**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA**
**CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA**
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

# ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CENÁRIOS POR REGIÃO

HENRIQUE VILAR GOMES

**JOÃO PESSOA**
**2020**

HENRIQUE VILAR GOMES

# ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CENÁRIOS POR REGIÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal da Paraíba, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Moreira da Silva

**JOÃO PESSOA**

**2020**

**Catalogação na publicação**
**Seção de Catalogação e Classificação**

G633a Gomes, Henrique Vilar.
Análise de viabilidade econômica da utilização de energia fotovoltaica no Brasil: cenários por região / Henrique Vilar Gomes. - João Pessoa, 2020.
92 f. : il.

Orientação: Ricardo Moreira da Silva.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Viabilidade econômica. 3. Simulação de Monte Carlo. 4. Tarifa binômia. I. Silva, Ricardo Moreira da. II. Título.

UFPB/BC CDU 620.91(043)

Elaborado por MAGNOLIA FELIX DE ARAUJO - CRB-15/883

Ata da 655ª Apresentação Pública de Dissertação da Mestrando **Henrique Vilar Gomes** para obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Produção na área de Ergonomia, Inovação e Sustentabilidade.

O Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção abriu sua sexcentésima quinquagésima quinta apresentação pública de dissertação, às nove horas do dia 29 de dezembro de dois mil e vinte, por Web conferência através do endereço https://meet.google.com/yuz-rorx-yqz, se reuniu a Banca Examinadora composta pelos professores: **Ricardo Moreira da Silva,** Dr. (Orientador), **Darlan Azevedo Pereira,** Dr. (Examinador Interno) e **Héber Pimentel Gomes,** Dr. (Examinador Externo – UFPB/CT - Departamento de Tecnologia da Construção Civil), sendo designada pela Portaria 19/2020-PPGEP para avaliar o trabalho **"Análise de Viabilidade Econômica da Utilização de Energia Fotovoltaica no Brasil: Cenários por Região"** de autoria do mestrando **Henrique Vilar Gomes**, candidato ao título de Mestre em Engenharia de Produção, na área de Gestão da Produção. Além dos examinadores e do mestrando, compareceram, familiares, convidados e representantes do corpo discente e docente. Iniciada a sessão o Prof. Ricardo Moreira, na qualidade de presidente da Banca Examinadora, apresentou aos presentes qual a finalidade da reunião e os seus procedimentos de encaminhamento. A seguir, passou a palavra ao mestrando para que em prazo regimental fizesse oralmente a exposição sucinta de seu trabalho. Concluída a apresentação, o senhor presidente solicitou à banca examinadora que tecessem seus comentários. Na sequência, a banca reuniu-se em caráter secreto, a proceder julgamento e avaliação da dissertação, decidindo atribuir o conceito **APROVADO,** concedendo assim o grau de mestre a **Henrique Vilar Gomes.** Nada mais havendo a tratar, o senhor presidente agradeceu a presença de

todos e encerrou a sessão, sugerindo por recomendação dos membros da banca que o prazo máximo para providenciar as correções e entregar os volumes da dissertação na Secretaria do Programa é de 60 dias a partir desta data. Para constar, eu, Ana Araújo Silva, secretária do PPGEP, lavrei a presente Ata que assino juntamente com o presidente e demais membros da Banca Examinadora e o candidato. João Pessoa - PB, 29 de dezembro de 2020.

Ana Araújo Silva
Secretária

Prof. Ricardo Moreira da Silva, Dr.
Presidente da Banca

Prof. Darlan Azevedo Pereira, Dr.
Examinador Interno

Prof. Heber Pimentel Gomes, Dr.
Examinador Externo

Henrique Vilar Gomes
Mestrando

*Emitido em 29/12/2020*

**ATA Nº 655/2022 - PPGEP (11.01.17.37)**
**(Nº do Documento: 655)**

**(Nº do Protocolo: NÃO PROTOCOLADO)**

*(Assinado digitalmente em 25/02/2022 15:26 )*
HEBER PIMENTEL GOMES
*PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR*
*330871*

