Este modelo é uma simplificação da realidade, porém, com a utilização de dados de entrada confiáveis, possui uma relevância considerável como instrumento de tomada de decisão, apresentando os riscos envolvidos. Quanto mais aprimorado for o modelo, mais próximo os resultados serão da realidade e maior será sua relevância enquanto instrumento de análise de riscos e apoio à tomada de decisão.

3.3 PREMISSAS OPERACIONAIS

Para definição das premissas operacionais foi necessário determinar o perfil de clientes foco para a instalação dos sistemas solares, bem como os locais para as instalações. Definiu-se para o estudo dois perfis de clientes: um residencial conectado em baixa tensão, com consumo de 7.200 kWh por ano e outro comercial conectado em média tensão, com consumo de 150.000 kWh por ano. Para a seleção das cidades, levou-se em consideração as regiões do país com maior e menor potencial de irradiação, que são as do Nordeste e Sul, bem como a região sudeste pela sua relevância enquanto

lugar de maior consumo do país, além de local onde o trabalho foi realizado. Para definir as cidades a serem analisadas nas regiões Nordeste e Sul, considerou-se a capital do estado com maior consumo de energia elétrica na área, que foram Salvador – BA na região Nordeste e Curitiba – PR na região Sul (EPE, 2018). Para a região sudeste foi selecionada a cidade do Rio de Janeiro, sede do estudo.

A partir dos perfis de clientes e da necessidade de energia de cada um, foram definidos os sistemas solares fotovoltaicos que melhor se adequavam às suas necessidades. Para o cliente residencial foi definido e analisado um sistema menor, de 4 kW de potência. Para o cliente comercial determinou-se um sistema de maior porte, com 100 kW de potência instalada. Ambos os sistemas considerados para análise possuem suporte fixo.

3.3.1 Autoconsumo Residencial

Como o padrão de consumo de cada cliente varia, ou seja, a hora em que a energia elétrica é consumida não é constante para todos os usuários. Para o cliente residencial, sempre há parte do consumo realizado à noite, quando não há mais geração de energia elétrica pelo sistema solar. No entanto, a parcela da energia consumida no mês no qual é consumida à noite pode variar em função do hábito dos moradores e trabalhadores da casa. Se houver muito movimento durante o dia, o consumo não será exclusivamente noturno. Porém se o movimento for reduzido durante o dia, grande parte da geração é noturna. No fim de semana o perfil pode alterar, pois mesmo uma casa sem movimentação diurna durante os dias de semana pode ter intensa mobilidade durante o dia nos finais de semana. Assim, para a simulação, considerou-se que o autoconsumo residencial pode variar entre 20% e 80%, com valor mais esperado em 40%, pois provavelmente o consumo maior seja à noite, quando os moradores estão em casa e ao mesmo tempo ocorre o pico de demanda no país. Isto significa que a distribuição utilizada no modelo será uma distribuição triangular com parâmetros de 20%, 40% e 80% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente.

Menos de 20% só seria possível para residências que desligassem todos os equipamentos elétricos durante todos os dias, o que não é razoável considerar, e mais de 80% seria apenas em uma residência com hábitos absolutamente diurnos, o que também não é plausível, dado que a geração de energia cai ao longo da tarde até o início da noite.

3.3.2 Autoconsumo Comercial

O perfil de consumo comercial difere significativamente do residencial. Enquanto no cliente residencial grande parte do consumo se dá à noite, quando os moradores estão em casa realizando atividades domésticas, numa unidade consumidora comercial esse perfil passa a ser mais diurno, momento em que as atividades estão rodando plenamente.

Devido aos fatores mencionados, optou-se por assumir que o autoconsumo do consumidor comercial varia de um mínimo de 50% até um máximo de 90%, assumindo que o valor mais baixo será para aquelas atividades que operam por períodos mais longos, com atuação relevante no período noturno além do diurno. Já o valor mais elevado está ligado às atividades que operam apenas durante o dia e possuem grande parte do seu consumo concentrado nos horários que também possuem maior geração de energia. Optou-se por não assumir o máximo de 100%, pois a geração de energia solar não é constante ao longo do dia e nem entre os diversos dias do ano, havendo necessidade de alguma injeção da energia gerada. A exceção se daria nos casos em que o sistema solar não fosse projetado para suprir a totalidade da energia consumida pela unidade consumidora, ou muito próxima da totalidade, o que não é o caso deste estudo.

Assim sendo, a distribuição utilizada no modelo será uma distribuição triangular com parâmetros de 50%, 80% e 90% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente.

3.4 IRRADIAÇÃO SOLAR

A variação da irradiação solar é um dos fatores que mais pode influenciar a geração de energia elétrica pelo sistema instalado e, consequentemente, a viabilidade e o retorno financeiro do investimento. Por isto, é fundamental analisar como essa irradiação varia ao longo do tempo e quais os riscos atrelados a ela no retorno previsto. No modelo financeiro elaborado para o estudo, a irradiação aparece sob a variável β_i na equação 3.

Há muito dado disponível sobre irradiação solar no mundo todo, incluindo bases de dados livres e comerciais. Este dado já é coletado há décadas por agências governamentais e institutos de pesquisa, como, por exemplo, a NREL e a NASA nos Estados Unidos ou o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais no Brasil. Algumas dessas bases de dados oferecem apenas dados médios de irradiação solar para as regiões que abrangem e outras oferecem uma maior quantidade de elementos, como informações diárias ou mesmo horárias ao longo de vários anos.

Como o presente estudo busca avaliar os riscos envolvidos em projetos solares fotovoltaicos e a irradiação é uma das fontes de incerteza do modelo é necessário avaliar como a irradiação varia ao longo do tempo em cada uma das regiões estudadas, uma vez que isto influenciará diretamente a geração de energia e o retorno do projeto. Assim, para analisar a variação da irradiação solar no tempo, foram utilizados os dados públicos do projeto MERRA/2 que a NASA coletou, tratou e disponibiliza livremente. Este dado está disponível na plataforma Renewables.ninja, desenvolvida por dois pesquisadores europeus e de fácil utilização (PFENNINGER; STAFFELL, 2016). Houve coleta de dados para todas as cidades pesquisadas, com medições horárias de irradiação direta e indireta para os anos de 2000 a 2017. Para cada cidade colocou-se a inclinação do sistema como ótima, já que muitas vezes há possibilidade de definir a inclinação desejada. Quando não é possível definir a

inclinação, como em telhados residenciais, elas variam dentro do intervalo de inclinação máxima e mínima ótimas para as cidades deste estudo, sendo elas 25° e 10°.

Para cada cidade foi feita uma análise dos dados para identificar a média diária de irradiação para cada mês de cada ano. Em seguida, identificou-se a média e o desvio padrão para cada mês nos 18 anos analisados. Esses informes então serviram como dados de entrada para a irradiação mensal recebida pelo sistema solar. Sendo assim, a distribuição dos dados de entrada do modelo para a irradiação é uma distribuição normal, com parâmetros de média e desvio padrão para cada mês do ano. Esses valores servirão para cálculo da energia gerada pelo sistema a cada mês. A tabela abaixo apresenta os valores de média e desvio padrão da irradiação para cada mês e cada cidade considerada no estudo, com suporte fixo e inclinação ótima para o local.

Tabela 1: Irradiação Solar Média por Mês em cada Cidade do Estudo

Média (μ)	Rio de Janeiro	Salvador	Curitiba
Janeiro	5,87	6,55	5,84
Fevereiro	6,11	6,72	5,94
Março	5,70	6,73	6,07
Abril	5,78	6,35	5,65
Maio	5,21	5,80	4,78
Junho	5,02	5,52	4,55
Julho	5,17	5,72	4,71
Agosto	5,85	6,24	5,45
Setembro	6,13	6,74	5,65
Outubro	6,22	6,89	5,82
Novembro	6,01	6,56	6,09
Dezembro	5,95	6,47	6,01

Fonte: Elaborado a partir de dados de Renewables.ninja

Disponível em: <https://www.renewables.ninja/> Acesso em: 22 out. 2018

Tabela 2: Desvio Padrão da Irradiação Solar por Mês e Cidade

Desvio Padrão (σ)	Rio de Janeiro	Salvador	Curitiba
Janeiro	0,49	0,49	0,37
Fevereiro	0,63	0,36	0,51
Março	0,43	0,43	0,46
Abril	0,49	0,36	0,47
Maio	0,20	0,27	0,46
Junho	0,26	0,16	0,31
Julho	0,33	0,17	0,58
Agosto	0,28	0,17	0,32
Setembro	0,39	0,18	0,51
Outubro	0,37	0,33	0,46
Novembro	0,19	0,33	0,36
Dezembro	0,31	0,29	0,39

Fonte: Elaborado a partir de dados de Renewables.ninja

Disponível em <https://www.renewables.ninja/> Acesso em: 22 out. 2018

Tabela 3: Inclinação do Sistema Solar para cada Cidade

Inclinação	Rio de Janeiro	Salvador	Curitiba
	20°	15°	25°

3.5 CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

As características do módulo solar fotovoltaico associado aos sistemas solares são, juntamente com a irradiação solar, uma das entradas mais importantes para o modelo financeiro elaborado. Nesse sentido, as características são a PR do sistema solar e a taxa de degradação dos módulos ao longo do tempo. Essas características aparecem respectivamente no modelo sob as variáveis η_s e γ_m na equação 3.

A eficiência do sistema solar depende de fatores variados, como desvio azimutal, sombras (árvores, construções etc.), relevo na região e perdas dos próprios equipamentos elétricos, como cabos. Essa eficiência é medida em sistemas em funcionamento e servem de base para cálculos de eficiência de novos projetos.

Adicionalmente, as estimativas utilizando como fonte os dados de reanálise do projeto da NASA Merra/2 mostraram uma significativa superestimativa do desempenho do sistema solar

fotovoltaico (ZHANG ET AL., 2016). Avaliando a correção apresentada pelos autores para as cidades consideradas no estudo, identificou-se que os valores de saída estavam entre 11% e 13% abaixo da irradiação medida, como forma de correção utilizada pelos autores. Tal correção foi incluída neste estudo no cálculo de eficiência do sistema.

Levando em consideração o desempenho médio de sistemas solares fotovoltaicos na faixa de 65% a 85% e a correção feita em cima dos dados coletados de 12 pontos percentuais em média, definiu-se como dado de entrada no modelo, uma distribuição triangular para a PR η_s, com parâmetros de 53%, 63% e 73% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente.

Com relação à taxa de degradação, que indica o quanto a eficiência de um módulo fotovoltaico cai a cada ano de vida e aparece na equação 3 como γ_m, assumiu-se uma distribuição triangular com parâmetros de 0,2%, 0,5% e 0,8% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente, com base nas informações disponíveis na literatura e nas garantias oferecidas pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos, como, por exemplo, a Canadian Solar. Vale ressaltar que esses valores foram verificados junto a empresas do setor que possuem experiência no assunto.

3.6 VALOR DA TARIFA DE ENERGIA

Como já exposto, sobre o valor da tarifa definido pela ANEEL para cada distribuidora incidem ainda os impostos federais (PIS e COFINS) e estadual (ICMS). Os impostos federais variam a cada mês, dado que a alíquota média desses tributos varia de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, como, por exemplo, a energia adquirida para revenda ao consumidor (LIGHT, 2018). O imposto estadual varia de estado para estado, tanto em valor da alíquota quanto em quebra de múltiplas alíquotas de acordo com a faixa de consumo. Assim, enquanto alguns estados possuem uma única alíquota para todos os clientes, outros possuem alíquotas variadas de acordo com faixas de consumo pré-estabelecidas.

Neste estudo, para o preço da energia elétrica, $v_{2,t}$ na equação 3, utilizou-se a tarifa definida pela ANEEL e nela aplicaram-se os impostos federais e estaduais. Para os impostos federais como o PIS foram considerados como entrada no modelo uma distribuição triangular com parâmetros de 0,83%, 1,07% e 1,55% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente. Para COFINS, a distribuição de entrada também foi triangular com parâmetros de entrada foram considerados 3,82%, 4,94% e 7,15% respectivamente para mínimo, mais esperado e máximo. A tabela abaixo apresenta o detalhe dos valores considerados.

Tabela 4: Alíquota de PIS e COFINS da Light para o ano de 2018

	Alíquota PIS	**Alíquota COFINS**
Janeiro	1,06%	4,92%
Fevereiro	1,08%	4,97%
Março	1,08%	4,97%
Abril	0,92%	4,27%
Maio	1,04%	4,81%
Junho	1,11%	5,13%
Julho	1,55%	7,15%
Agosto	0,97%	4,48%
Setembro	1,13%	5,23%
Outubro	0,93%	4,29%
Novembro	1,12%	5,18%
Dezembro	0,83%	3,82%
Mínimo	**0,83%**	**3,82%**
Máximo	**1,55%**	**7,15%**
Médio	**1,07%**	**4,94%**

Fonte*:* Light (2018)

Já para o imposto estadual, cuja alíquota varia entre os estados, buscou-se a alíquota vigente em cada um dos respectivos estados das cidades selecionadas. Quando houve mais de uma alíquota para o mesmo estado, foi utilizada a alíquota correspondente à faixa de consumo do perfil considerado. Os dados estão compilados e apresentadas na tabela abaixo.

Tabela 5: Alíquota de ICMS sobre a Energia Elétrica por Cidade

	Alíquota ICMS
Rio de Janeiro	32%
Salvador	27%
Curitiba	29%

Fonte: Light (2019)[1], Coelba (2019)[2] e Copel (2019)[3]

[1] Disponível em: <http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx> Acesso em: 20 jan.2019.

[2] Disponível em: <http://servicos.coelba.com.br/Documents/TARIFAS/2018/09.Novos%20Pre%C3%A7os%20Finais_Grupo%20B_Setembro%202018_Res%20Homologat%C3%B3ria%202.382.pdf> Acesso em: 20 jan. 2019

[3] Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e/b2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9/$FILE/Exemplo_tarifa_residencial.pdf> Acesso em: 20 jan. 2019.

Após a identificação dos impostos incidentes sobre as tarifas de energia aprovadas pela ANEEL e revisadas ao menos uma vez por ano, foram levantadas as tarifas vigentes para cada classe tarifária segundo os perfis de clientes definidos no estudo. Abaixo constam as tarifas vigentes no momento do levantamento e consideradas para o primeiro ano de cada cenário simulado. Cabe destacar que a tarifa efetiva será calculada para cada cenário da simulação, uma vez que os impostos federais PIS e COFINS sofrem variação e serão dados de entrada no modelo na forma de distribuição estocástica, e não como valores estáticos, como é o caso da tarifa ANEEL e da alíquota do ICMS, que não apresentam variação.

Tabela 6: Tarifa de Energia Homologada pela ANEEL

Cidade	Tarifa ANEEL	
R$/kWh	**Residencial**	**Comercial**
Rio de Janeiro	0,57498	0,35838
Salvador	0,51937	0,25276
Curitiba	0,50752	0,33511

Fonte: Light (2019)[1], Coelba (2019)[2] e Copel (2019)[3]

A partir do segundo ano das simulações, ocorreu um aumento da tarifa de energia. Esse aumento da tarifa pode variar, já que é definido a partir de um levantamento da ANEEL sobre os gastos incorridos por cada distribuidora em cada ano. Observando o passado recente e o cenário atual do setor elétrico brasileiro, acredita-se que a maior probabilidade é de que o aumento da tarifa de energia nos próximos anos seja superior à inflação, não sendo possível precisar o quanto maior ele será. Sendo assim, para o estudo foi adotado como dado de entrada no modelo para a variável de aumento real anual da tarifa de energia, uma distribuição triangular com parâmetros de 0%, 2% e 4% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente.

---

[1] Disponível em: <http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx> Acesso em: 20 jan. 2019.

[2] Disponível em: <http://servicos.coelba.com.br/Documents/TARIFAS/2018/09.Novos%20Pre%C3%A7os%20Finais_Grupo%20B_Setembro%202018_Res%20Homologat%C3%B3ria%202.382.pdf> Acesso em: 20 jan. 2019.

[3] Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e/b2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9/$FILE/Exemplo_tarifa_residencial.pdf> Acesso em: 20 jan. 2019.

3.7 CUSTOS DE AQUISIÇÃO E IMPLEMENTAÇÃO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

O custo de aquisição de um sistema solar fotovoltaico caiu de maneira acentuada nos últimos anos, já estando em um patamar muito mais competitivo e aumentando os cenários em que é viável financeiramente. Ao analisar o preço de um sistema solar fotovoltaico já instalado (incluindo compra de equipamentos, custo de mão de obra, impostos, despesas indiretas e lucro) é possível perceber que, quanto maior é o sistema adquirido, menor é o preço unitário desse sistema (R$/Wp). Consequentemente, maior é a probabilidade de o sistema ser viável financeiramente e apresentar melhores retornos sobre o investimento. Usinas de energia de fontes renováveis podem ser descritas como de elevado investimento inicial, porém baixo custo de operação e manutenção, como se verifica na seção a seguir. Isto é contrário às usinas de fontes fósseis de energia, que necessitam de baixo investimento inicial, porém possuem um alto custo variável de operação e manutenção.

Dessa maneira, é evidente que deve ser considerado um custo diferente para cada tamanho de sistema. Assim, a tabela 4 apresenta os custos de instalação considerados como dados de entrada no modelo para cada tamanho de sistema, em R/Wp. Esses valores foram considerados para o cálculo do VPL na equação 5.

Cabe notar também que esses custos estão associados a sistemas solares fotovoltaicos com suporte fixo e os valores foram validados por profissionais do mercado com vasta experiência no setor e em constante monitoramento dos preços praticados.

Estes dados serviram para entrada no modelo na forma de distribuições triangulares, com parâmetros de mínimo, médio e máximo conforme a tabela abaixo.

Tabela 7: Custo de Aquisição e Implementação de Sistemas Solares Fotovoltaicos por Tamanho

Tamanho do Sistema Solar			R$/Wp
(kWp)	Mínimo	Médio	Máximo
4	3,75	5,83	8,00
100	2, 87	4, 57	6, 67

Fonte: Elaborado a partir de Greener (2018)

3.8 CUSTOS DE OPERAÇÃO & MANUTENÇÃO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Os custos de Operação & Manutenção (O&M) de uma usina fotovoltaica compreendem diversos fatores que precisam ser considerados, usinas grandes em especial. Esses custos podem incluir, embora não sejam limitados aos que estão vinculados à gestão geral do local (vias, construções, lixo), à inspeção elétrica (visual, termografia infravermelha, curva de corrente-tensão), à limpeza do painel e controle da vegetação, à manutenção e substituição do inversor e ao seguro.

Custos anuais com O&M ficam tipicamente na faixa entre 1% e 5% do custo total de implementação para uma usina de potência superior a 1MW (ENBAR AND WENG, 2015). Os valores mais elevados estão associados à usinas que utilizam *tracking* e não foram considerados no estudo.

Com base nas informações coletadas, a tabela 5 apresenta os custos de O&M associados a cada um dos sistemas solares fotovoltaicos avaliados no presente trabalho, como um percentual do investimento inicial. Esses valores foram considerados como dados de entrada nas despesas anuais do modelo na equação 4, como distribuições triangulares de parâmetros 1%, 2% e 3% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente.

3.9 PREMISSAS ADICIONAIS PARA O CÁLCULO

As seguintes premissas adicionais também foram consideradas para este estudo:

(i) O único modelo considerado é o de compensação de energia, segundo as regras implantadas inicialmente pela resolução 482 da ANEEL em 2012. Isto significa que não inclui eventuais subsídios financeiros, incentivos fiscais, empréstimos ou incentivos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) ou eficiência energética.

(ii) O ciclo de vida considerado para cada instalação é de 25 anos. Também foi considerada uma amortização linear com valor residual igual a zero ao fim do ciclo de vida.

(iii) A distribuição estocástica de entrada para a inflação considerada foi uma distribuição Pert com parâmetros de 2,95%, 5,91% e 10,67% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente. Essa distribuição é similar à distribuição triangular, porém possui uma probabilidade levemente mais concentrada em torno do valor mais esperado. Os valores de entrada da distribuição foram baseados no histórico de inflação entre 2003 e 2018.

(iv) Os impostos aplicados para cálculo da tarifa efetiva de energia para o cliente final são aqueles em vigência por ocasião da coleta (mês de janeiro de 2019).

(v) A distribuição estocástica de entrada para o WACC considerada foi uma distribuição Pert com parâmetros de 6,42%, 12,48% e 23,26% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente. Essa distribuição é a mesma para a inflação e possui grande semelhança com a distribuição triangular, com uma probabilidade um pouco maior para os valores próximos ao valor mais esperado. Os valores assumidos foram obtidos a partir da séria histórica do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) entre 2003 e 2018 (PORTAL BRASIL, 2019).

Foi considerada ainda, uma distribuição constante no tempo, embora esse custo tenha sofrido queda ao longo dos últimos 15 anos. Isto se deu pelo risco elevado causado por uma recente mudança de governo, gerando instabilidade e incertezas sobre o cenário macroeconômico no país no futuro, em curto e longo prazo. Dessa maneira, optou-se por uma posição mais

conservadora, considerando que o passado histórico pode se repetir, em especial devido ao fato do horizonte avaliado nas presentes simulações ser em longo prazo (25 anos).

(vi) O custo anual com seguro do sistema solar fotovoltaico foi estipulado como sendo uniforme e igual a 1% do valor da instalação em cada ano, levando em consideração a depreciação e amortização ao longo do tempo (amortização linear e valor residual nulo).

(vii) As únicas variáveis de entrada do modelo que possuem correlação são a inflação e o WACC. Para estas duas variáveis considerou-se uma correlação de 0,47417, valor encontrado ao se analisar o dado histórico das duas variáveis. Além disso, foi colocada uma condição que impede que o WACC assuma valores menores do que a inflação em um determinado cenário. Todas as demais variáveis de entrada do modelo foram definidas como independentes e não possuem relação umas com as outras. Assim sendo, nenhum efeito em uma determinada variável do modelo gera impacto de qualquer natureza em outra variável de entrada do modelo. Isto ocorre porque as causas que levam determinada variável a assumir um determinado valor não influenciam o valor das outras variáveis no modelo, com exceção da relação entre inflação e WACC já mencionada acima.

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Uma vez definido o modelo teórico e apresentadas as variáveis utilizadas na análise econômica e suas distribuições estocásticas, este capítulo apresenta os resultados relevantes das simulações rodadas a partir do modelo de sistemas solares fotovoltaicos nas diferentes configurações e regiões pesquisadas.

4.1 SISTEMA RESIDENCIAL DE 4 KW DE POTÊNCIA INSTALADA

4.1.1 Rio de Janeiro

4.1.1.1 Rio de Janeiro com ICMS na Energia Injetada

O resultado da simulação na cidade do Rio de Janeiro foi quase que inteiramente positivo e teve os seguintes valores como saída do modelo:

Tabela 8: Principais resultados da simulação no Rio de Janeiro

Rio de Janeiro					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	38.261	34.786	- 3.918	127.802	0,1%
TIR (%)	26,8	24,3	16,3	45,0	
Payback (anos)	6,9	6	3	Sem *Payback*	
ROI (%)	170	119	-13	853	

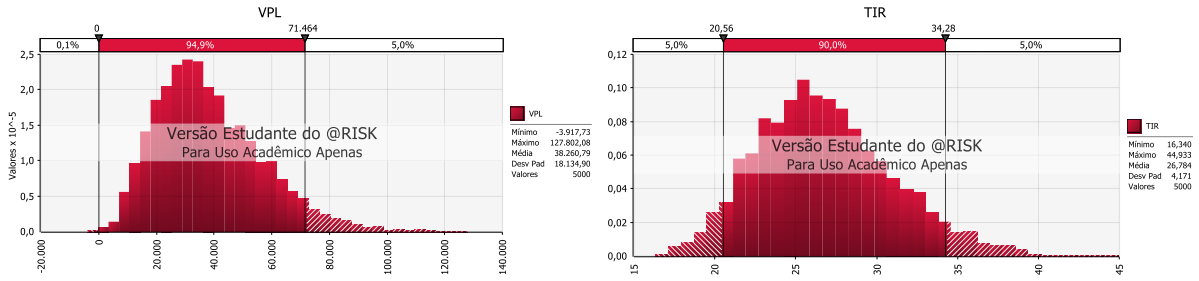


Figura 4: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação no Rio de Janeiro

A partir dos resultados da simulação é possível perceber alguns pontos relevantes. O primeiro a chamar atenção é o fato de praticamente nenhum resultado ter sido negativo (0,1%). Isto mostra que a chance de um sistema solar residencial ser financeiramente inviável é praticamente nula no Rio de Janeiro, considerando os dados de *input* do modelo. A TIR mostrou resultado extremamente favorável, tendo ficado acima de 20,6% em 95% das vezes. Este é um resultado extremamente positivo, uma vez que TIR acima de 20% é difícil se obter, em especial em projetos de energia.

Comparando também com as alternativas de investimento à disposição do proprietário do imóvel que pensa em instalar um sistema solar, há poucas opções com retornos tão atrativos e risco equivalente.

Igualmente importante é a análise da sensibilidade, relacionada ao impacto de cada variável de entrada do modelo sobre o resultado final da simulação. Para tal análise basta observar o gráfico tornado o qual apresenta o quanto uma determinada saída, como VPL ou TIR, se altera quando se varia um dado de entrada específico. No gráfico a seguir é possível notar o comportamento do VPL médio e da TIR média de acordo com variações nas variáveis de entrada.

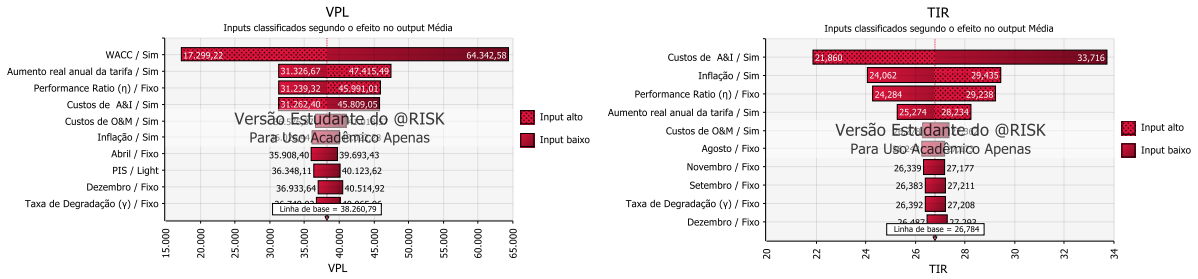


Figura 5: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação no Rio de Janeiro

A variável de entrada que mais impacta no resultado do VPL é o WACC, que possui um impacto extremamente relevante no VPL da simulação. Em seguida, vem o aumento real da tarifa de energia, o custo de aquisição e implementação e a PR do sistema, todos com um impacto praticamente igual sobre o resultado do VPL na simulação. Os dois primeiros são dados econômicos, sob os quais há pouca ingerência por parte do tomador de decisão sobre a instalação do sistema. Porém, as variáveis de maior impacto que seguem estão todas sob influência direta ou indireta de quem opta pela instalação do sistema.

O custo de aquisição e implementação que aparece na quarta posição depende de uma boa pesquisa e escolha do fornecedor do sistema. Hoje o mercado possui uma quantidade enorme de fornecedores de sistemas solares fotovoltaicos, com preços que variam muito, como foi possível observar na seção 2.1.3 No entanto, não vale a pena seguir com uma escolha puramente financeira, já que o fator que aparece em terceiro lugar, antes mesmo daquele custo, é a PR do sistema. Ou seja, caso a opção seja por um sistema mais barato, mas que possua uma PR inferior é possível que o resultado final acabe sendo pior do que ao se optar por um sistema um pouco mais caro, porém mais robusto e confiável em longo prazo.

As variáveis que vêm na sequência não apresentam impacto tão relevante de forma isolada. Abrangem: o custo de operação e manutenção, que também depende tanto do sistema que se escolha instalar, quanto da qualidade da manutenção realizada nesse sistema ao longo da sua vida útil; a inflação, sobre a qual o tomador de decisão não possui ingerência; a irradiação em abril e dezembro,

que está vinculada ao local onde a instalação é feita e está apenas em parte sob ingerência do tomador de decisão, uma vez que estamos avaliando sistemas solares instalados no mesmo local da unidade consumidora; o PIS, imposto federal que independe de qualquer ação dos envolvidos; e a taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos, que corrobora a importância de se selecionar equipamentos de boa relação custo/benefício, uma vez que um equipamento mais barato pode possuir uma taxa de degradação mais alta, fazendo com que a geração de energia ao longo do tempo seja menor, portanto proporcionando um retorno financeiro inferior.

Analisando o gráfico referente à TIR, a variável de entrada do modelo que mais impacta o resultado é o custo de aquisição e implementação do sistema, possuindo um impacto bem mais alto que as demais variáveis seguintes no gráfico tornado. Isto significa que a taxa de retorno do projeto é definida em grande parte já na largada, quando se define o valor a ser pago pelos equipamentos, serviço de instalação, impostos, projeto, lucro e demais custos atrelados à aquisição e implementação.

Outros dois fatores de grande impacto que vêm na sequência da análise de sensibilidade são a inflação e a PR do sistema solar fotovoltaico, com praticamente o mesmo grau de impacto sobre os resultados do modelo. Sobre a inflação não há ingerência por parte do tomador de decisão, porém ela existe sobre a PR do sistema. A maneira de garantir um maior desempenho do sistema é com equipamentos mais robustos e consolidados no mercado, e, comumente, mais caros, e com empresas que oferecem serviço de instalação de qualidade, tanto quanto ao projeto do sistema quanto àquela propriamente dita. Uma instalação de qualidade e com equipamentos de qualidade comprovada possui mais chances de otimizar a eficiência geral do sistema e aumentar a PR dele, gerando um maior retorno ao longo dos anos.

O quarto fator de relevância nos resultados do modelo é o aumento real da tarifa de energia, que independe do tomador de decisão, mas depende do cenário geral do setor elétrico brasileiro, bem como de decisões tomadas por formuladores de políticas públicas.

As demais variáveis que aparecem no gráfico tornado possuem um impacto menor sobre os resultados do modelo e são os seguintes: custo de operação e manutenção, que também está sob alguma ingerência do tomador de decisão, tanto quando ele seleciona o fornecedor de equipamentos e responsáveis pela instalação, quanto quando se preocupa com a manutenção correta do sistema ao longo do tempo; irradiação solar em quatro meses, que está vinculada ao local onde a instalação é feita e está apenas em parte sob ingerência do tomador de decisão, uma vez que está se avaliando sistema solares instalados no mesmo local da unidade consumidora; e a taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos, que corroboram a importância de se selecionar equipamentos de boa relação custo / benefício, uma vez que um equipamento mais barato pode possuir uma taxa de degradação

mais alta, fazendo com que a geração de energia ao longo do tempo seja menor, proporcionando um retorno financeiro inferior.

Com relação ao PPB, este se encontra bastante concentrado entre os anos 5 e 9, inclusive, com mais de 80% dos resultados da simulação nesse intervalo e apenas 9,4% das simulações com *payback* igual ou superior a 10 anos. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a d istribuição do *payback* nas simulações realizadas. O *payback* de trinta anos ocorre no modelo quando o retorno é negativo e não há *payback* dentro da vida útil esperada para o sistema.

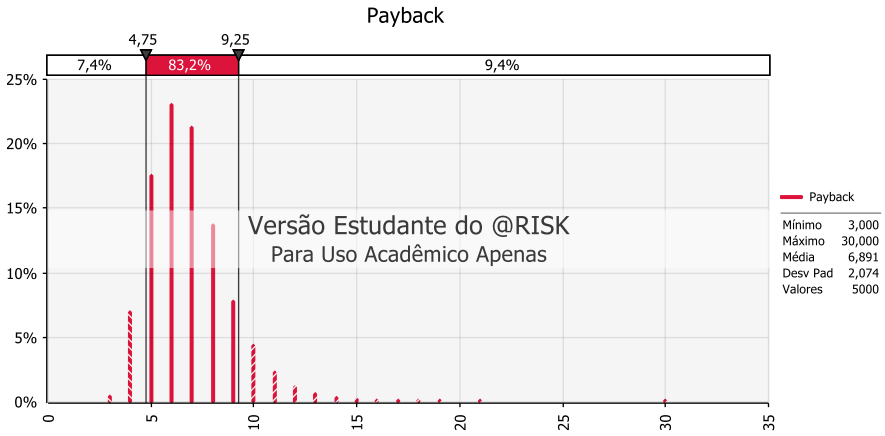


Figura 6: Distribuição dos resultados de *Payback* da simulação no Rio de Janeiro

O ROI mostrou resultados bastante positivos também, com média de 170%. Adicionalmente, 90% das simulações obtiveram resultados entre 51% e 340% e o valor mais esperado ficou em 119% (moda). O retorno sobre o investimento só foi negativo em 0,1% das simulações, como visto anteriormente na análise do VPL. Em mais de 75% das simulações o ROI ficou acima de 100%, que é um resultado extremamente favorável para o tomador de decisão escolher a favor do investimento.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a distribuição do ROI na simulação r ealizada.

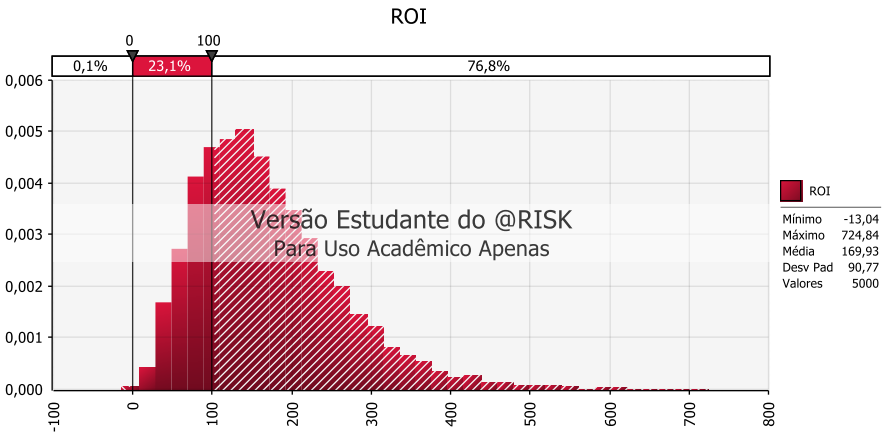


Figura 7: Distribuição dos resultados de ROI da simulação no Rio de Janeiro

4.1.1.2 Rio de Janeiro sem ICMS na Energia Injetada

Uma variável analisada de maneira isolada no presente estudo foi o ICMS na energia injetada, já adotado pela maioria dos estados brasileiros, porém ainda não efetivamente em todos eles. A análise prática no estado do Rio de Janeiro em específico mostrou que enquanto a Enel compensa o ICMS sobre toda a energia injetada na rede da distribuidora pelo sistema solar, a Light só compensa uma parcela da energia injetada. Assim, buscou-se analisar o impacto nos resultados caso a energia injetada, $v_{1,t}$ na equação (3), não receba o crédito de ICMS, gerando uma economia inferior ao caso apresentado anteriormente, onde a tarifa injetada recebe o mesmo valor da tarifa consumida instantaneamente pela residência, valorada pelo valor vigente e presente no modelo financeiro (2) na forma da variável $v_{2,t}$.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ab aixo resumem as saídas do modelo sem a inclusão do ICMS sobre a tarifa injetada na rede.

Tabela 9: Principais resultados da simulação no Rio de Janeiro sem ICMS na energia injetada

Rio de Janeiro					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	26.169	25.417	-7.579	100.099	1,4%
TIR (%)	22,7	22,7	12,1	36,3	
Payback (anos)	9,5	8	4	Sem Payback	
ROI (%)	117	79	- 25	576	

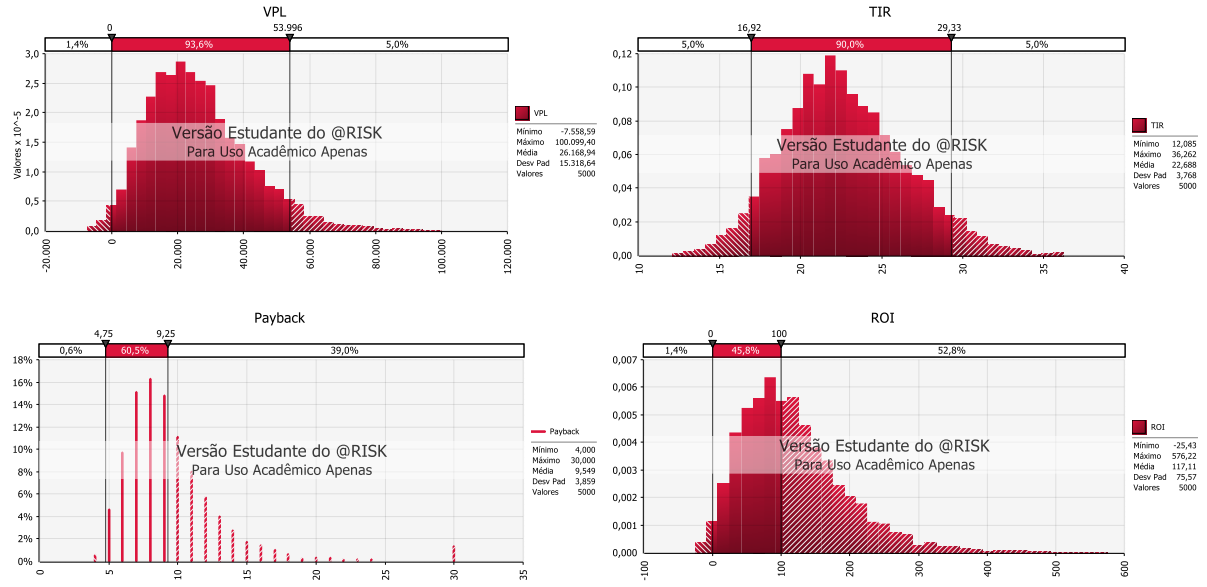


Figura 8: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, *Payback* e ROI da simulação no Rio de Janeiro sem ICMS na energia injetada

A partir dos resultados apresentados, pode-se perceber que a simulação que não inclui o ICMS na energia injetada na rede apresenta resultados piores em todos os indicadores. Enquanto apenas 0,1% das simulações possuíam resultado negativo para o VPL, essa quantidade aumentou para 1,4% da simulação, o que representa um aumento de 14 vezes. Além disso, o valor médio do VPL caiu consideravelmente, de R$38.261 para R$26.169. Uma queda de 31,6%.

Outro dado que chama atenção é o tempo médio de retorno, que ficou em 9,5 anos frente a 6,9 anos na simulação anterior. Um aumento de 37,7%.

A queda da TIR média de 26,8% para 22,7% e do ROI médio de 170% para 117% vem reforçar os demais resultados, ou seja, a existência de uma queda significativa na viabilidade e atratividade do investimento em sistemas solares em estados que não implementam o acordo do CONFAZ de isentar da cobrança do ICMS a energia injetada na rede por fontes de geração solar.

4.1.2 Salvador

4.1.2.1 Salvador com ICMS na Energia Injetada

O resultado da simulação na cidade de Salvador mostrou-se majoritariamente positivo, embora ligeiramente inferior aos resultados obtidos na simulação para o Rio de Janeiro. Apesar de possuir uma irradiação média superior (6,35 contra 5,75) e um menor desvio padrão (0,30 contra 0,36), os resultados foram fortemente influenciados pela diferença da tarifa efetiva da distribuidora, que caiu de um valor esperado de R$0,93 para R$0,78. Dessa forma, apesar de uma irradiação média mais de 10% superior, o preço efetivo da energia mais de 15% inferior compensa de forma negativa o retorno do sistema solar nessa região. A tarifa inferior se deve em parte, pela própria tarifa aprovada pela ANEEL de R$0,51937 frente a R$0,57498 no Rio de Janeiro e também, a uma alíquota mais baixa do ICMS aplicado, definido para cada estado individualmente.

Os principais resultados do modelo para a simulação realizada para Salvador estão apresentados na tabela abaixo:

Tabela 10: Principais resultados da simulação em Salvador

Salvador					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	33.211	22.209	- 3.185	119.748	0,2%
TIR (%)	25,1	23,4	14,7	39,9	
Payback (anos)	7,8	7	3	Sem *Payback*	
ROI (%)	148	122	- 10	704	

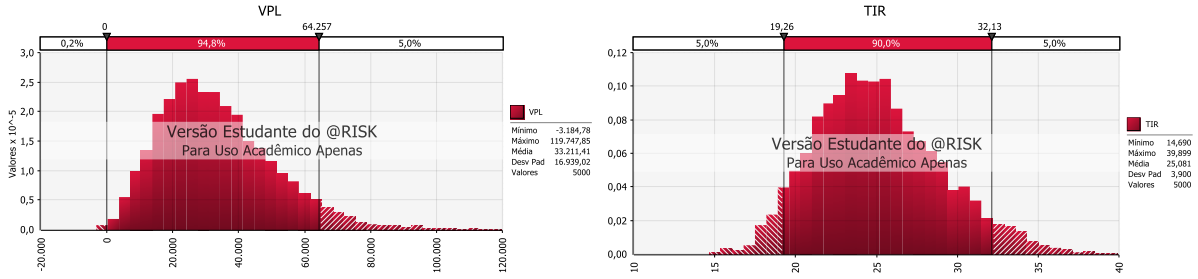


Figura 9: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação em Salvador

Chama a atenção, assim como na simulação para o Rio de Janeiro, o fato de que praticamente nenhum resultado foi negativo (0,2%). Embora o valor seja superior ao resultado no Rio de Janeiro, também merece destaque o fato de que o valor mínimo encontrado para o VPL foi maior em Salvador. Ou seja, embora haja uma chance maior de se obter um resultado negativo com o sistema solar residencial em Salvador, o pior resultado obtido nas simulações não chegou a ser tão negativo quanto no Rio de Janeiro. Também o maior valor não foi tão alto quanto no Rio de Janeiro. Há uma maior consistência e menor dispersão dos resultados em Salvador, já que os desvios das distribuições de irradiação são menores. Da mesma maneira que no Rio de Janeiro, segundo a simulação, a probabilidade de um sistema solar residencial ser financeiramente inviável é praticamente nula em Salvador.