*(Assinado digitalmente em 25/02/2022 13:03 )*
ANA ARAUJO SILVA
*TECNICO EM SECRETARIADO*
*332529*

*(Assinado digitalmente em 25/03/2022 08:00 )*
RICARDO MOREIRA DA SILVA
*PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR*
*1366493*

*(Assinado digitalmente em 03/03/2022 11:02 )*
DARLAN AZEVEDO PEREIRA
*PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR*
*2360551*

Para verificar a autenticidade deste documento entre em https://sipac.ufpb.br/documentos/ informando seu número: **655**, ano: **2022**, documento (espécie): **ATA**, data de emissão: **25/02/2022** e o código de verificação: **54637d10d9**

## AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. Dr. Ricardo Moreira da Silva por todas as orientações acadêmicas que foram muito valiosas. Seus ensinamentos e experiências compartilhadas foram fundamentais ao meu desenvolvimento.

Ao Prof. Dr. Heber Pimentel, pelo apoio, sugestões e orientações, sou eternamente grato por tudo.

À minha família, em especial Myrtes, minha mãe que estava sempre ao meu lado e que, muitas vezes, compreendeu minha indisponibilidade em momentos importantes. Mais importante de tudo, obrigado à Maria Luísa e Pedro Henrique, por compreender tantos momentos em que eu estava longe, saibam que todas as minhas vitórias são dedicadas a vocês dois.

A Girlene Alencar, pelas sugestões e revisões. A sua caminhada como mestranda está sendo trilhada com sucesso, aprendemos muito juntos.

A todos os professores da pós-graduação da UFPB pelos ensinamentos teóricos e pelas oportunidades, em especial ao professor Luiz Bueno, pelo acolhimento e pelo seu exemplo.

A todos vocês meu muito obrigado!

**RESUMO**

O Brasil vive um período de várias incertezas para novos investimentos e uma crescente utilização de energias renováveis, principalmente energia eólica e solar fotovoltaica. Diante desse contexto, objetiva-se avaliar a viabilidade econômica do uso de sistemas de energia fotovoltaica com três níveis de perfis de consumo nas cinco regiões geográficas do país, comparando cenários e considerando as incertezas envolvidas no processo através de uma simulação de Monte Carlo (SMC). O método aplicado utiliza como critérios o Valor Presente Líquido (VPL) positivo, Taxa Interna de Retorno (TIR) maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) desejada pelos investidores e o tempo de retorno do investimento (*payback*). Para tal será feito um levantamento da taxa de irradiação solar através do site da NASA, características de inclinação de painéis e orientação solar conforme considerações dos fabricantes, e perdas de eficiência do sistema, consideradas através do software PVSyst®, e assim, definir o valor do investimento e características do fluxo de caixa ao longo da vida dos projetos. Ao final, considera-se como a principal incerteza, a tarifa binômia, que seria uma modalidade de tarifação que, para os microgeradores e minigeradores em geração distribuída, seria atribuída uma cobrança referente a custos fixos da transmissão e distribuição correspondentes à essas unidades de geração. A tarifa binômia, proposta pela ANEEL em 2019 não foi ao congresso por determinação do presidente da república, mas ainda tem defensores e pode voltar em discussão no futuro, podendo impactar fortemente na viabilidade de sistemas fotovoltaicos e torna-se um fator a desestimular o investimento em geração distribuída no Brasil. O diferencial deste trabalho está em apresentar um estudo com variáveis estocásticas, que contemplam incertezas envolvidas, e de acordo com as premissas da pesquisa, considerando o critério da TIR>10%, conclui-se que a energia solar nas cinco cidades observadas, sendo aplicados os projetos de dimensionamento de sistemas utilizados neste estudo, as simulações apresentam-se de forma viável em mais de 93,52% dos casos, considerando o pior cenário simulado, o que demonstra ser a energia solar fotovoltaica um investimento muito atrativo no Brasil, mesmo considerando mudanças na taxação da energia consumida da concessionária em horários de não produção.