Os resultados da simulação para a TIR foram extremamente semelhantes para Salvador e para o Rio de Janeiro. Todos os valores apresentados na tabela ficaram levemente inferiores em Salvador, que ainda apresenta resultado extremamente favorável ao investimento, tendo ficado acima de 19,3% em 95% das vezes. Logo, continua sendo um resultado extremamente positivo, uma vez que TIR próxima ou acima de 20% é de difícil alcance em opções de investimento de risco controlado.

Ao realizar a análise de sensibilidade do modelo, verifica-se que os gráficos tornado para VPL e TIR são extremamente parecidos em Salvador e no Rio de Janeiro com relação à ordem das variáveis que mais impactam essas saídas do modelo, bem como ao impacto gerado nas saídas a partir de variações nos dados de entrada.

Como pode ser observado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, o VPL é fortemente i nfluenciado pela variação no WACC, seguido dos custos de aquisição e implementação, do aumento real da tarifa e da PR do sistema. A única diferença desse resultado para o obtido no Rio de Janeiro é que os custos de aquisição e implementação ganharam relevância, passando da quarta posição para a segunda. Isto se dá provavelmente em grande parte pelo fato da tarifa em Salvador ser inferior à do Rio de Janeiro, fazendo com que o custo inicial do sistema ganhe relevância, já que o valor economizado a cada ano é mais baixo devido a essa menor tarifa.

Com relação à TIR, as variáveis de maior impacto permanecem inalteradas no topo da lista, sendo elas custo de aquisição e implementação do sistema, inflação, PR do sistema e aumento real da tarifa. Essas variáveis são as maiores responsáveis pelos resultados do modelo em Salvador, assim como no Rio de Janeiro. Isto mostra como é alto o impacto das variáveis econômicas no resultado financeiro da simulação.

A figura abaixo apresenta a análise de sensibilidade do modelo para Salvador.

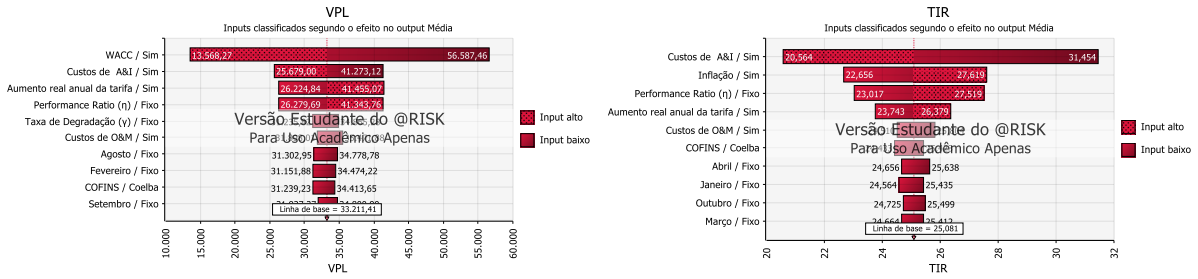


Figura 10: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação em Salvador

Quanto ao PPB, o resultado para Salvador apresenta grande semelhança com o Rio de Janeiro, com quase 80% dos resultados da simulação contidos entre os anos 5 e 9, inclusive, nesse intervalo. Apenas 19% dos resultados tiveram *payback* superior a 10 anos e somente 0,2% não possuem retorno, como mostrado na análise de VPL.

A figura abaixo apresenta a distribuição do *payback* nas simulações realizadas. O *payback* de trinta anos ocorre no modelo quando o retorno é negativo e o mesmo não existe dentro da vida útil esperada para o sistema.

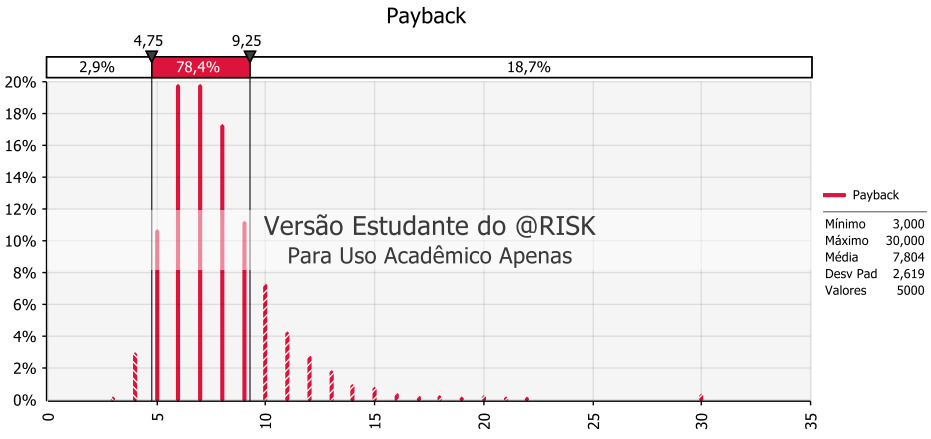


Figura 11: Distribuição dos resultados de *Payback* da simulação em Salvador

Ao analisar o ROI, percebe-se que o resultado seguiu a mesma linha dos demais indicadores, com 90% dos resultados da simulação contidos entre 37% e 305%, valores esses levemente inferiores aos obtidos na simulação para o Rio de Janeiro, que ficaram entre 51% e 340%. Uma diferença interessante é no valor mais esperado do ROI, que ficou em 122% e não seguiu o padrão de estar abaixo do valor no Rio de Janeiro, de 119%. Isto mostra que, embora o VPL e a TIR média das simulações tenham ficado um pouco abaixo, a maior consistência dos resultados e menor variação faz com que o valor esperado de retorno sobre o investimento seja maior. Para Salvador, 67,9% dos resultados da simulação tiveram ROI acima de 100%. A figura abaixo apresenta a distribuição do ROI na simulação realizada.

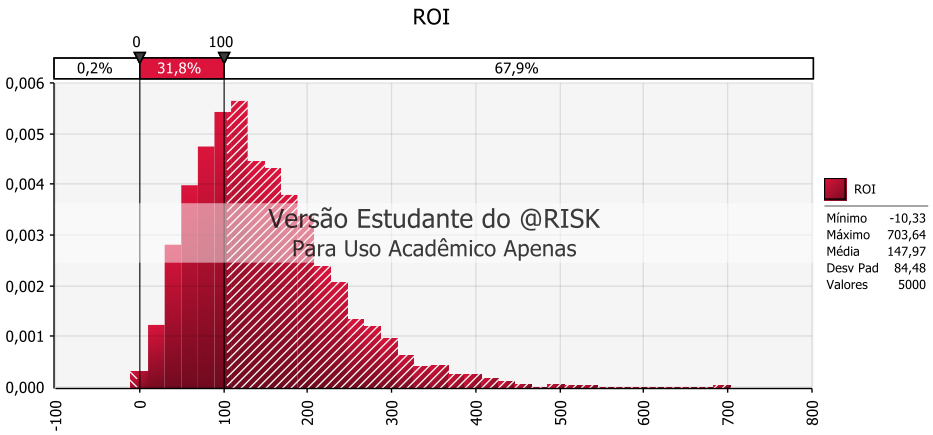


Figura 12: Distribuição dos resultados de ROI da simulação em Salvador

4.1.2.2 Salvador sem ICMS na Energia Injetada

Como já apontado, buscou-se avaliar os impactos da compensação do ICMS na energia injetada na rede da distribuidora.

A tabela e a figura abaixo resumem as saídas do modelo sem a inclusão do ICMS sobre a tarifa injetada na rede.

Tabela 11: Principais resultados da simulação em Salvador sem ICMS na energia injetada

Salvador					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	23.716	17.627	- 10.987	89.281	1,4%
TIR (%)	21,9	21,3	9,9	34,6	
Payback (anos)	10,2	9	4	Sem *Payback*	
ROI (%)	106	48	- 36	536	

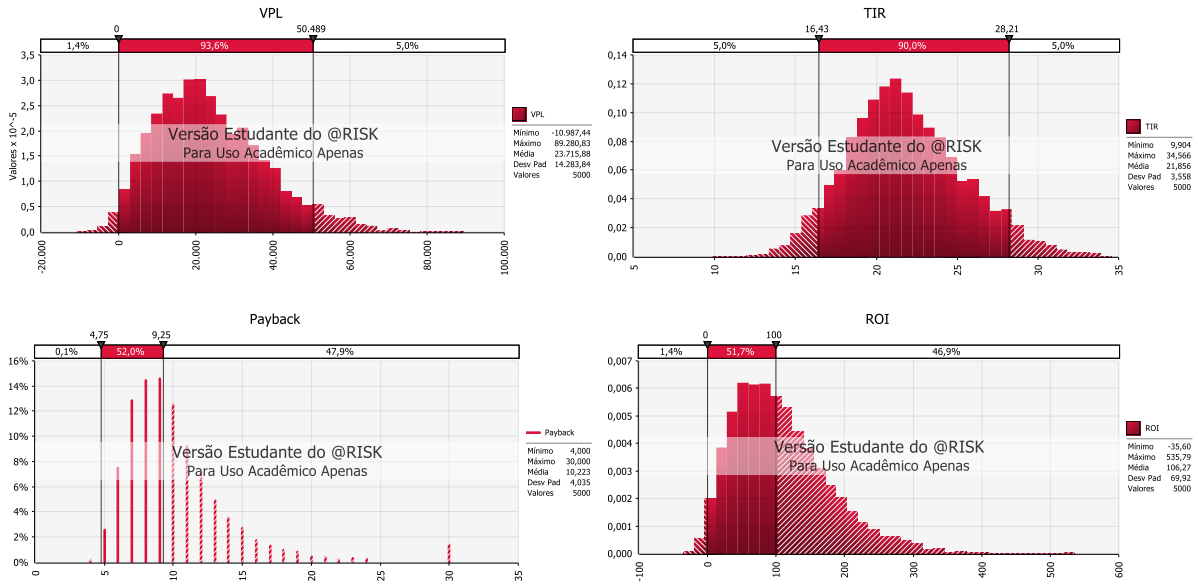


Figura 13: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, *Payback* e ROI da simulação em Salvador sem ICMS na energia injetada

Comparando os resultados da tabela acima sem o ICMS na energia injetada com a tabela apresentada anteriormente, que incluía o ICMS na energia injetada, é possível perceber um fenômeno semelhante ao ocorrido na simulação para o Rio de Janeiro, que é uma relativa piora em todos os resultados.

O número de simulações com resultados negativos para o VPL subiu de 0,2% para 1,4%, um aumento de sete vezes. Além disso, o valor médio do VPL caiu consideravelmente, de R$33.211 para R$23.716., uma queda de 28,6%.

O tempo de *payback* também sofreu deterioração, passando de 7,8 para 10,2 anos. Um aumento de 31% no tempo.

As quedas de TIR e ROI de 25,1% e 148%, respectivamente, para 21,9% e 106% apresentam o desempenho inferior do retorno financeiro sofre o investimento realizado. Novamente, mostra-se como a viabilidade de projetos solares sem a compensação do ICMS na energia injetada é acentuadamente reduzida.

4.1.3 Curitiba

4.1.3.1 Curitiba com ICMS na Energia Injetada

Em Curitiba, cidade mais ao sul dentre as selecionadas para o estudo, o resultado no modelo residencial também se mostrou positivo na maior parte da simulação. A região não apresenta dados de entrada tão favoráveis quanto aos das demais cidades avaliadas, valendo destacar a irradiação na região e a tarifa da distribuidora. A irradiação média fica em 5,54, frente a 5,75 e 6,35 no Rio de Janeiro

e em Salvador, respectivamente. Dada a relevância da irradiação no retorno energético do sistema solar, esse desempenho 4% e 13% menor do que nas outras cidades, respectivamente, tem direto impacto nos resultados da simulação. O segundo fator é a tarifa de energia da distribuidora que está em R$0,50752 antes da incidência dos impostos. Salvador compensa com uma irradiação significativamente superior e o Rio de Janeiro compensa com uma tarifa de energia mais alta, tornando a adoção de sistemas solares mais atraentes do que em Curitiba. No entanto, mesmo com esses fatores não tão favoráveis, a cidade ainda apresenta condições boas para a implementação de sistemas solares residenciais, como mostra a tabela abaixo.

Tabela 12: Principais resultados da simulação em Curitiba

Curitiba					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	25.735	19.924	- 11.547	90.170	0,9%
TIR (%)	22,6	22,3	12,8	37,0	
Payback (anos)	9,6	8	4	Sem *Payback*	
ROI (%)	115	85	- 37	496	

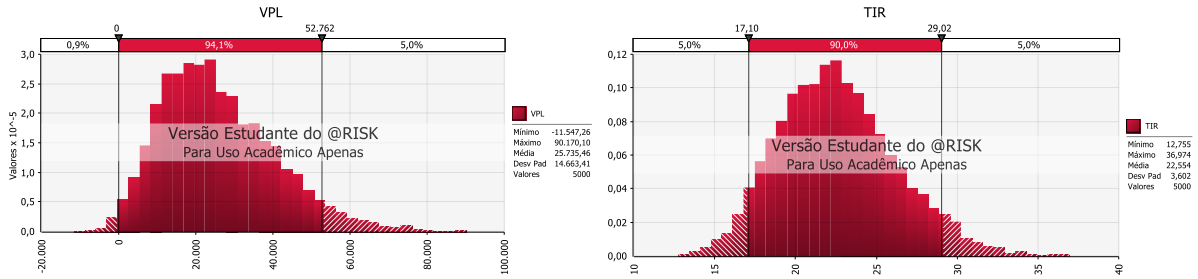


Figura 14: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação em Curitiba

Paralelamente às duas cidades analisadas anteriormente, Curitiba também apresenta um número pequeno de resultados negativos da simulação, de apenas 0,9%. É significativamente maior que Rio de Janeiro (0,1%) e Salvador (0,2%). Este achado é bastante expressivo, pois enquanto a probabilidade de um sistema residencial possuir retorno negativo nas demais cidades é muito próxima de nula, em Curitiba a mesma passa a ter um peso relevante, qual seja, de um em cada 110 vezes, frente a um em cada 1.000 ou 500 no Rio de Janeiro e em Salvador, respectivamente. Porém ainda é um resultado extremamente positivo.

Outro dado relevante ao se analisar o lado esquerdo da curva, ou seja, os resultados negativos da simulação, é o fato de que o VPL mínimo da simulação está muito abaixo das demais cidades, passando de -R$3.918 no Rio de Janeiro e -R$3.185 em Salvador para -R$11.547. Parte desse motivo

se explica por Curitiba ser a cidade analisada que possui o maior desvio padrão de irradiação solar, igual a 0,43, 19% acima do desvio padrão no Rio de Janeiro e 43% acima do desvio padrão em Salvador.

Voltando a atenção para o outro extremo da simulação, o resultado máximo também é bastante inferior ao das demais cidades, sendo ele de R$90.170, frente a R$127.802 no Rio de Janeiro e R$119.748 em Salvador. Somado a isto, 90% dos resultados da simulação tiveram VPL entre R$5.438 e R$52.762, o que é um resultado bastante positivo para a simulação mesmo com os fatores de influência negativa em Curitiba.

Os resultados obtidos para a TIR na simulação apresentam menos variação, sendo esse indicador menos sensível às variações dos dados de entrada. A TIR média em Curitiba ficou em 22,6%, enquanto no Rio de Janeiro e em Salvador ficaram em 26,8% e 25,1%, respectivamente. Essa mesma variação, de aproximadamente 4 e 2 pontos percentuais abaixo das demais cidades se mostrou verdadeira para os valores de TIR máximo, mínimo, sendo um pouco maior no caso do valor máximo para o Rio de Janeiro (8 p.p). Assim sendo, os resultados para Curitiba de taxa de retorno do projeto continuam bastante incentivadores à adoção de sistemas solares residênciais na cidade.

Ao analisar a sensibilidade das variáveis do modelo em Curitiba, não é possível perceber variação significativa ao se comparar com Rio de Janeiro e Salvador.

As variáveis que possuem maior impacto sobre o resultado do VPL permanecem inalteradas, porém a ordem sofre pequena alteração. Assim como nas demais cidades, o VPL é mais intensamente influenciado pelo WACC, que possui um impacto bastante relevante sobre o resultado obtido para o VPL. Na sequência, a variável que aparece em segundo lugar na análise é o aumento real da tarifa, que coincide com a situação do Rio de Janeiro. Em seguida está o custo de aquisição e implementação e a PR do sistema. As quatro variáveis permanecem sendo as de maior impacto sobre o resultado do VPL no modelo.

Cabe notar no próximo gráfico, como as variáveis influenciam o resultado de maneira distinta. Enquanto o aumento de tarifa tem maior capacidade de elevar do que de abaixar o VPL da média, o custo com aquisição e implementação apresenta mais propensão para abaixar o resultado desse valor do que para elevá-lo.

Isto mostra como uma boa combinação desses dois fatores pode ter um resultado ainda mais favorável, elevando ainda mais o VPL de forma conjunta. O mesmo é válido para cenários desfavoráveis, com o VPL sendo mais impactado de forma negativa com um baixo aumento real da tarifa de energia e um custo elevado de aquisição e implementação do sistema. Cabe ressaltar que a influência do tomador de decisão sobre o segundo é muito maior e imediata. Enquanto o aumento da tarifa de energia independe de ação direta do tomador de decisão, sua ingerência sobre o custo de

aquisição e implementação é total. Além disso, esse custo é definido já no início do projeto, enquanto o aumento da tarifa se dará no decorrer dos anos.

Quanto à análise de sensibilidade da TIR, não há qualquer alteração nas variáveis de maior influência no modelo. Permanecem o custo de aquisição e implementação do sistema em primeiro lugar, seguido da inflação, da PR do sistema e do aumento real da tarifa. As demais variáveis possuem impacto muito pequeno nos resultados da TIR do modelo.

A análise tornado para o VPL e a TIR na simulação em Curitiba está representada no próximo gráfico.

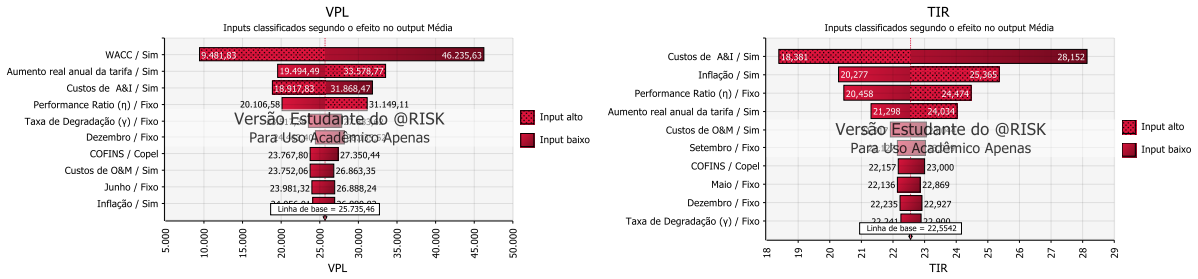


Figura 15: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação em Curitiba

O PPB da simulação em Curitiba apresenta resultados semelhantes em linha com os indicadores anteriores, ou seja, ligeiramente piores. A maioria dos resultados de *payback*, praticamente 60% está compreendida entre 5 e 9 anos, inclusive, o que é um período aceitável em se tratando de um investimento em longo prazo, ou seja, para além de 20 anos. Porém ao analisar 90% dos resultados, o limite superior passa de 10 e 12 anos no Rio de Janeiro e em Salvador, respectivamente, para 16 anos em Curitiba, com valor médio em 9,6 anos. Portanto, uma piora significativa. Com isso, há uma maior probabilidade de que o *payback* do projeto seja mais longo e isso acabe por desencorajar o tomador de decisão. Sobretudo o residencial, visto anteriormente, acaba por basear sua decisão em um ou dois indicadores mais relevantes, sendo o *payback* um deles.

A figura abaixo apresenta a distribuição do *payback* na simulação realizada. O *payback* de trinta anos ocorre no modelo quando o retorno é negativo e não há *payback* dentro da vida útil esperada para o sistema.

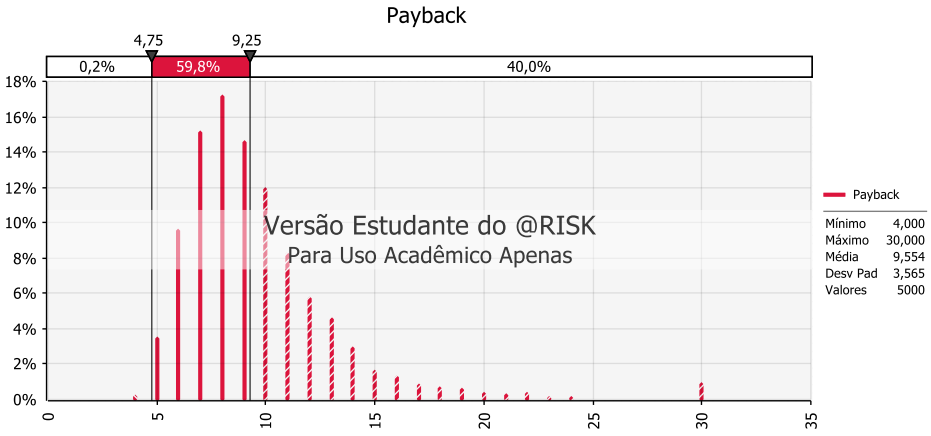


Figura 16: Distribuição dos resultados de *Payback* da simulação em Curitiba

O ROI da simulação em Curitiba mostrou uma curva semelhante às demais cidades, com seu valor mais esperado em 85%, muito abaixo da apresentada por Rio de Janeiro e Salvador, com valores de 119% e 122% respectivamente. Dos resultados obtidos, 90% possuem ROI entre 21% e 247%. Esta mesma análise nas demais cidades mostrou um valor bastante melhor para os limites inferiores, de 51% no Rio de Janeiro e 37% em Salvador. Esses são valores muito mais atraentes para retorno de investimento e saber que existe apenas uma chance de 5% do retorno do projeto ser inferior a esses valores serve como um incentivo a mais ao tomador de decisão para investir.

Em Curitiba, 52,1% da simulação obteve cenários de ROI acima de 100%, valor este ainda muito positivo como alternativa de investimento.

A distribuição do ROI nas simulações realizadas pode ser observada na figura a seguir.

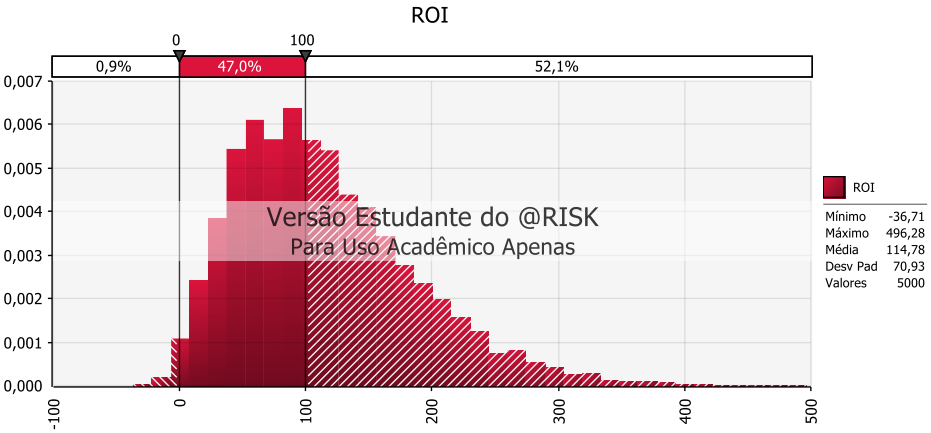


Figura 17: Distribuição dos resultados de ROI da simulação em Curitiba

4.1.3.2 Curitiba sem ICMS na Energia Injetada

O resumo dos resultados da simulação para Curitiba sem a compensação do ICMS na energia injetada na rede pode ser visualizado na tabela e na figura abaixo.

Tabela 13: Principais resultados da simulação em Curitiba sem ICMS na energia injetada

Curitiba					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	16.816	12.748	- 13.903	76.723	6,6%
TIR (%)	19,4	18,8	10,4	32,5	
Payback (anos)	13,1	10	5	Sem *Payback*	
ROI (%)	76	36	- 46	406	

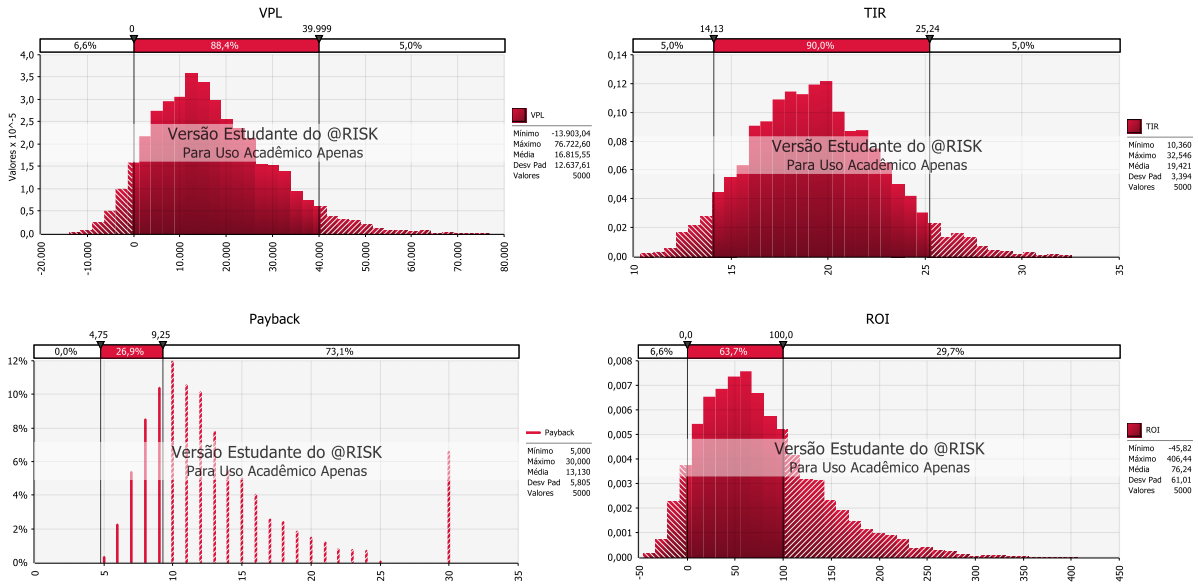


Figura 18: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, *Payback* e ROI da simulação em Curitiba sem ICMS na energia injetada

Assim como na comparação no Rio de Janeiro e em Salvador, todos os resultados do modelo pioraram quando não é incluído o crédito de ICMS na energia injetada na rede.

O número de cenários com resultado negativo na simulação passou de 0,9% para 6,6%, ficando em um valor muito superior em relação às demais cidades, que ficaram ambas com um valor de 1,4%.

O VPL médio ficou em R$16.816, frente a R$25.735 na simulação que inclui a compensação do ICMS. Uma queda de 34,7%, para maior dentre as cidades analisadas. Ou seja, além da

probabilidade da simulação apresentar um resultado negativo muito maior em Curitiba do que nas demais cidades, o valor médio do VPL caiu bastante ao se retirar o ICMS do valor da energia injetada.

A TIR teve uma queda praticamente constante entre 2 e 5 pontos percentuais em todos os seus parâmetros, com uma média de 19,4%, não significando um resultado tão baixo. Além disso, existe uma probabilidade de 95% da TIR ficar acima de 14,1%, o que é um ótimo retorno dentro do novo cenário econômico que se apresenta no Brasil.

O *payback* aumentou de 9,6 anos em média para 13,1 anos, com uma distribuição dos resultados muito semelhante ao modelo com o ICMS compensado na energia injetada.

O ROI sofreu um impacto mais negativo na simulação, passando de um valor médio de 115% para 76%, o que ainda é um bom resultado, embora 33,9% inferior ao resultado com o ICMS compensado na energia injetada.

Chama a atenção o fato de que anteriormente o menor valor para 95% dos resultados da simulação era 21%, ao passo que sem a compensação do ICMS na energia injetada esse valor cai para - 4%. Ou seja, ao se considerar os melhores 95% dos resultados, não são mais todos eles que se encontram do lado positivo. Precisamente, a probabilidade do ROI ser positivo na simulação sem o ICMS compensado é de 93,4%, valor um pouco menor que os 96,0% da simulação com o ICMS compensado, mas suficiente para quebrar de maneira negativa a barreira dos 95%.

4.1.4 Resumo dos Resultados em Cliente Residencial em Baixa Tensão

As simulações para cliente residencial conectado em baixa tensão nas três cidades pesquisadas mostraram resultados extremamente positivos. O Rio de Janeiro obteve os melhores resultados, seguido de Salvador e Curitiba, respectivamente.

Em linhas gerais, o que mais se nota é o baixíssimo número de cenários com resultado negativo para o VPL, de apenas 0,9% no pior caso com compensação de ICMS na energia injetada e 6,6% no pior caso sem a compensação do ICMS, ambos obtidos na simulação em Curitiba.

O VPL médio e mais esperado (moda) também apresentou valores bastante elevados, com excelentes retornos sobre o investimento. Complementando, o PPB foi extremamente favorável, com o pior cenário abaixo de 10 anos com a compensação de ICMS e 13 anos sem a compensação de ICMS.

Quanto à TIR, todas tiveram resultados extremamente favoráveis, com a maioria acima dos 20% e nenhuma com valor médio muito abaixo deste (19,4% na pior simulação).

Pôde se perceber que os fatores influenciadores do resultado favorável no Rio de Janeiro quando comparados com os de outras cidades foram a irradiação solar elevada e o preço mais alto da energia elétrica para clientes residenciais em baixa tensão, especialmente ao incluir a alíquota de ICMS, extremamente elevada no Estado do RJ de 32%. Salvador possui uma alíquota inferior, de apenas 27%, mas um preço moderado de energia, além de uma irradiação solar muito elevada,

favorecendo os resultados positivos do modelo. Curitiba ficou na última posição, pois possui uma tarifa mais baixa para o consumidor, devido tanto à tarifa ANEEL quanto à alíquota do ICMS, e também uma irradiação menor que as demais cidades.

Outro fator desfavorável em Curitiba é a alta variação da irradiação solar, que gera um risco elevado e maior dispersão dos resultados possíveis. Salvador foi a cidade com menor variação e consequentemente menor risco atrelado à irradiação solar, cujo risco é extremamente difícil de mitigar, pois independe de qualquer ação a ser tomada em curto prazo.

4.2 SISTEMA COMERCIAL DE 100 KW DE POTÊNCIA INSTALADA

4.2.1 Rio de Janeiro

4.2.1.1 Rio de Janeiro com ICMS na Energia Injetada

Analisando os resultados da simulação do modelo para o cliente comercial na cidade do Rio de Janeiro, percebe-se que o resultado é bastante positivo, embora apresente uma piora frente ao cenário de baixa tensão para clientes residenciais.

A tabela abaixo resume os resultados obtidos na simulação.

Tabela 14: Principais resultados da simulação no Rio de Janeiro

Rio de Janeiro					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	471.471	332.449	- 189.704	1.749.695	2,1%
TIR (%)	21,8	18,5	11,1	36,0	
Payback (anos)	10,4	8	4	Sem *Payback*	
ROI (%)	107	81	- 35	502	

Analisando os resultados, identifica-se que o VPL médio ficou em R$471.471, com apenas 2,1% dos resultados da simulação negativos. Este é um resultado que pode trazer bastante tranquilidade ao tomador de decisão, uma vez que a probabilidade de perder dinheiro é bastante reduzida.

Este resultado traz luz à dúvida que a maioria dos tomadores de decisão possui quanto ao investimento em sistemas solares quando a conexão é em média tensão e, consequentemente, a tarifa é muito inferior. Para clientes conectados à Light no Rio de Janeiro, local do estudo, a tarifa em média tensão sem impostos é de R$0,36 frente a uma tarifa de R$0,57 para clientes em baixa tensão. Ao incluir os impostos, os valores sobem para uma média de R$0,58 e R$0,93, respectivamente. Uma diferença de 60%. Por outro lado, o custo de aquisição e implementação médio do sistema cai apenas 21,6%. Os valores máximos e mínimos para aquisição e instalação do sistema também não variam

muito mais que isso, sendo eles 16,6% e 23,5%, respectivamente. Esses valores combinados justificam a apreensão do tomador de decisão sobre o investimento.

Sem dúvida, a mudança nessas variáveis de entrada de forma tão discrepante possui um impacto relevante nos resultados do modelo. Por um lado, é esperado que o VPL médio resultante da simulação fique mais alto, uma vez que a geração de energia é muito maior com o sistema de 100 quilowatts, 25 vezes maior do que o sistema utilizado na simulação para clientes residenciais em baixa tensão. Por outro lado, a necessidade de investimento também aumenta significativamente, e, portanto, não é possível analisar simplesmente e de forma independente o número de saída da simulação para esta variável, por mais significativa que ela seja ao modelo. Analisando os dados de saída do VPL da simulação, é possível observar que 90% dos resultados estão contidos dentro do intervalo R$58.679 e R$1.025.804. Ou seja, todos os valores contidos no intervalo são positivos, assim como se observou na simulação para projetos residenciais em baixa tensão, em que o limite inferior para 90% dos resultados da simulação foi de R$13.038.

Passando para análise da TIR, nota-se que, enquanto a TIR média ficou em 26,8% para projetos residenciais, ela caiu para 21,8% em projetos comerciais de média tensão. O pior resultado para a TIR na simulação foi de 11,1%, que não é um resultado ideal, porém representa um resultado muito ruim. No outro extremo, temos que o resultado máximo foi de 36,0%, muito acima do custo de capital considerado na simulação. Dos resultados da simulação, 90% estão contidos dentro do intervalo 16,1% e 28,6%. Este é o intervalo bastante positivo para ajudar a convencer o tomador de decisão a favor da implementação do sistema solar, mesmo quando conectado em média tensão.

A figura abaixo apresenta a distribuição de probabilidade do VPL e da TIR na simulação para o Rio de Janeiro.

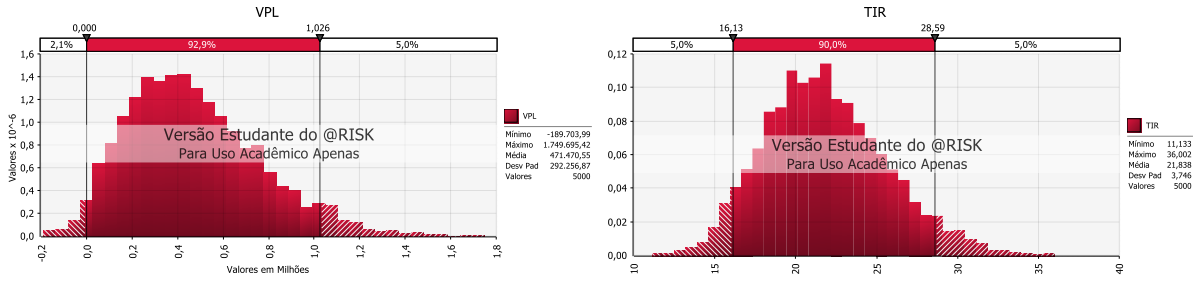


Figura 19: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação no Rio de Janeiro

Analisando o gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL, observa-se que não há alteração significativa das variáveis que mais influenciam os resultados do modelo quando se realiza a simulação para clientes comerciais em média tensão comparado com os resultados obtidos para clientes residenciais em baixa tensão. Os maiores responsáveis pelo resultado do modelo continuam

sendo o custo de capital, o custo de aquisição e implementação do sistema, o aumento real da tarifa de energia e a PR do sistema. A diferença do sistema residencial para o comercial é que o custo de aquisição e implementação ganha relevância, passando da quarta posição para a segunda. Isso ocorre devido a uma tarifa mais baixa de energia na média tensão, fazendo com que o FC ao longo do tempo, que também se dá em função do aumento real da tarifa e da PR do sistema, perca relevância para o custo inicial do projeto.

No caso da TIR, pode ser observado no gráfico da análise de sensibilidade que não houve sequer mudança na ordem das variáveis mais relevantes para o resultado do modelo. As variáveis de maior impacto permanecem sendo custos de aquisição e implementação, inflação, PR e aumento real da tarifa.

A figura seguinte apresenta os resultados da análise de sensibilidade realizada para o VPL e a TIR para clientes comerciais conectados em média tensão no Rio de Janeiro.

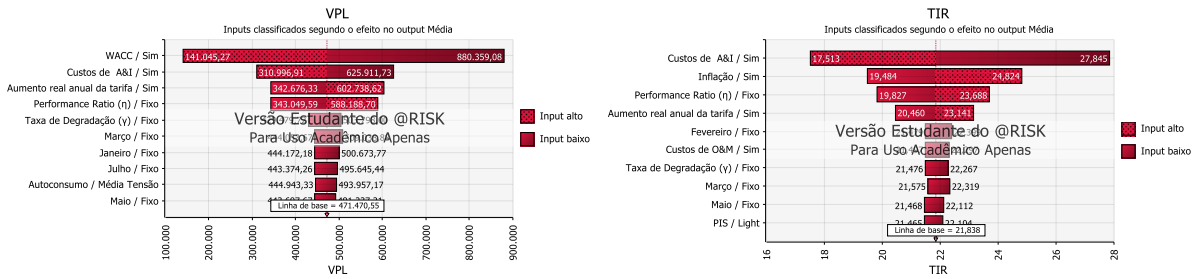


Figura 20: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação no Rio de Janeiro

O PPB da simulação ficou em média de 10,4 anos, com mais de 50% dos resultados em até 9 anos, inclusive. Pode-se perceber uma relevante piora no valor quando comparado com o resultado da simulação para baixa tensão no Rio de Janeiro, que ficou em apenas 6,9 anos. O valor mais esperado (moda) para o *payback* em média tensão ficou em 8 anos, enquanto na baixa tensão ficou em 6 anos.

Como vimos na análise de resultado do VPL, 2,1% dos resultados da simulação não atingem *payback* dentro do horizonte considerado.

A figura abaixo apresenta a distribuição do *payback* nas simulações realizadas. O *payback* de trinta anos ocorre no modelo quando o retorno é negativo e não há *payback* dentro da vida útil esperada para o sistema.

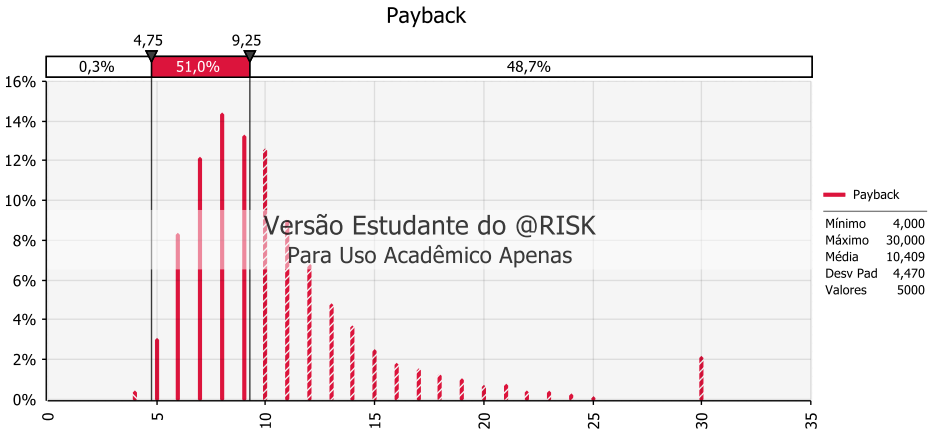


Figura 21: Distribuição dos resultados de *Payback* da simulação no Rio de Janeiro

O retorno sobre o investimento apresenta resultados bastante positivos, com 90% deles contidos no intervalo entre 11% e 245%. Além disso, 46,5% dos resultados da simulação tiveram ROI acima de 100%. O valor mais esperado para o retorno (moda) é de 81%, valor muito positivo para um projeto com tal risco, considerando que o investimento gera um abatimento direto na conta de luz do próprio estabelecimento comercial.

O valor máximo para o ROI na simulação foi de 502% e o mínimo foi de - 35%. No entanto, a curva de distribuição não é simétrica e está mais concentrada próxima dos menores valores do eixo X, como pode ser visto na figura a seguir.

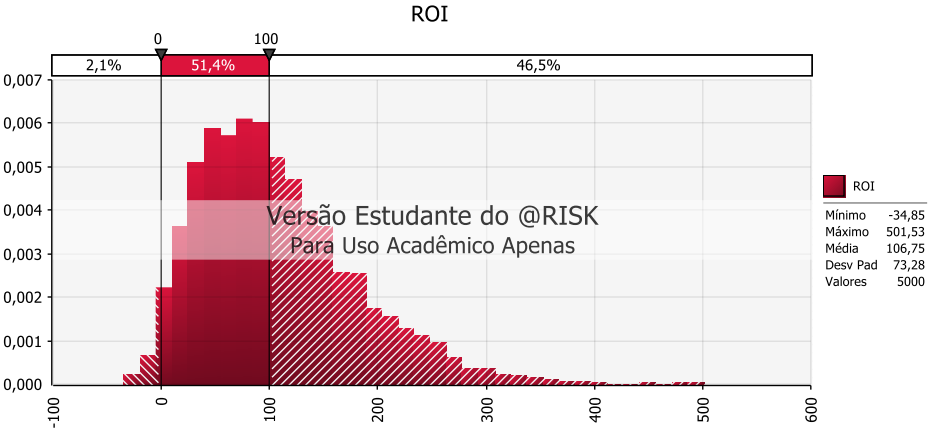


Figura 22: Distribuição dos resultados de ROI da simulação no Rio de Janeiro

4.2.1.2 Rio de Janeiro sem ICMS na Energia Injetada

A análise dos resultados da simulação sem a compensação do ICMS mostra uma queda moderada dos indicadores financeiros.

A tabela e a figura abaixo resumem as saídas do modelo sem a inclusão do ICMS sobre a tarifa injetada na rede.