**Palavras-Chave:** Viabilidade Econômica, Solar Fotovoltaica, Simulação de Monte Carlo, Tarifa Binômia.

## ABSTRACT

Brazil is experiencing a period of several uncertainties for new investments and an increasing use of renewable energy, mainly wind and solar photovoltaic energy. Given this context, the objective is to assess the economic viability of using photovoltaic energy systems with three levels of consumption profiles in the five geographic regions of the country, comparing scenarios and considering the uncertainties involved in the process through a Monte Carlo simulation (SMC ). The applied method uses as criteria the positive Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) greater than the Minimum Attractiveness Rate (TMA) desired by investors and the time of return on investment (payback). For this purpose, a survey of the solar irradiation rate will be made through the NASA website, panel inclination characteristics and solar orientation according to the manufacturers' considerations, and losses of system efficiency, considered through the PVSyst® software, and thus, define the value investment and cash flow characteristics over the life of the projects. In the end, the main uncertainty is considered, the binomial tariff, which would be a charging modality that, for the micro-generators and mini-generators in distributed generation, would be charged with reference to fixed transmission and distribution costs corresponding to these generation units. . The binomial tariff, proposed by ANEEL in 2019 did not go to the Congress as determined by the President of the Republic, but it still has defenders and may be discussed again in the future, which may have a strong impact on the viability of photovoltaic systems and becomes a factor to discourage investment in distributed generation in Brazil. The differential of this work is to present a study with stochastic variables, which include uncertainties involved, and according to the research premises, considering the IRR criterion> 10%, it is concluded that solar energy in the five cities observed, being applied the systems dimensioning projects used in this study, the simulations are feasible in more than 93.52% of the cases, considering the worst simulated scenario, which demonstrates that photovoltaic solar energy is a very attractive investment in Brazil, even considering changes in the taxation of the energy consumed by the concessionaire during non-production times.



**Keywords:**Economic Viability, Photovoltaic Solar, Monte Carlo Simulation, Binomial Rate.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – GERAÇÃO DE ELETRICIDADE POR FONTE (2019).....19

FIGURA 2 – DEMANDA DE ELETRICIDADE ESTIMADA, 2013-2050 (TWh) .....20

FIGURA 3 – ESTRUTURA DO TRABALHO .....25

FIGURA 4 – PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS (1880-1930) .....26

FIGURA 5 – TELA DO SOFTWARE PVSYST ® V6.70 .....45

FIGURA 6 – GRÁFICO DO VPL PARA 1000 INTERAÇÕES DO PERFIL DE CONSUMO 1 E ALTERNATIVA 0 DA ANEEL .....61

FIGURA 7 – GRÁFICO DA TIR PARA 1000 INTERAÇÕES DO PERFIL DE CONSUMO 1 E ALTERNATIVA 0 DA ANEEL.....62

FIGURA 8 – GRÁFICO DO PAYBACK 1000 INTERAÇÕES DO PERFIL 1 DE CONSUMO E ALTERNATIVA 0 DA ANEEL.....62

FIGURA 9 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM VPL>0, NO PERFIL 1 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....64

FIGURA 10 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM VPL>0, NO PERFIL 2 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....65

FIGURA 11 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM VPL>0, NO PERFIL 3 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....66

FIGURA 12 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM TIR>10%, NO PERFIL 1 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....68

FIGURA 13 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM TIR>10%, NO PERFIL 2 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....70

FIGURA 14 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM TIR>10%, NO PERFIL 3 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....71

FIGURA 15 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO PARA MAIOR PAYBACK EM NÚMERO DE MESES NO PERFIL 1 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....72

FIGURA 16 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO PARA MAIOR PAYBACK EM NÚMERO DE MESES NO PERFIL 2 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....73

FIGURA 17 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO PARA MAIOR PAYBACK EM NÚMERO DE MESES NO PERFIL 3 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS.....75