Tabela 15: Principais resultados da simulação no Rio de Janeiro sem ICMS na energia injetada

Rio de Janeiro					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	375.542	255.521	- 256.256	1.804.364	4,9%
TIR (%)	20,2	19,2	10,1	34,2	
Payback (anos)	12,2	9	4	Sem *Payback*	
ROI (%)	85	69	- 39	521	

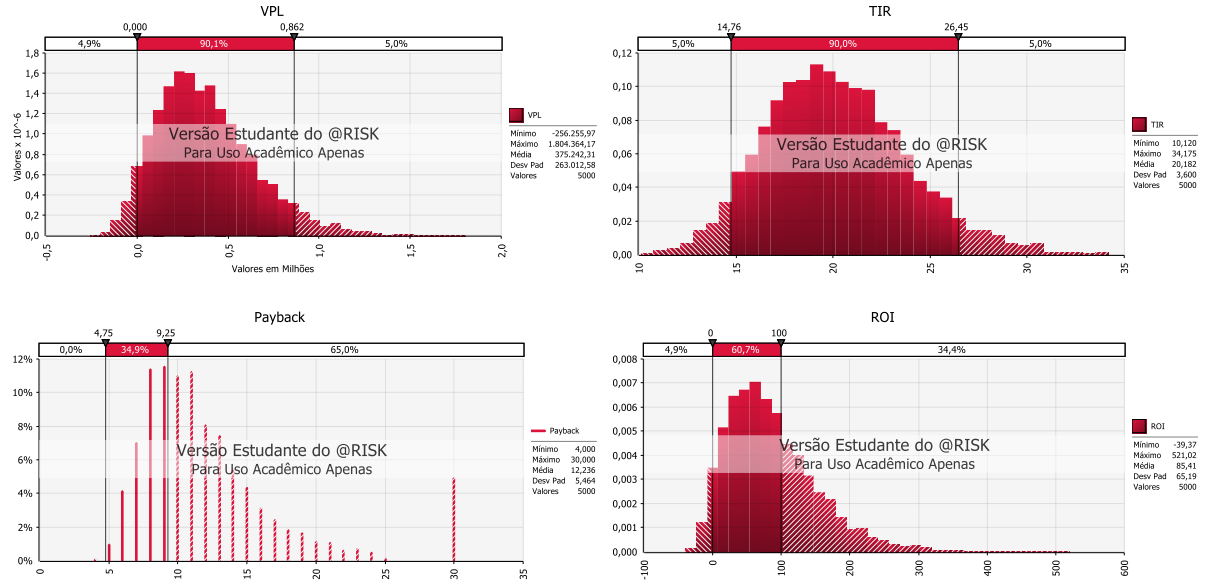


Figura 23: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, *Payback* e ROI da simulação no Rio de Janeiro sem ICMS na energia injetada

Pode-se distinguir uma queda de quase cem mil reais no VPL médio, que passou de R$471.471 para R$375.542. Embora o *payback* tenha aumentado apenas dois anos, de 10,4 para 12,2, a TIR caiu de 21,8% para 20,2% e o ROI caiu de 107% para 85%. Além disso, o percentual de projetos com resultado negativo subiu de 2,1% para 4,9%, um aumento significativo, embora ainda em um patamar baixo, com menos de um cenário negativo a cada mais de vinte cenários. Ainda assim, esse valor passa uma maior incerteza quanto ao retorno positivo do projeto.

Em resumo, é possível observar que, mesmo com a piora dos indicadores financeiros resultantes da simulação, o sistema solar para clientes comerciais no Rio de Janeiro conectados em média tensão continua apresentando retornos bastante positivos, ainda que não haja compensação do ICMS sobre a energia injetada na rede da distribuidora.

4.2.2 Salvador

4.2.2.1 Salvador com ICMS na Energia Injetada

Os resultados para clientes comerciais conectados em média tensão na cidade de Salvador mostraram-se significativamente inferiores aos resultados no Rio de Janeiro para clientes do mesmo tipo. Embora a irradiação solar seja superior nessa cidade, o valor cobrado pela energia é tão inferior que o resultado como um todo caiu muito. O valor da tarifa sem impostos em Salvador é R$0,25 frente a R$0,52 na baixa tensão, e R$0,36 em média tensão no Rio de Janeiro.

A tabela abaixo resume os resultados da simulação do modelo para Salvador em média tensão.

Tabela 16: Principais resultados da simulação em Salvador

Salvador					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	181.767	126.497	- 336.426	1.133.356	20,5%
TIR (%)	16,6	16,9	6,8	30,0	
Payback (anos)	17,7	12	6	Sem *Payback*	
ROI (%)	43	48	- 53	360	

Verifica-se que o VPL ficou em R$181.767, muito abaixo do valor médio para o Rio de Janeiro de R$471.471 (61% abaixo). Além disso, o número de cenários negativos subiu de 2,1% para 20,5%, valor extremamente relevante para o tomador de decisão. Muitas vezes o risco de que o retorno do projeto seja negativo é tão relevante ou mais do que o valor médio esperado, uma vez que as pessoas, em geral, são mais avessas à perda do que propensas ao ganho (KAHNEMAN, 2011).

O intervalo que contém 90% dos resultados também apresenta limites muito piores do que no Rio de Janeiro, estando eles compreendidos entre - R$128.746 e R$563.937. Além disso, chama a atenção o elevado valor mínimo da simulação, de - R$336.426.

A TIR sofreu um impacto relevante também, tendo seu valor médio em 16,6%, bem abaixo do valor de 21,8% no Rio de Janeiro. A TIR mínima ficou em 6,8% e a máxima em 30,0%. O valor mínimo é muito baixo para uma taxa de retorno de um projeto dessa natureza, porém a máxima é muito atrativa. Ao se considerar os limites para 90% dos resultados da simulação, valores mais prováveis de serem alcançados com o projeto, verifica-se que a TIR varia entre 11,8% e 22,0%. Estes são valores mais atraentes, pois mesmo o limite inferior já oferece um retorno razoável para um projeto dessa natureza. O limite superior é muito atrativo, mostrando que não é necessário chegar ao extremo da simulação para ser um projeto muito atrativo para o tomador de decisão no que diz respeito à TIR.

A figura abaixo apresenta com mais detalhes os resultados do VPL e da TIR na simulação.

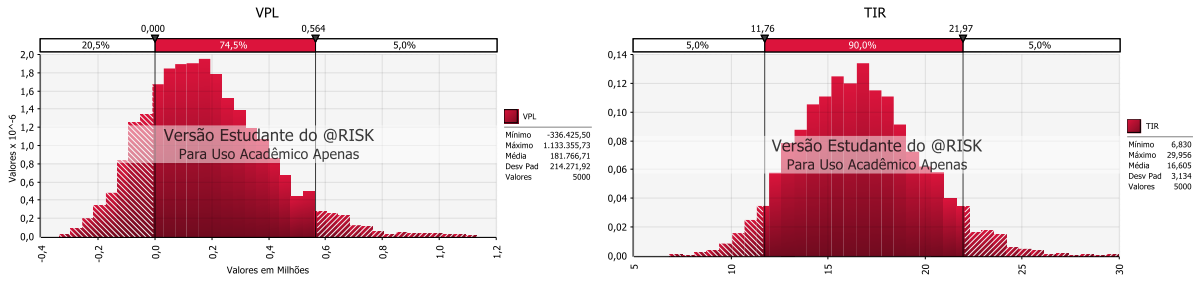


Figura 24: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação em Salvador

Com relação à análise de sensibilidade do VPL e da TIR, estas praticamente não diferem de maneira relevante da análise para o Rio de Janeiro, que também não diferiu da análise em baixa tensão.

Os principais responsáveis pelas variações nos resultados do VPL da simulação permanecem como custo de capital primeiramente, com impacto muito relevante, seguido dos custos de aquisição e implementação com bastante influência também, embora bem abaixo da influência do custo de capital. Em terceiro e quarto lugar estão o aumento real da tarifa e a PR, com influência relevante, mas menos acentuada do que os dois primeiros.

Para os resultados da TIR na simulação também não é percebida nenhuma alteração importante, tendo como principais responsáveis pelo resultado, custos de aquisição e implementação, inflação, aumento real da tarifa e PR. A única mudança do Rio de Janeiro é a ordem das duas últimas variáveis. A magnitude da influência permanece a mesma, com uma grande influência dos custos de aquisição e implementação, seguida de uma média influência da inflação e uma influência ainda um pouco menor do aumento real da tarifa e da PR do sistema.

A próxima figura apresenta os resultados da análise de sensibilidade realizada para o VPL e a TIR para clientes comerciais conectados em média tensão em Salvador.

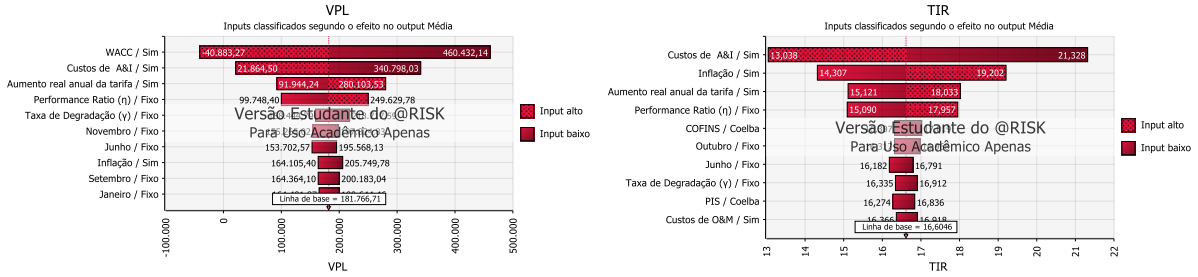


Figura 25: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação em Salvador

O PPB da simulação sofreu mudança significativa. Enquanto para o Rio de Janeiro o PPB ficou muito mais concentrado entre 6 e 11 anos, o gráfico para Salvador está muito mais disperso, sem grande concentração em nenhum ponto da curva. Um leve aumento se dá entre 10 e 15 anos, porém não tão acentuado. Dessa forma, fica mais incerto o PPB do projeto e essa incerteza é significativa para o tomador de decisão.

Apenas 9,5% dos resultados da simulação estão contidos entre 5 e 9 anos, inclusive. Esse valor é muito maior para o Rio de Janeiro, com mais de 50% dos cenários contidos nesse intervalo. O resultado do Rio de Janeiro oferece maior conforto ao tomador de decisão tendo em vista haver uma probabilidade 51,3% de retorno do projeto até o final do ano 9, ao passo que em Salvador ela é bem inferior, ou seja, de 92,5% apenas a partir do ano 10. Dentre os 90% existe ainda 20,5% de probabilidade de não haver retorno durante toda a vida útil do projeto.

A próxima figura apresenta a distribuição do *payback* nas simulações realizadas. O *payback* de trinta anos ocorre no modelo quando o retorno é negativo e não há *payback* dentro da vida útil esperada para o sistema.

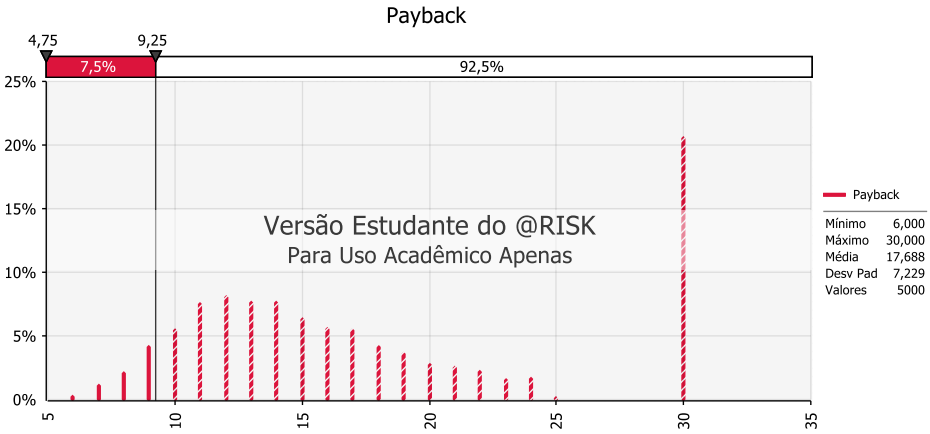


Figura 26: Distribuição dos resultados de *Payback* da simulação em Salvador

O ROI apresenta resultados bastante inferiores também, com valor médio de 43% e com 90% dos resultados compreendidos entre - 24% e 139%. O valor médio do ROI é muito inferior ao obtido na simulação para o Rio de Janeiro, de 107%. O valor mais esperado (moda) para o ROI em Salvador é 48%, bastante abaixo do valor obtido na simulação do Rio de Janeiro, de 81%.

O valor máximo para o ROI na simulação foi de 360% e o mínimo foi de - 53%. A curva de distribuição também não é simétrica e está mais concentrada próxima dos valores mais baixos do eixo X, como pode ser visto na figura abaixo.

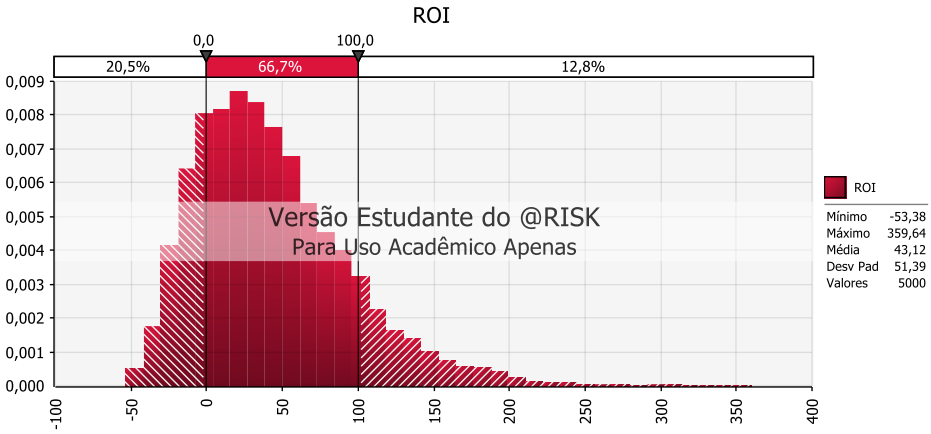


Figura 27: Distribuição dos resultados de ROI da simulação em Salvador

4.2.2.2 Salvador sem ICMS na Energia Injetada

A simulação sem a compensação do ICMS na energia injetada apresenta resultados piores em relação aos apresentados anteriormente. A queda não é acentuada, no entanto piora ainda mais um cenário que já não era muito favorável para o tomador de decisão.

A tabela e a figura seguintes resumem as saídas do modelo sem a inclusão do ICMS sobre a tarifa injetada na rede.

Tabela 17: Principais resultados da simulação em Salvador sem ICMS na energia injetada

Salvador					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	123.249	42.113	-345.216	1.095.996	28,9%
TIR (%)	15,5	15,9	6,9	26,0	
Payback (anos)	19,7	13	6	Sem *Payback*	
ROI (%)	31	10	- 58	307	

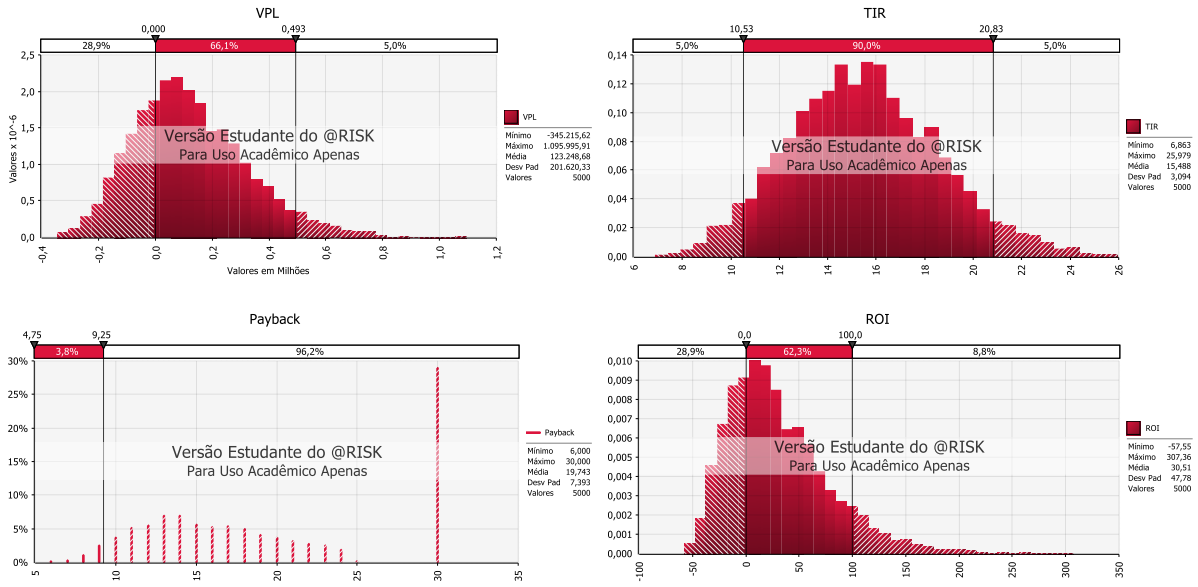


Figura 28: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, *Payback* e ROI da simulação em Salvador sem ICMS na energia injetada

Os resultados da simulação mostram que o VPL médio caiu de R$181.767 para R$123.249, sem grandes alterações nos valores máximo e mínimo da simulação. Há uma queda na TIR de 1,1 p.p. e um aumento de 2 anos no *payback* médio, passando para 19,7 anos, valor demasiadamente longo para um projeto com vida útil esperada de 25 anos. Além disso, o retorno sobre o investimento caiu de 43% para 31%, com valor mais esperado (moda) de apenas 10%, representando um valor muito baixo que não é atrativo para o tomador de decisão.

Frente a estes resultados, torna-se difícil justificar o investimento junto ao tomador de decisão, pois os riscos envolvidos no projeto são muito grandes e o retorno potencial é pequeno. A não compensação do ICMS sobre a energia injetada apenas acentua mais um problema que já é percebido na simulação com o ICMS compensado para clientes comerciais conectados em média tensão em Salvador.

4.2.3 Curitiba

4.2.3.1 Curitiba com ICMS na Energia Injetada

Os resultados da simulação para clientes comerciais conectados em média tensão em Curitiba foram melhores do que para o mesmo perfil de clientes em Salvador e piores do que para o mesmo perfil no Rio de Janeiro. Embora a irradiação solar em Curitiba seja menor do que nas outras duas cidades, os resultados foram compensados por uma tarifa de energia mais alta para esse perfil de clientes. O preço da energia em Curitiba é intermediário, de R$0,34 antes dos impostos, ficando mais

próximo do Rio de Janeiro do que de Salvador, que possuem tarifas de R$0,36 e R$0,25, respectivamente.

Quando comparada com Salvador, a tarifa 33% mais alta mostra diferença expressiva nos resultados da simulação. Mesmo com uma irradiação 13% menor, o preço mais alto compensa bastante e faz com que os resultados sejam bem mais favoráveis para o tomador de decisão. Já na comparação com o Rio de Janeiro, tanto a tarifa quanto a irradiação são menores. A tarifa é apenas 6% menor e a irradiação 4% menor. Assim, os resultados obtidos na simulação em Curitiba estão mais próximos aos resultados do Rio de Janeiro do que aos de Salvador. Dessa forma, é bastante interessante para o tomador de decisão optar pela colocação de um sistema solar fotovoltaico em clientes comerciais conectados em média tensão em Curitiba.

A tabela abaixo resume os resultados da simulação do modelo para Curitiba em média tensão.

Tabela 18: Principais resultados da simulação em Curitiba

Curitiba					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	324.186	251.856	- 292.827	1.490.531	6,9%
TIR (%)	19,3	17,1	9,8	32,1	
Payback (anos)	13,3	11	5	Sem *Payback*	
ROI (%)	74	67	- 45	379	

A partir dos resultados acima, percebe-se que o VPL médio está em R$324.186, 31% abaixo do valor para o Rio de Janeiro e 78% acima do valor para Salvador. A probabilidade de o retorno ser negativo na simulação é de 6,9%, representando mais que o triplo da mesma para o Rio de janeiro (2,1%) e um terço dela em Salvador (20,5%).

A TIR média ficou em 19,3%, valor intermediário entre o resultado no Rio de Janeiro (21,8%) e em Salvador (16,6%). A TIR mínima ficou em 9,8% e a máxima em 32,1%. Além disso, 90% dos resultados da simulação estão contidos entre 13,9% e 25,5% da TIR, valores muito atraentes para projetos com FC constante e longo período de receita. Esse é um atrativo grande para o tomador de decisão, que dificilmente terá uma alternativa melhor em termos de taxa de retorno para investir.

A figura abaixo apresenta em mais detalhes os resultados do VPL e da TIR na simulação.

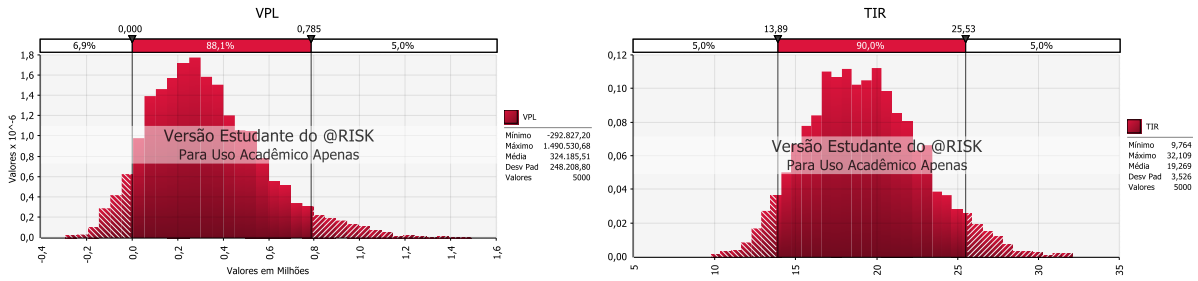


Figura 29: Distribuição dos resultados de VPL e TIR da simulação em Curitiba

Quanto à análise de sensibilidade do VPL e da TIR, assim como na simulação do Rio de Janeiro e Salvador, não há variação relevante na ordem das variáveis de maior impacto nos resultados obtidos na simulação e na magnitude de influência dessas variáveis sobre os resultados. As variáveis permanecem como WACC, custos de aquisição e implementação, aumento real da tarifa e PR do sistema. Destas, a primeira variável possui uma influência muito grande, a segunda também, embora muito menor que a primeira, e a terceira e quarta variáveis possuem menor influência, como pode ser observado no gráfico tornado abaixo.

Para os resultados da TIR na simulação, a ordem das variáveis de maior influência nos resultados é a mesma do Rio de Janeiro, com custos de aquisição e implementação no topo, seguida de inflação, PR do sistema e aumento real da tarifa. Os custos possuem uma maior influência nos resultados da TIR, a inflação uma influência média, PR e o aumento real da tarifa uma influência menor, como igualmente ocorre nas demais cidades de acordo com a ordem das variáveis na análise de sensibilidade.

A figura abaixo apresenta os resultados da análise de sensibilidade realizada para o VPL e a TIR para clientes comerciais conectados em média tensão em Curitiba.

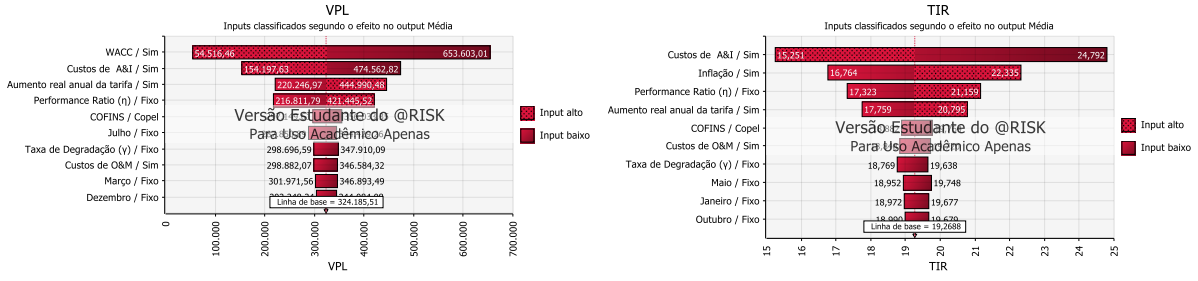


Figura 30: Gráfico tornado de análise de sensibilidade do VPL e TIR da simulação em Curitiba

O *payback* da simulação ficou 13,3 anos em média, com apenas 25,5% dos resultados até o fim do ano 9. De maneira semelhante ao que ocorre na simulação do Rio de Janeiro, o gráfico para Curitiba está concentrado entre o período de 8 a 13 anos, com mais de metade dos resultados nesse

intervalo. Praticamente 65% dos resultados possuem *payback* até o término do ano 13, o que é um resultado aceitável considerando a vida útil do projeto, embora não seja tão atraente para convencer o tomador de decisão a optar pelo investimento.

Apenas 25,5% dos resultados ficaram dentro do intervalo de *payback* de 5 a 9 anos, inclusive. Esse número é maior para o Rio de Janeiro, com 51,0% dos resultados dentro desse intervalo, e menor para Salvador, com apenas 7,5% dentro desse intervalo. A probabilidade de mais de 74,5% de retorno somente após os primeiros 10 anos do projeto tornam o resultado menos atraente. Ainda é possível que em torno de 6,9% dessa probabilidade de retorno não ocorra, fazendo com que o projeto tenha um retorno negativo.

A figura abaixo apresenta a distribuição do *payback* nas simulações realizadas.

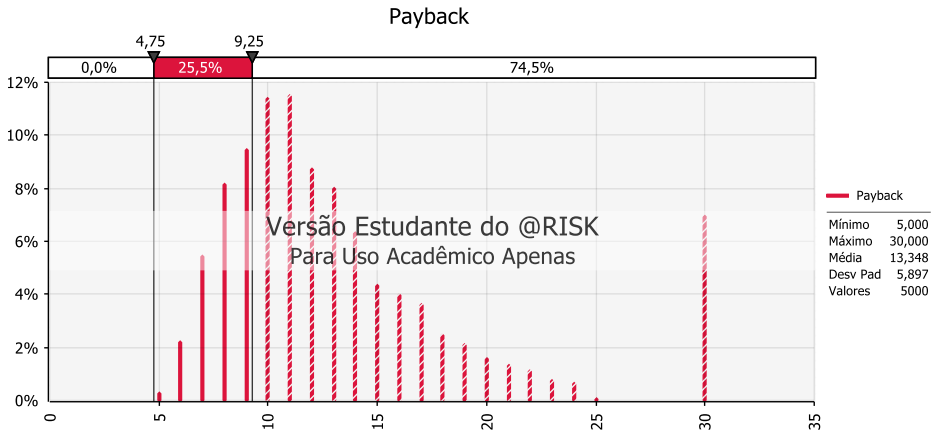


Figura 31: Distribuição dos resultados de *Payback* da simulação em Curitiba

O ROI para a simulação em Curitiba também ficou com valores médios entre os resultados obtidos nas simulações para o Rio de Janeiro e Salvador. O valor médio para o ROI na simulação em Curitiba foi de 74% e o mais esperado (moda) de 67%, valores esses bastante atraentes também para uma decisão favorável sobre a implementação de um sistema solar mesmo em clientes conectados em média tensão.

Adicionalmente, o ROI de 90% dos resultados da simulação ficou entre -6% e 192. Além disso, a probabilidade do retorno ser superior a 100% é de 28,0%, valor este bastante favorável para o tomador de decisão se posicionar a favor do investimento.

O valor máximo para o ROI na simulação foi de 379% e o mínimo foi de -45%. A curva de distribuição não é simétrica e está mais concentrada próxima dos valores menores da curva, como pode ser visualizado a seguir.

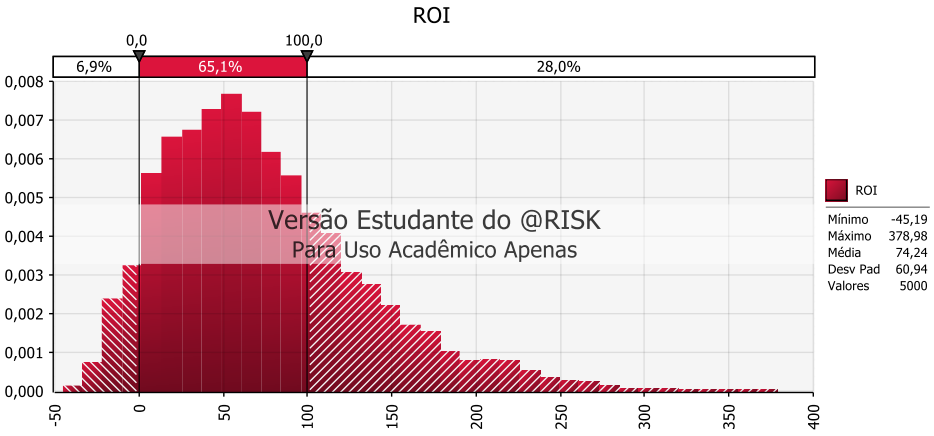


Figura 32: Distribuição dos resultados de ROI da simulação em Curitiba

4.2.3.2 Curitiba sem ICMS na Energia Injetada

Os resultados da simulação para o cliente comercial conectado em média tensão em Curitiba sem a compensação do ICMS na energia injetada são ligeiramente piores do que os identificados anteriormente. A tarifa de compensação para a energia injetada caiu de um valor médio de R$0,52 para R$0,36 ao se excluir o efeito de 29% do ICMS da tarifa para a energia injetada.

A tabela e a figura seguintes resumem os resultados obtidos da simulação do modelo sem a inclusão do ICMS sobre a tarifa injetada na rede.

Tabela 19: Principais resultados da simulação em Curitiba sem ICMS na energia injetada

Curitiba					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	251.309	172.392	- 331.487	1.438.847	12,9%
TIR (%)	17,9	18,1	8,0	29,4	
Payback (anos)	15,4	11	5	Sem Payback	
ROI (%)	58	25	- 51	368	

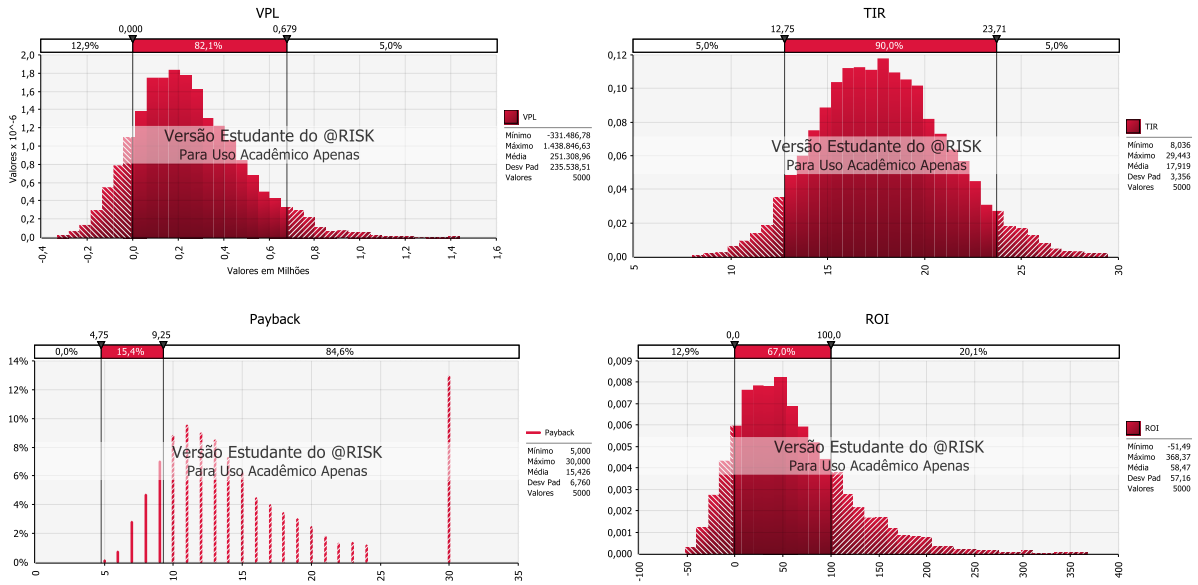


Figura 33: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, Payback e ROI da simulação em Curitiba sem ICMS na energia injetada

É possível verificar que o valor médio do VPL na simulação caiu de R$324.186 para R$251.309, uma queda relevante, de 22%. A probabilidade do resultado ser negativo quase dobrou, passando de 6,9% para 12,9%. A probabilidade anterior já não era desprezível para um tomador de decisão, ao analisar a viabilidade do projeto, porém se tornou ainda mais relevante. Um em cada oito projetos ter retorno negativo sobre o investimento realizado é muito significativo e possui um grande impacto sobre a tomada de decisão.

O valor mais esperado da simulação (moda) para o VPL ficou em R$172.392, muito diferente do valor obtido anteriormente com o ICMS compensado na energia injetada, de R$251.856. É interessante perceber que a queda do valor mais esperado (moda) foi ainda mais acentuada que a do valor médio, tendo sido de 32%. Isto deve também ser levado em consideração como um fator negativo pelo tomador de decisão.

Adicionalmente, os demais indicadores de desempenho sofreram pioras, embora sem grande alteração de valores. A TIR média caiu de 19,3% para 17,9%, uma piora de 1,4 p.p., porém ainda em um patamar muito favorável de retorno para o projeto. O *payback* médio passou de 13,3 para 15,4 anos, tornando ainda pior o tempo de retorno do investimento, que já não era bom anteriormente. O ROI também sofreu alteração negativa, caindo de um valor médio de 74% para 58%, e com valor mais esperado (moda) passando de 67% para 25%.

Embora a TIR permaneça com um valor atrativo para um projeto de, relativamente, baixo risco e FC constante como é o caso do sistema solar fotovoltaico considerado, o *payback* ficou longo demais, bem como o VPL e o ROI que ficaram ainda mais baixos. Ao analisar todos os indicadores

conjuntamente, é difícil que o tomador de decisão seja favorável ao investimento nesse cenário, de cliente comercial conectado em média tensão em Curitiba sem a compensação do ICMS sobre a energia injetada na rede.

4.2.4 Resumo dos Resultados em Cliente Comercial em Média Tensão

As simulações para cliente comercial conectado em média tensão nas três cidades pesquisadas mostraram resultados variados, com alguns bastante positivos e outros não. Os resultados são piores do que aqueles observados em baixa tensão, já que o valor da tarifa de energia é muito inferior para clientes em média tensão e o custo de aquisição e implementação do sistema solar não cai na mesma proporção que a tarifa de energia. Ainda assim, os resultados mostram que vale a pena optar pelo investimento em diversos dos cenários considerados.

Analisando o caso de Salvador, percebe-se que a cidade foi extremamente penalizada por possuir uma tarifa de média tensão muito baixa, somada a uma alíquota baixa de ICMS no estado. De maneira geral, isto é um fator positivo ao consumidor comercial de energia na cidade, que paga menos pela sua conta de luz, porém não auxilia no retorno financeiro do sistema solar fotovoltaico. Mesmo sendo a cidade com a maior irradiação solar e menor desvio padrão, fazendo com que o risco advindo dessa variável no modelo seja menor, o resultado fica muito prejudicado pela tarifa muito mais baixa para clientes em baixa tensão, ou mesmo clientes em média tensão localizados em outras cidades.

Vale ressaltar que, mesmo com todos esses fatores desfavoráveis, os resultados são positivos em linhas gerais e favoráveis ao investimento. No entanto, o risco é elevado, com, por exemplo, uma alta probabilidade de retorno negativo (20,5% com compensação de ICMS e 28,9% sem a compensação). Este risco elevado somado a um PPB muito longo, de 15 a 20 anos, e a uma taxa interna de retorno pouco atrativa, não tão acima de 15%, sugere uma baixa probabilidade do tomador de decisão optar a favor do investimento.

O mesmo não ocorre nas demais cidades, em que os indicadores mostraram-se mais favoráveis, para o tomador de decisão optar pelo investimento. Os resultados no Rio de Janeiro permaneceram bastante elevados, embora tenham sofrido alguma queda frente ao cliente conectado em baixa tensão. A irradiação elevada combinada com uma tarifa mais alta de energia faz com que o retorno seja bastante positivo, com apenas 2,1% dos cenários com resultado negativo quando há compensação do ICMS e 4,9% negativo quando não há compensação. Este é um valor com significado altamente positivo, pois retira grande parte do receio do tomador de decisão de optar a favor do investimento.

Além disso, os valores médios de VPL ficaram bem elevados e as taxas internas de retorno permaneceram acima do patamar de 20%, que é um resultado extremamente atrativo para o investimento. O PPB não ficou tão atraente quanto os demais indicadores, com valor médio acima de

10 anos. Porém a Figura 21 mostra que há uma probabilidade de mais de 50% do *payback* ficar abaixo dos 10 anos, o que é muito bom em um projeto de 25 anos com FC constante e previsível.

Curitiba teve resultados intermediários, visto a cidade ser impactada principalmente por uma irradiação inferior, mas compensada por uma tarifa elevada de energia, ainda que não tão alta quanto no Rio de Janeiro. Em linhas gerais, os resultados são favoráveis ao investimento, com um VPL elevado e uma TIR próxima dos 20%. O que desfavorece a opção pelo sistema solar é o longo, PPB que se apresenta com valor médio acima de 13 anos com a compensação do ICMS e acima de 15 anos sem a compensação. A distribuição dos resultados de *payback* não são tão favoráveis quanto no Rio de Janeiro e apenas 25% dos cenários possuem *payback* de até 10 anos. Ainda assim, ao analisar o conjunto de indicadores, incluindo a probabilidade de um retorno negativo, que é de 6,9% com compensação de ICMS e 12,9% sem compensação, os resultados sugerem que faz sentido o tomador de decisão optar pelo investimento, dado o retorno potencial e os riscos envolvidos.

4.3 SITUAÇÕES ESPECIAIS

4.3.1 Tarifa Horária (Tarifa Branca)

Encontra-se em discussão no país a mudança na forma de tarifação de clientes residenciais em baixa tensão, passando a cobrança para o modelo binômio, assim como já é feito hoje para clientes comerciais em média tensão. A ANEEL está em fase de audiências públicas a fim de ouvir as percepções e opiniões da sociedade antes de definir a mudança, que é dada como praticamente certa ao longo dos próximos anos.

Atualmente já existe a possibilidade do cliente residencial em baixa tensão com consumo acima de 250 kWh por mês optar por uma tarifa horária, chamada tarifa branca, e suas condições de aplicação estão estabelecidas pela ANEEL (2016). Ao aderir a essa modalidade, o cliente passa a pagar uma tarifa mais baixa durante as horas do dia consideradas de fora ponta e uma tarifa mais elevada durante as horas de ponta e intermediárias. Os períodos horários de ponta, intermediário e fora de ponta são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, que ocorrem em média a cada cinco anos. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor é sempre fora de ponta.

A figura abaixo exemplifica as tarifas aplicadas na modalidade tarifária branca.

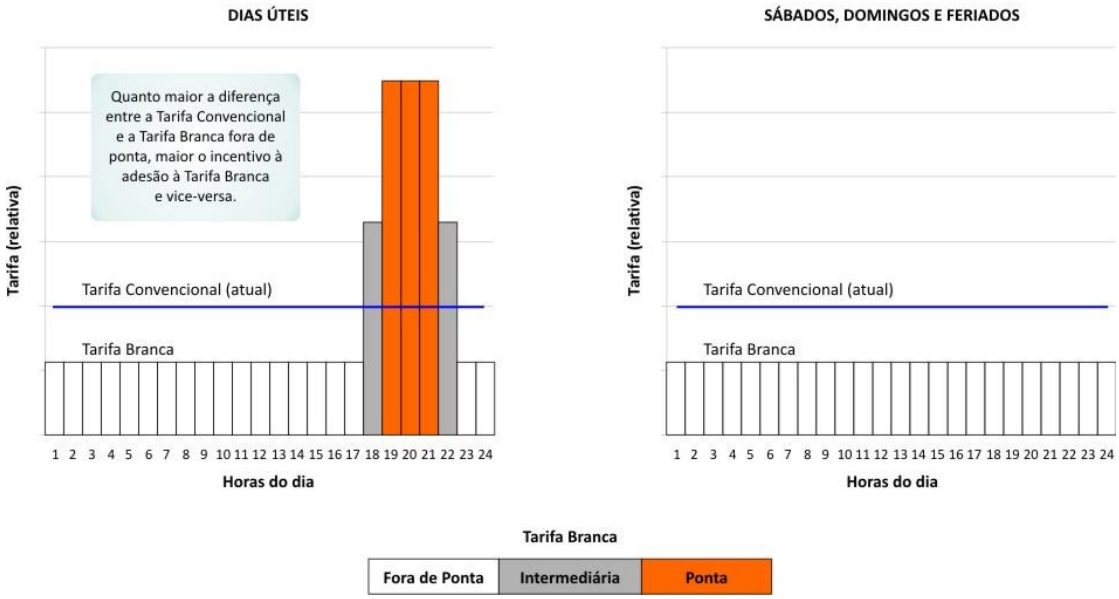


Figura 34: Comparativo entre Tarifa Branca e Tarifa Convencional

Fonte: ANEEL (2015) Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca> Acesso em: 13 fev. 2019.

Para analisar o impacto da tarifa binômia em clientes residenciais em baixa tensão, foi realizada uma simulação, utilizando como base o modelo do sistema solar do Rio de Janeiro instalado em um cliente residencial de baixa tensão com compensação do ICMS na energia injetada na rede, cujos resultados estão descritos no item 4.1.1.1.

A distribuidora em questão é a Light, que possui o horário de ponta definido entre 17h30 e 20h30 e intermediário entre 20h30 e 22h30. Ao analisar a geração de energia pelo sistema solar fotovoltaico, identificou-se que apenas 1,4% da energia é gerada dentro do horário de ponta, considerando que o horário de ponta acompanha o horário de verão, passando então para 18h30 a 21h30. Dada a baixa geração de energia no horário de ponta, foi considerado na simulação que toda energia gerada será compensada no horário fora ponta, gerando uma economia menor e possuindo um valor menor de compensação para a energia injetada. O valor vigente na distribuidora para a tarifa de energia no horário fora ponta sem a incidência de impostos e considerado na análise foi de R$0,50409. Este valor é 12,3% menor que a tarifa residencial convencional.