## LISTA DE QUADROS

Quadro 01 – Principais eventos no Setor Elétrico (1931-1964) .....28

Quadro 02 – Principais eventos no Setor Elétrico (1964-1985) .....29

Quadro 03 – Principais eventos no Setor Elétrico (1994-2002) .....31

## LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Emissões de GEE durante o ciclo de vida para várias tecnologias.....21
Tabela 02 – Passos para a simulação de Monte Carlo.....39
Tabela 03 - Cálculo da energia de compensação diária.....42
Tabela 04 – Análise preliminar solar local.....43
Tabela 05 – Ângulo de inclinação recomendado.....43
Tabela 06 – Ângulo de inclinação ideal.....44
Tabela 07 – Resultado da irradiação difusa.....45
Tabela 08 – Número de módulos necessários por perfil e por cidade.....47
Tabela 09 – Tarifas das concessionárias.....49
Tabela 10 – Alternativas de compensação de energia injetada na rede por prossumidor em micro e mini geração distribuída.....52
Tabela 11 – Características das Cidades Analisada.....55
Tabela 12 – Variação da Tarifa Residencial.....56
Tabela 13 – Distribuições de Médias Mensais de Horas de Sol Pico.....57
Tabela 14 – Componentes de Custos de Sistemas Fotovoltaicos.....57
Tabela 15 – Classificação de consumidores conforme RN nº414.....59
Tabela 16 - Distribuições da simulação de Monte Carlo.....60
Tabela 17 – Resultados da simulação de Monte Carlo para VPL>0 no perfil 1 para as 5 cidades escolhidas.....63
Tabela 18 – Resultados da simulação de Monte Carlo para VPL>0 no perfil 2 para as 5 cidades escolhidas.....64
Tabela 19 – Resultados da simulação de Monte Carlo para VPL>0 no perfil 3 para as 5 cidades escolhidas.....66
Tabela 20 – Resultados da simulação de Monte Carlo para TIR>10% no perfil 1 para as 5 cidades escolhidas.....67
Tabela 21 – Resultados da simulação de Monte Carlo para TIR>10% no perfil 2 para as 5 cidades escolhidas.....69
Tabela 22 – Resultados da simulação de Monte Carlo para TIR>10% no perfil 3 para as 5 cidades escolhidas.....70
Tabela 23 – Resultados da simulação de Monte Carlo para maior *Payback* em número de meses no perfil 1 para as 5 cidades escolhidas.....72

Tabela 24 – Resultados da simulação de Monte Carlo para maior Payback em número de meses no perfil 2 para as 5 cidades escolhidas.....73
Tabela 25 – Resultados da simulação de Monte Carlo para maior Payback em número de meses no perfil 3 para as 5 cidades escolhidas.....74
Tabela 26 – Orçamento piloto……82

## LISTA DE SIGLAS

| | |
|---|---|
| ACR | Ambiente de Contratação Regulado |
| AMFORP | *American & Foreign Power Company* |
| ANDE | *Adminsitracion Nacional de Electricidad* |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CAC | Captura e Armazenamento de Carbono |
| CELPA | Centrais Elétricas do Pará |
| CEMIG | Companhia Energética de Minas Gerais |
| CEPEL | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica |
| CGCE | Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica |
| CHESF | Companhia Hidro Elétrica do São Francisco |
| CMBEU | Comissão Mista Brasil-EUA |
| CNAEE | Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica |
| COFINS | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social |
| CONFAZ | Conselho Nacional de Política Fazendária |
| CRESESB | Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito |
| DNAE | Departamento Nacional de Águas e Energia |
| DNN | Decretos Não Numerados |
| ECD | Energia de Compensação em Média Diária |
| ELETROBRAS | Centrais Elétricas Brasileiras S.A. |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| EUA | Estados Unidos da América |
| FFE | Fundo Federal de Eletrificação |
| GEE | Gases de Efeito Estufa |
| HSP | Hora Solar Pico |
| IBGE | Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística |
| ICMS | Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços |
| IEA | *International Energy Agency* |
| IRR | *Internal Rate of Return* |
| IUEE | Imposto Único sobre Energia Elétrica |
| MARR | *Minimum Acceptable Rate of Return* |
| MCS | *Monte Carlo Simulation* |