A tabela e a figura próximas resumem os resultados obtidos da simulação no modelo de tarifa branca.

Tabela 20: Principais resultados da simulação com tarifa branca

Rio de Janeiro – Tarifa Branca					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	30.036	17.474	- 7.272	105.059	0,6%
TIR (%)	24,0	22,8	14,2	41,0	
Payback (anos)	8,5	7	3	Sem Payback	
ROI (%)	134	90	- 27	598	

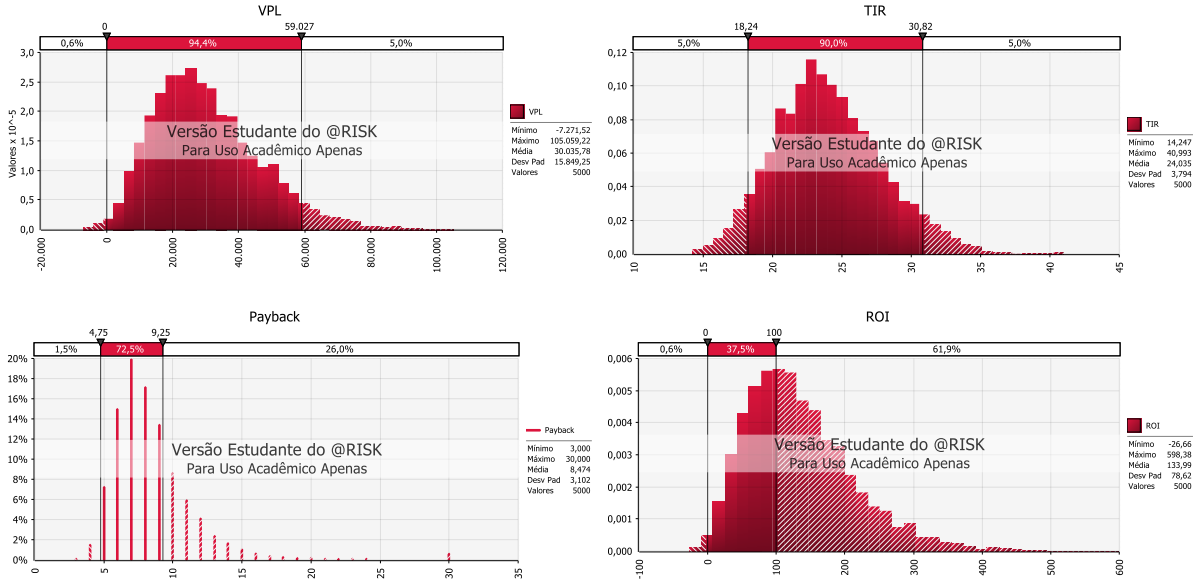


Figura 35: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, *Payback* e ROI da simulação no modelo de Tarifa Branca

Analisando os resultados da simulação e comparando-os com aquela que considera a tarifa convencional, pode-se observar que houve, como previsto, uma piora generalizada nos indicadores financeiros do projeto. Porém, essa piora não foi muito grande e o projeto continua sendo bastante atrativo para o tomador de decisão optar pelo investimento.

O VPL caiu de R$38.261 para R$30.036, uma queda de 21,5%. O valor mais esperado (moda) teve uma queda mais acentuada, passando de R$34.786 para R$17.474, uma queda de quase 50%. Os valores mínimo e máximo também sofreram queda, mas não muito grande. E a probabilidade do resultado ser negativo aumentou de 0,1% para 0,6%. Um aumento muito grande, mas um valor que permanece bastante reduzido, com apenas um em cada 167 projetos com retorno negativo.

O resultado para a TIR na simulação ficou extremamente positivo, com 90% dos cenários contidos entre os valores 18,2% e 30,8%. A TIR média da simulação ficou em 24,0% e a moda 22,8%. Estes valores são apenas marginalmente inferiores aos resultados da simulação com tarifa convencional, com uma queda em torno de 2 p.p., mantendo a TIR em um patamar ainda imensamente atrativo para o tomador de decisão.

O *payback* foi um pouco mais impactado, passando de um valor médio de 6,9 para 8,5 anos e valor mais esperado de 6 para 7 anos. Considerando a vida útil do sistema, estes ainda são valores razoáveis e convidativos.

O mesmo vale para o ROI, que sofreu queda moderada na simulação, passando de uma média de 170% para 134% e valor mais esperado de 119% para 90%. Além disso, 61,9% dos cenários apresentaram retorno sobre o investimento superior a 100%, valor esse bem interessante, mesmo tendo caído de 76,8% na simulação anterior.

Em resumo, na modalidade de tarifa branca o retorno financeiro pela implementação de um sistema solar fotovoltaico permanece bastante estimulante sob as condições consideradas no modelo, ainda que haja uma queda nos indicadores frente à modalidade tarifária convencional. Dessa forma, os resultados obtidos corroboram a favor da opção pelo investimento por parte do tomador de decisão.

4.3.2 Aumento Real Zero na Tarifa de Energia

As simulações anteriores consideraram um aumento real da tarifa de energia para os próximos anos. Isto se deu principalmente por dois motivos. Primeiro, pelo aumento substancialmente elevado do preço da energia elétrica no país que ocorre consistentemente ao longo dos últimos anos. Segundo, pelo cenário em que se encontra o setor elétrico, demandando investimentos altos em todas as áreas da cadeia e que acarretarão em aumento real no preço da energia.

No entanto, existe a possibilidade do aumento não se concretizar devido a decisões políticas nos próximos anos por parte dos formuladores de políticas públicas. Esta perspectiva já foi incluída e considerada no modelo anterior, uma vez que o aumento real da tarifa considerado para as simulações foi entre 0% e 4%. Aqui, porém, busca-se também avaliar como a simulação se comporta quando o valor do aumento real da tarifa é constante e igual a zero. A análise foi feita considerando o cenário base do sistema solar do Rio de Janeiro instalado em um cliente residencial de baixa tensão com compensação do ICMS na energia injetada na rede, cujos resultados estão descritos no item 4.1.1.1.

A tabela e a figura abaixo resumem os resultados obtidos da simulação com aumento real da tarifa de energia igual a zero.

Tabela 21: Principais resultados da simulação com aumento real da tarifa de energia igual a zero

Rio de Janeiro – Aumento Zero de Tarifa					
	Médio	**Moda**	**Mínimo**	**Máximo**	**P (X<0)**
VPL (R$)	27.493	20.875	- 5.029	79.534	0,4%
TIR (%)	24,7	23,7	14,8	40,1	
Payback (anos)	7,6	6	3	Sem Payback	
ROI (%)	123	93	- 16	478	

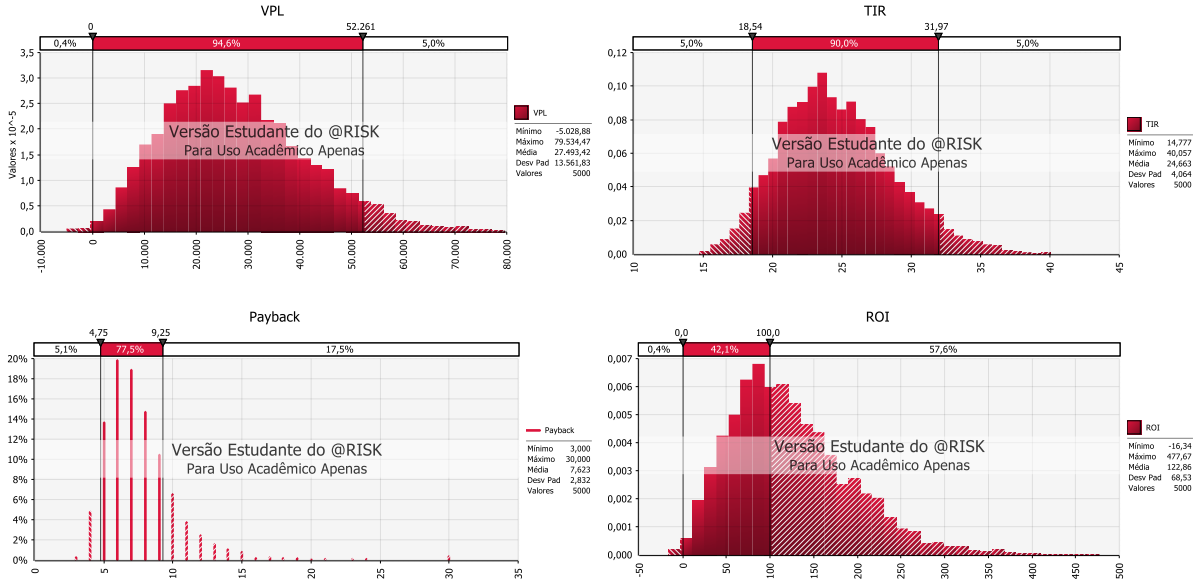


Figura 36: Distribuição dos resultados de VPL, TIR, *Payback* e ROI da simulação com aumento real da tarifa de energia igual a zero

É possível identificar uma piora generalizada em todos os indicadores de resultado financeiro da simulação sem o aumento real na tarifa de energia elétrica, o que já era esperado. Porém, o que mais chama a atenção é a magnitude da mudança dos resultados com a alteração apenas dessa variável em cada indicador.

Primeiramente, percebe-se uma piora relevante no VPL médio da simulação, que passou para R$27.493 frente aos R$38.261 anteriores. Uma piora de 28%, que é bastante significativo. Adicionalmente, os resultados negativos saltaram de 0,1% para 0,4%, aumentando quatro vezes a probabilidade do retorno do investimento ser negativo, embora ainda permanecendo em um patamar muito baixo, de apenas um em cada 250 cenários ser negativo. Este ainda é um valor muito baixo e bastante aceitável, o que favorece ao tomador de decisão a escolha pelo investimento.

Os demais indicadores de desempenho financeiro também sofreram deterioração, porém todos se mantiveram em patamares extremamente favoráveis à escolha pelo investimento. A TIR não

apresentou queda significativa, passando de 26,8% para 24,7%, valor esse de retorno ainda suficientemente favorável para um projeto dessa natureza.

O tempo de *payback* também não sofreu grandes mudanças, passando de um valor médio de 6,9 para 7,6, uma piora em menos de um ano. Ao mesmo tempo, o valor mais esperado (moda) do *payback* não sofreu alteração, permanecendo em 6 anos.

Finalmente, o ROI médio caiu de 170% para 123%, permanecendo em um patamar muito positivo e elevado, altamente propício à escolha pelo investimento pelo tomador de decisão.

Em resumo, mesmo com a relativa piora generalizada dos indicadores de desempenho financeiro do projeto quando se compara a simulação com aumento real da tarifa de energia igual a zero ao longo de toda vida útil do projeto com aquela que considera um aumento real da tarifa no tempo, os resultados ainda se mostram extremamente favoráveis a uma escolha pelo investimento no sistema solar fotovoltaico pelo tomador de decisão.

4.3.3 Análise dos Resultados Negativos

Visando entender quais os principais ofensores do modelo, nos casos da simulação em que o retorno ficou negativo (VPL < 0), foram analisados os dados de entrada nos cenários em que o resultado do VPL ficou negativo. A análise foi feita considerando como cenário base a cidade onde o resultado da simulação para o cliente residencial demonstrou a maior probabilidade de retorno negativo, que é o sistema solar de Curitiba, instalado em baixa tensão. Optou-se pelo modelo com compensação do ICMS na energia injetada na rede, em vigência atualmente na maioria das cidades brasileiras, e cujos resultados estão descritos no item 4.1.3.1.

Na simulação, 45 cenários apresentaram resultados negativos para o VPL, com valores variando entre - R$33 e - R$11.547 e com valor médio de - R$2.170. A análise dos valores assumidos na simulação para cada variável de entrada mostrou que duas variáveis de dados de entrada possuem seus valores extremamente concentrados nos extremos da curva de distribuição estocástica enquanto que os demais não apresentaram nenhuma concentração significativa. Essas variáveis são o WACC e o custo de aquisição e implementação do sistema solar.

O WACC considerado como dado de entrada na simulação possui uma distribuição Pert com parâmetros de 6,42%, 12,48% e 23,26% para mínimo, mais esperado e máximo, respectivamente. Os valores para essa variável nos cenários com VPL negativo estão todos concentrados entre 14,45% e 21,21%, com valor médio de 18,33%. Apenas 35,4% da simulação possui valores mais altos do que 14,45% para o custo de capital e 6,6% da simulação tem valores mais altos do que 18,33%. A figura a seguir apresenta a distribuição estocástica de entrada do WACC no modelo.

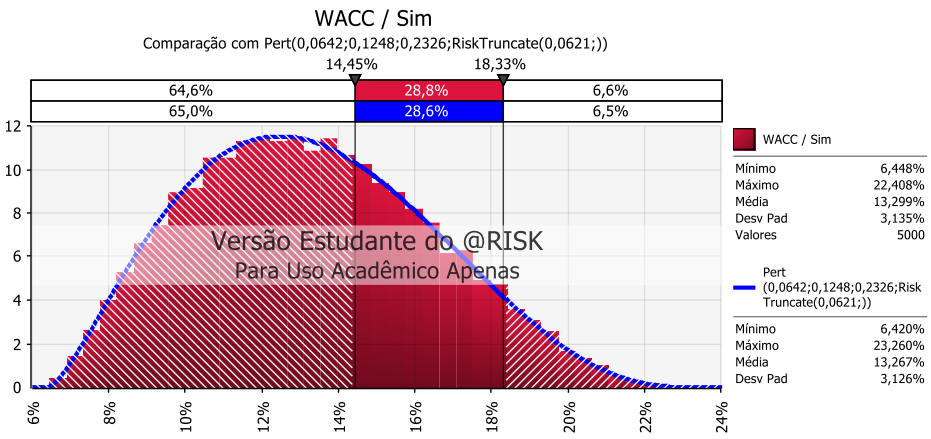


Figura 37: Distribuição dos dados de entrada no modelo para o custo de capital (WACC)

O número total de cenários com WACC acima de 18,33% foi de 332, valor bastante acima dos 45 cenários com resultado negativo para o VPL. Isso mostra que o WACC elevado é necessário, porém não suficiente para que o resultado do VPL seja negativo. Para tanto, é necessário que outras variáveis de entrada contribuam para que o resultado fique tão ruim a ponto de ser negativo. Antes de entrar no custo de aquisição e implementação do sistema, cabe analisar o WACC juntamente com a inflação. Embora não haja uma concentração específica dos valores de inflação nos cenários de VPL negativo, é possível notar que a diferença entre inflação e custo de capital, ou seja, o custo real do capital é bastante elevado em todos esses cenários. Enquanto a diferença entre os valores médios de WACC e inflação foi de 7,09 p.p. na simulação, todos os 45 cenários com VPL negativo tiveram essa diferença acima de 10 p.p., com exceção de um único cenário que teve a diferença igual a 9,28 p.p. Novamente, esta não é uma condição suficiente para que o resultado seja negativo, uma vez que existe ao todo 794 cenários com essa diferença acima de 10 p.p., porém este se apresenta como um dos fatores determinantes para que o VPL seja baixo ou mesmo negativo. O VPL médio dos 794 cenários foi de R$9.024, valor muito inferior à média da simulação como um todo, de R$25.735.

Analisando os custos de aquisição e implementação do sistema solar fotovoltaico é possível notar que os valores dos cenários com VPL negativo estão concentrados entre 5,77 e 7,86 reais por *watt* instalado. Esses são valores muito concentrados na parte superior da curva de distribuição de entrada, que possui média de 5,86 reais por *watt*. O valor médio da amostra analisada ficou em 7,04 reais por *watt*, valor extremamente elevado. Apenas 10% dos cenários possuem valores acima deste para os custos de aquisição e implementação, totalizando 510 cenários com valor médio de VPL de R$18.959, valor esse 26,3% abaixo do resultado médio da simulação como um todo. Isto mostra que os custos de aquisição e implementação também não são suficientes para tornar o valor do VPL negativo, porém contribuem fortemente para reduzir consideravelmente seu valor. A próxima figura apresenta a distribuição estocástica de entrada dos custos de aquisição e implementação do sistema.

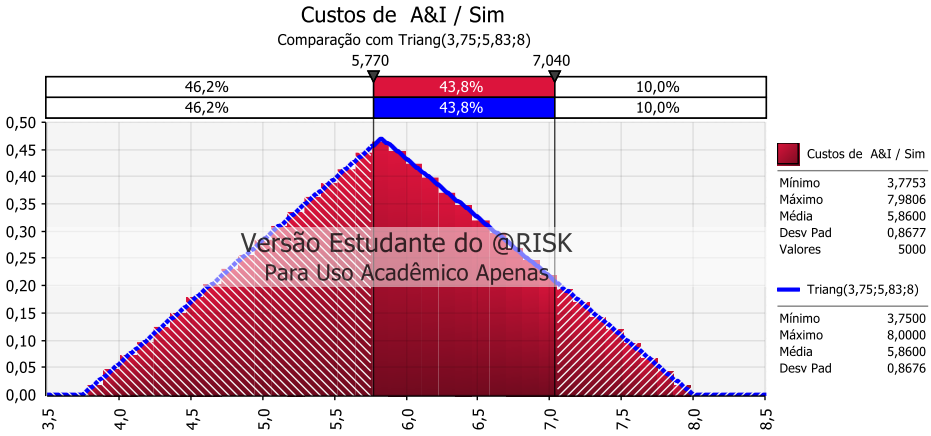


Figura 38: Distribuição dos dados de entrada no modelo para os custos de aquisição e implementação

Com a realização da análise constata-se que não existe um fator único fazendo com que os resultados da simulação sejam negativos, mas uma série deles, os quais unidos ocasionam um cenário com retorno negativo. Foram apresentados dois fatores com influência relevante nos cenários negativos, porém nem mesmo os dois combinados são suficientes para tornar um cenário negativo. É necessário que outros fatores contribuam para que se chegue a um ponto em que o resultado seja negativo. Daí decorre a baixa probabilidade observada em todas as simulações analisadas neste estudo, ainda que algumas possuíssem resultados menos favoráveis.

4.4 DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Os resultados obtidos a partir das simulações realizadas foram extremamente favoráveis e sugerem que a opção pelo investimento em sistemas solares fotovoltaicos compensa financeiramente na grande maioria dos casos. Além disso, há todo o benefício ambiental de estar gerando energia a partir de uma fonte renovável e limpa, ao invés de utilizar fontes fósseis, como carvão ou gás.

Conforme apresentado neste mesmo capítulo, há uma vantagem significativa nas simulações realizadas em clientes residenciais conectados em baixa tensão frente aos clientes comerciais conectados em média tensão. Isto se dá pelo elevado valor cobrado na tarifa para clientes em baixa tensão. Embora o custo de aquisição e implementação de sistemas solares fotovoltaicos seja menor para sistemas grandes, quando ponderado pelo tamanho do sistema, a tarifa cobrada de clientes conectados em média tensão é tão inferior que o custo menor não é capaz de compensar nos resultados. Dessa forma, há uma piora nos indicadores para clientes comerciais conectados em média tensão. No entanto, ainda assim os resultados se mostraram majoritariamente positivos e apontam que, uma escolha favorável por parte do tomador de decisão faz sentido.

Os resultados também mostram que há um impacto relevante quando o ICMS não é compensado na energia injetada. Por isso, é importante que os estados mantenham, ou adotem, a decisão do CONFAZ a favor da não cobrança de ICMS sobre a energia injetada na rede e compensada na conta de luz. Este é um risco importante que, embora não inviabilize as simulações, piora os resultados obtidos e influencia negativamente na tomada de decisão.

Cabe destacar também a relevância que o aumento real no preço da energia tem sobre os resultados das simulações, embora a falta de um aumento real no preço da energia não inviabilize ou sequer piore de maneira relevante os resultados da simulação, como visto na análise de aumento real zero da tarifa. Este é um potencial ganho existente, ao se optar pela implementação do sistema solar. Olhando para o futuro e ponderando o estado atual do setor elétrico brasileiro, juntamente com as demandas por energia elétrica que devem crescer cada vez mais com o desenvolvimento socioeconômico do país, é pouco provável que o preço da energia cresça abaixo da inflação. E o impacto desse aumento é percebido diretamente nos resultados da simulação, uma vez que o FC é longo e constante, sendo muito influenciado pelos aumentos incorridos ao longo do tempo. Basta esperar para verificar se os custos atrelados à renovação e expansão dos ativos do setor elétrico serão repassados para o preço da energia elétrica e em que proporção isto se dará, pois há sempre a possibilidade dos formuladores de política pública optarem por manobras para que os custos não recaiam sobre a tarifa, com a conta sendo paga por meio de algum outro veículo definido pelo governo.

Foi possível observar também o impacto gerado pela potencial alteração no modelo de cobrança para clientes residenciais em baixa tensão, que atualmente já podem optar pela tarifa branca, com um preço menor no horário fora de ponta e maior nos horários intermediários e de ponta. É possível e até mesmo provável uma migração para o modelo de tarifação binômia para clientes residenciais, que incluiria uma parcela fixa na conta de energia que não seria compensada pela energia gerada pelo sistema solar. Isto piora os resultados, como mostrou a simulação, mas ainda assim não inviabiliza o investimento. Além disso, uma cobrança fixa por parte da distribuidora é justa para os clientes que não possuem sistemas solares, uma vez que aqueles que possuem, atualmente, podem chegar a pagar apenas o valor mínimo em suas contas de luz, mesmo utilizando de forma intensa a rede da distribuidora com injeções e compensações de energia elétrica. Este subsídio cruzado tende a acabar. Porém, não se sabe qual será o novo preço da energia, que pode permanecer elevado, mesmo com a cobrança de uma parcela fixa na conta de luz. Neste caso, não haveria impacto negativo no retorno sobre um investimento, apenas um aumento geral para todos os consumidores.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo avaliar os riscos envolvidos em projetos de energia solar fotovoltaica distribuídos, bem como seus impactos na viabilidade dos projetos, proporcionando um instrumento de auxílio à tomada de decisão a respeito da implementação de um sistema solar fotovoltaico no modelo de micro ou minigeração distribuída. Para atingir este objetivo, foi desenvolvido um modelo econômico-financeiro e utilizado o método de Simulação de Monte Carlo com auxílio do software @Risk para análise de riscos e resultados. A partir das variáveis de entrada com suas respectivas distribuições estocásticas foi possível rodar o modelo e analisar o resultado dos cinco mil cenários gerados em cada simulação para cada situação diferente. Cada simulação teve como base um de dois perfis distintos de clientes: um residencial conectado em baixa tensão e outro comercial conectado em média tensão. Além disso, foram analisadas três cidades em diferentes regiões do país com características de irradiação solar distintas.

A principal conclusão do estudo é de que a questão de viabilidade ou não de um sistema solar fotovoltaico não é tão simples como muitos propõem. Uma análise determinística, com apenas uma resposta correta, seria mais elementar. Um simples modelo matemático determinaria se um sistema solar fotovoltaico é viável ou inviável num determinado local. A partir daí, a decisão de realizar ou não o projeto seria óbvia e direta, assumindo o tomador de decisão como um agente absolutamente racional.

No entanto, a realidade se mostra mais complexa. O estudo apresentou algumas fontes de incerteza para modelos econômico-financeiros e os riscos atrelados aos dados de entrada na modelagem de um projeto solar fotovoltaico. Embora diversos estudos e organizações apresentem retornos positivos para investimentos em projetos de energia solar distribuída, esses riscos ajudam a explicar porque a tecnologia ainda não deslanchou no país e não é amplamente adotada por consumidores que veem suas contas de luz aumentar muito acima da inflação nos últimos anos. Não é uma simples questão de ser viável ou não ser viável, mas também de quais são os riscos envolvidos em um projeto solar fotovoltaico e quais as principais fontes de incerteza atreladas a ele.

Um exemplo de tal situação é o estudo conduzido pela EPE (2016), citado na introdução, que analisou para cada estado brasileiro se um sistema solar fotovoltaico de 3 kW era viável financeiramente. Este estudo adota premissas estáticas, sem levar em consideração as incertezas do modelo, que trazem riscos ao retorno do investimento. Tais riscos são extremamente relevantes ao tomador de decisão, pois permitem uma análise mais completa para uma decisão mais bem informada, inclusive sobre a probabilidade de o investimento ter um retorno negativo, como visto em toda simulação realizada nesta investigação, ainda que, por vezes, seja praticamente nula.

Uma vez identificados os riscos relativos ao projeto, tendo-os além de apenas mapeados, também quantificados, priorizados e analisados, vale questionar se tais riscos não estão sendo majorados em excesso, de maneira subjetiva e não analítica ou quantificada, afastando assim, os tomadores de decisão de prosseguirem com projetos solares fotovoltaicos promissores. Os resultados apresentados são majoritariamente positivos, com riscos bastante reduzidos, relativamente pouco voláteis e sob controle. Isto sugere que muitos investidores, sejam eles os próprios proprietários dos sistemas solares ou investidores terceiros, podem estar recusando boas oportunidades de projetos solares fotovoltaicos distribuídos. E a causa da recusa, ou baixa procura, pode estar em grande parte atrelada aos riscos percebidos nos projetos, embora analisados apenas de maneira subjetiva, sem dados ou modelos precedentes para embasarem e auxiliarem sua decisão.

Outrossim, considera-se que este trabalho possa servir como uma ferramenta auxiliar aos tomadores de decisão para que, à luz da avaliação e resultados apresentados, entendam mais claramente sobre as fontes de incerteza dos projetos solares fotovoltaicos em análise e percebam seu real potencial frente às demais alternativas de investimento ao seu alcance.

Com o objetivo de superar algumas das principais barreiras apresentadas na análise de risco, é possível tomar certas deliberações. Evidentemente nem sempre é possível agir em relação ao risco oferecido, como por exemplo, modificar a região onde o sistema será instalado. Porém, sempre que possível, vale a pena buscar medidas cabíveis para se atenuar os riscos relativos ao sistema solar.

Como mencionado, para atuar sobre o risco relacionado à irradiação é importante selecionar um local com alta incidência dela, que, no caso do Brasil, significa focar na região Nordeste. Se não for possível alterar o local onde a instalação do sistema solar será realizada, deve-se buscar maximizar a irradiação incidente nos módulos solares, através da otimização da inclinação e do desvio azimutal do sistema e da não incidência de sombras nos módulos.

Outro fator de risco é o valor da tarifa ao longo dos anos. Embora seja difícil prever, sem uma análise detalhada, qual distribuidora deve ter o maior aumento ao longo dos anos, uma maneira bem simples de mitigar esse risco é buscar uma distribuidora que já possui um valor de tarifa mais elevada, já que parte dos fatores de aumento da tarifa é comum a todas as distribuidoras. Outro ponto importante também sobre o valor da tarifa é verificar se a distribuidora, e não apenas o Estado, compensa o ICMS na tarifa injetada na rede. Como se verificou no Rio de Janeiro é possível que o Estado tenha aderido ao convênio do CONFAZ, porém a distribuidora não compense o imposto sobre a totalidade da tarifa.

Nos casos em que não há compensação do ICMS sobre a energia injetada, faz-se mister a maximização do autoconsumo, já que a energia consumida instantaneamente possui um valor maior em relação à injetada e compensada posteriormente. Quando há compensação integral dos impostos

incidentes sobre a energia injetada, o nível de autoconsumo pode ser desconsiderado da análise de riscos.

É sempre desejável que a PR seja a maior possível, e, para tal, a seleção dos equipamentos a serem utilizados, bem como a equipe de instalação são fundamentais. Uma instalação com equipamentos e mão de obra de alta qualidade minimiza as perdas internas do sistema e aumenta sua PR ao longo da vida útil do sistema. O mesmo vale para a taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos, que é determinada principalmente pela qualidade do equipamento adquirido para o projeto.

Quanto aos riscos econômico-financeiros relacionados à inflação, nada ou muito pouco pode ser feito, assumindo que todas as alternativas estão contidas dentro do Brasil e sujeitas ao mesmo fator de inflação. Porém, quanto aos riscos relacionados ao WACC, é possível buscar alternativas que os minimizem. Uma opção é buscar locais com linhas de financiamento próprias para projetos fotovoltaicos com um custo mais baixo, tal como localidades sob a atuação do Banco do Nordeste (BNB), que possui uma linha de crédito especial para projetos solares fotovoltaicos.

Para além do tomador de decisão a respeito do investimento em sistemas solares fotovoltaicos, os formuladores de políticas públicas podem atuar sobre a aplicação do convênio de não cobrança do ICMS sobre a energia injetada na rede e também em ações visando reduzir o custo de capital para projetos dessa natureza, seja de forma genérica ou específica, como feito, por exemplo, em 2018 por meio do Fundo Clima do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Aquela ação incluiu por um período determinado instalações solares fotovoltaicas dentro da gama de projetos aceitos para empréstimos pelo Fundo.

Outra forma de incentivo é através de isenções de impostos sobre os equipamentos de geração solar fotovoltaica, como é feito atualmente com geradores de corrente contínua (que inclui módulos fotovoltaicos), os quais são isentos de ICMS. Esta ação influencia diretamente os custos de aquisição, possuindo um impacto muito relevante, como foi possível perceber nas análises de sensibilidade das simulações.

O estudo realizado é bastante flexível e pode ser aplicado em outros países e realidades distintas. Futuros estudos podem expandir a análise efetuada e refinar os dados de entrada do modelo, chegando cada vez mais próximo da realidade. Um meio de expansão é a inclusão de novas cidades ou mesmo países que não foram pesquisados. Outra possibilidade é explorar mais as maneiras já existentes e propor novas formas de se amenizar os riscos identificados nesta investigação, tornando os investimentos em sistemas solares fotovoltaicos mais robustos e seguros. É possível também avaliar como seria o resultado da simulação para uma geração solar no modelo de “condomínio solar”, no qual diversos consumidores se reúnem para explorar a energia gerada por

uma usina maior, incluindo os custos atrelados ao projeto, como, por exemplo, terreno, segurança, operação, demanda ou adaptação da rede de distribuição no local. Ainda, outra alternativa é levantar e analisar possíveis modelos de negócio que atendam aos ensejos dos clientes que buscam soluções solares com o mínimo de riscos e o máximo de retorno, analisando suas respectivas viabilidades. Não necessariamente o tomador de decisão a respeito do investimento em um sistema solar precisa se preocupar com os riscos atrelados ao projeto, sendo possível que os mesmos sejam terceirizados para uma empresa parceira na empreitada, capaz de mitigá-los de maneira mais fácil ou barata. Com menos riscos no projeto é muito provável que cada vez mais pessoas se interessem e se motivem a migrar para geração de energia a partir da fonte solar.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST*.Brasília. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/voto_do_diretor_relator.pdf> Acesso em: 09 jul. 2018.

_____ . *Tarifa Branca***.** 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca> Acesso em: 13 fev. 2019.

_____. *Brasil ultrapassa 7 mil conexões de micro e minigeração*. Assessoria de Imprensa. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-7-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877?inheritRedirect=false> Acesso em: 12 jul. 2018.

_____. *Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012* – atualizado em 25/05/2017 (b). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86> Acesso em: 10 jul. 2018.

_____. *Entendendo a Tarifa*. Publicado em 2015. Modificado em 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa> Acesso em: 11 out. 2018.

_____. Atualizado 2019. *Capacidade de Geração do Brasil*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> Acesso em: 14 fev. 2019.

AKINYELE, D.O.; RAYUDU, R.K.; NAIR, N.K.C. Global progress in photovoltaic technologies and the scenario of development of solar panel plant and module performance estimation − Application in Nigeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 48, p. 112-139. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115001744?via%3Dihub> Acesso em: 10 jul. 2018.

ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. INPE.LABREN. São José dos Campos. 2ª Edição, 2017. Disponível em: < http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#> Acesso em: 6 jul. 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Taxas de juros básicas - Histórico*. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp> Acesso em: 22 jan. 2019.

BARBOSE, G.L. et al. Tracking the Sun IX: The Installed Price of Residential and Non-Residential Photovoltaic Systems in the United States. *Berkeley Lab*. *Electricity Markets & Policy Group*. California. 2016. Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/tracking-sun-ix-installed-price> Acesso em: 10 jul. 2018.

BLUE SOL. *Cursos de Energia Solar Fotovoltaica.* Disponível em: <http://bluesol.com.br/curso-de-energia-solar/> Acesso em: 11 jul. 2018.

BORENSTEIN, S. *The market value and cost of solar photovoltaic electricity production*. University of California Energy Institute. California. 2008. Disponível em: <https://escholarship.org/uc/item/3ws6r3j4> Acesso em: 10 jul. 2018.
BRADSHAW, A. Regulatory change and innovation in Latin America: The case of renewable energy in Brazil. *Utilities Policy*. v. 49, p. 156-164. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095717871630261 2?via%3Dihub> Acesso em: 10 jul. 2018.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução n. 482 de 17 de abril de 2012.* Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 6 jul. 2018

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica*. Resolução Normativa n.687 de 24 de novembro de 2015*. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf.> Acesso em: 6 jul. 2018

_____. Agência nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 733 de 06 de setembro de 2016.* Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf> Acesso em: 13 fev. 2019.

COMELLO, S.; REICHELSTEIN, S. Cost competitiveness of residential solar PV: The impact of net metering restrictions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 75, p. 46-57. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211630702X?via%3Dihub> Acesso em: 12 jul. 2018.

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA. COELBA. *Tabela de tarifas e preços finais de energia elétrica – Grupo B*. Disponível em: <http://servicos.coelba.com.br/Documents/TARIFAS/2018/09.Novos%20Pre%C3%A7os%20Finais_Grupo%20B_Setembro%202018_Res%20Homologat%C3%B3ria%202.382.pdf> Acesso em: 22 jan. 2019.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA.COPEL. *Exemplo tarifa residencial*. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e/b2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9/$FILE/Exemplo_tarifa_residencial.pdf> Acesso em: 22 jan. 2019.

DRURY, E. et al. Photovoltaic Investment Risk and Uncertainty for Residential Customers. *IEEE Journal of Photovoltaics*. v. 4, n. 1, p. 278-284. 2014. Disponível em: < https://ieeexplore.ieee.org/document/6607193> Acesso em: 12 jul. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. EPE. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica.* Rio de Janeiro. 2016. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pd f> Acesso em: 13 fev. 2019.

_____. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Rio de Janeiro. 2017.Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf> Acesso em: 10 jul. 2018.

_____. *Balanço Energético Nacional 2017.* Relatório Síntese – Ano base 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-46/topico-81/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf#search=matriz%20el%C3%A9trica> Acesso em: 10 jul. 2018.

_____. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018.* Ano base 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica> Acesso em: 12 fev. 2019.

ENBAR, N.; WENG, D.; KLISE, G. Budgeting for Solar PV Plant Operations & Maintenance: Practices and Pricing. *Electric Power Research Institute*. Sandia Laboratories. 2015. Disponível em: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1237001> Acesso em: 17 jul. 2018.

EUROBSERV'ER. *Photovoltaic barometer 2017*. Disponível em: <https://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2017/> Acesso em: 10 jul. 2018.

EUROSTAT. *Share of energy from renewable sources 2004-2016*. Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Figure_1-Share_of_energy_from_renewable_sources_2004-2016.png.> Acesso em: 10 jul. 2018.

FU, R. et al. NREL. National Renewable Energy laboratory. *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017*. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf> Acesso em: 16 jul. 2018.

GLOBAL SOLAR ATLAS. *The World Bank Group*. Disponível em: <http://globalsolaratlas.info/> Acesso em: 11 jul. 2018.

GOLDEMBERG, J.; LÈBRE LA ROVERE, E.; COELHO, S.T. Expanding access to electricity in Brazil. *Energy for Sustainable Development*. v. 8, n. 4, p. 86-94. 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082608605153> Acesso em: 15 jul. 2018.

GREENER – Pesquisa. Estratégia. Inovação*. Estudo estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração distribuída.* Primeiro semestre de 2018. Disponível em: <https://greener.com.br/wp-content/uploads/2018/01/estudo-estratgico-gerao-distribuda-1-semestre-2018-brasil-greener.pdf> Acesso em: 10 jul. 2018.

HAGHDADI, N. et al. *Operational performance analysis of distributed PV systems in Australia*. Proceedings of the Asia-Pacific Solar Research Conference 2016 (Conference Paper). Canberra. 2016. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/313514158_Operational_performance_analysis_of_distributed_PV_systems_in_Australia> Acesso em: 15 jul. 2018.

HERTELEER, B. et al. Normalised efficiency of photovoltaic systems: Going beyond the performance ratio. *Solar Energy*. v. 157, p. 408-418. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X1730717X> Acesso em: 15 jul. 2018.

HSU, C.T.; KORIMARA, R.; CHENG, T.J. Cost-Effectiveness Analysis of a PVGS on the Electrical Power Supply of a Small Island. *International Journal of Photoenergy*. 2014. Disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/275071563_Cost-Effectiveness_Analysis_of_a_PVGS_on_the_Electrical_Power_Supply_of_a_Small_Island> Acesso em: 16 jul. 2018.

IRENA. International Renewable Energy Agency. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. 2018. Disponível em: <http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017> Acesso em: 16 jul. 2018.

JORDAN, D.C.; KURTZ, S.R. *Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review*. Journal Article NREL/JA-5200-51664. June 2012.Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf> Acesso em: 16 jul. 2018.

KAHNEMAN, D. *Rápido e devagar*: duas formas de pensar. 19. Rio de Janeiro: Objetiva, 2017.

KUMAR, D. Economic Assessment of Photovoltaic Energy Production Prospects in India. *Procedia Earth and Planetary Science*. v. 11, p. 425-436. 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1878522015000934> Acesso em: 18 jul. 2018.

LE CORRE, J. et al. The Boston Consulting Group. *Geração de Energia Solar Descentralizada: Cenários e implicações para o setor no Brasil*. 2017. Disponível em: <http://image.bcgemail.com/lib/feca167375620574/d/1/BCG%20%20Geracao%20de%20Energia%20Solar%20Descentralizada.pdf> Acesso em: 9 jul. 2018.

LIGHT. *Composição da tarifa*. Disponível em: <http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx> Acesso em: 17 out. 2018.

_____. Para Empresas. *Tarifas e Tributos*. Disponível em: <http://www.light.com.br/para-empresas/Tarifas-e-Tributos/tributos.aspx> Acesso em: 22 jan. 2019.

MINISTÉRIO DO MEIO-AMBIENTE. *Acordo de Paris.* Disponível em: <http://www.mma.gov.br/clima/cognvencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris > Acesso em: 12 jul. 2018.

MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*. v. 49, p. 688–694. 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512005903> Acesso em: 16 jul. 2018.

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar.* São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf> Acesso em: 16 jul. 2018.

PFENNINGER, S., STAFFELL, I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*. v. 114, p. 1251-1265. 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216311744> Acesso em: 22 out. 2018.

PFENNINGER, S., STAFFELL, I. *Renewables.ninja*. Base de dados com irradiação solar horária dos últimos 18 anos. Disponível em: <https://www.renewables.ninja/> Acesso em: 22 out. 2018.

PORTAL BRASIL. *Certificados de depósito interbancário – cdi.* Disponível em: <https://www.portalbrasil.net/indices_cdi.htm> Acesso em: 07 fev. 2019.
PV TECH ORG. *Top 10 module suppliers in 2017*. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/editors-blog/top-10-module-suppliers-in-2017. Acesso em: 15 jul. 2018.

RAMÍREZ, F.J. et al. Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries. *Energy Policy*. v. 102, p. 440-452. 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516307078> Acesso em: 9 jun. 2018.

ROSS, S. A. et al. *Corporate governance*. 11. New York, NY: McGraw-Hill Education, 2016.

RUTHER, R., ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*. v. 39, p. 1027-1030. 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510009213 > Acesso em: 10 jul. 2018.

SANTHANAM, N. *What is the Lifetime of Solar Inverters?* 2015. Disponível em: <http://www.solarmango.com/ask/2015/09/28/what-is-the-lifetime-of-solar-inverters/> Acesso em: 15 jul. 2018.

SEMINÁRIO MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA − Impactos da Resolução Normativa n. 482/2012. 2014. Brasília. *Vídeos*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/hotsite/mmgd/index.cfm> Acesso em: 09 jul. 2018.

SENAI-SP. *Energia solar Fotovoltaica-Conceitos e Aplicações*. Disponível em: <https://pirituba.sp.senai.br/curso/73286/163/energia-solar-fotovoltaicaconceitos-e-aplicacoes> Acesso em: 18 jul. 2018.

SENAI – MS. *Montador de Sistema Fotovoltaico*. Disponível em: <http://www.ms.senai.br/educacao/cursos/?c=2132&busca=1> Acesso em: 18 jul. 2018.

SENAI – PE. *Senai oferece curso para instalação de sistemas de energia solar*. Disponível em:< http://www.pe.senai.br/noticias/senai-oferece-curso-para-instala%C3%A7%C3%A3o-de-sistemas-de-energia-solar/#.W0Y1FdJKjIU> Acesso em: 18 jul. 2018.

SOLARIZE. Cursos e Eventos. *Instalador de Sistemas Fotovoltaicos*. Disponível em: <http://www.solarize.com.br/cursos-e-eventos/ > Acesso em: 18 jul. 2018.

STAFFELL, I.; PFENNINGER, S. Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy.* v. 114, p. 1224-1239. 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216311811> Acesso em: 22 out. 2018.

WERNKE, R. *Gestão Financeira: Ênfase em Aplicações e Casos Nacionais*. São Paulo: Saraiva, 2008.

ZHANG, X.et al. *Evaluation of the Reanalysis Surface Incident Shortwave Radiation Products from NCEP, ECMWF, GSFC, and JMA Using Satellite and Surface Observations. Remote Sensing. v. 8, p. 225-249. 2016.* Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/297754794_Evaluation_of_the_Reanalysis_Surface_Incident_Shortwave_Radiation_Products_from_NCEP_ECMWF_GSFC_and_JMA_Using_Satellite_and_Surface_Observations> Acesso em: 12 jul. 2018.