| | |
|---|---|
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| NASA | *National Aeronautics and Space Administration* |
| NEA | *National Energy Administration* |
| NPV | *Net Present Value* |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| PADIS | Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores |
| PCH | Pequena Central Hidrelétrica |
| PIS | Programa Integração Social |
| PND | Programa Nacional de Desenvolvimento |
| PROCEL | Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica |
| PRODEEM | Programa para o Desenvolvimento da Energia nos Estados e Municípios |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| PROGD | Programa de Desenvolvimento da Geração. Distribuída de Energia Elétrica |
| PROINFA | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |
| REVISE | Revisão Institucional do Setor Elétrico |
| RGE | Rio Grande Energia |
| RN | Resolução Normativa |
| SIGFI | Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SMC | Simulação de Monte Carlo |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| TMA | Taxa Mínima de Atratividade |
| VPL | Valor Presente Líquido |

# Sumário

**1.INTRODUÇÃO** ..... 198

1.1. TEMA E PROBLEMA DE PESQUISA..... ..... 198

1.2. OBJETIVOS ..... 23

1.2.1. OBJETIVO GERAL ..... 23

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS ..... 23

1.3. JUSTIFICATIVA ..... 24

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO ..... 265

**2.FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.** ..... 276

2.1. ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL ..... 26

2.1.1. MONOPÓLIO PRIVADO (1880-1930) ..... 276

2.1.2. PÓS REVOLUÇÃO ATÉ INÍCIO DO REGIME MILITAR (1931-1964) ..... 287

2.1.3. O REGIME MILITAR (1964-1985) ..... 298

2.1.4. REPÚBLICA NOVA À ESTABILIZAÇÃO ECONÔMICA (1985-1994) ..... 309

2.1.5. PERÍODO HÍBRIDO (1994-2002) ..... 30

2.2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA ..... 32

2.3. POLÍTICAS E INCENTIVOS NO BRASIL ..... 33

2.3.1. DNN2793(1994) ..... 33

2.3.2. CONVÊNIO 101/97 (CONFAZ) ..... 34

2.3.3. DECRETO Nº 5.025 (2004) PROINFA ..... 34

2.3.4. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 77 (2004) ..... 34

2.3.5. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 (2012) ..... 34

2.3.6. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº488 (2012): ..... 35

2.3.7. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº687 (2015) ..... 35

2.3.8. CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015 – CONFAZ ..... 36

2.3.9. LEI 13.169, DE 6 DE OUTUBRO DE 2015 ..... 36

2.3.10. PORTARIA Nº538, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2015 ..... 36
2.4. VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS ..... 37
2.4.1. VALOR PRESENTE LÍQUIDO ..... 37
2.4.2. TAXA INTERNA DE RETORNO ..... 39
2.5. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO ..... 38
2.5.1. MODELAGEM POR SIMULAÇÃO ..... 38
**3. METODOLOGIA** ..... 409
3.1. CRITÉRIOS DE PESQUISA ..... 40
3.2. LEVANTAMENTO SÉRIE DE DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR ..... 40
3.3. DEFINIÇÃO DE PROJETO PADRÃO DE CONSUMO. ..... 40
3.3.1. MÉDIA DE CONSUMO POR MÊS. ..... 40
3.3.2. TIPO DE LIGAÇÃO ..... 41
3.3.3. CÁLCULO DA ENERGIA DE COMPENSAÇÃO ..... 41
3.3.4. CÁLCULO DA ENERGIA DE COMPENSAÇÃO DIÁRIA ..... 42
3.3.5. ANÁLISE PRELIMINAR SOLAR LOCAL ..... 42
3.3.6. DEFINIÇÃO INCLINAÇÃO IDEAL ..... 43
3.3.7.FATORES DE CORREÇÃO PARA SUPERFÍCIE INCLINADA E ORIENTAÇÃO AZIMUTAL ..... 44
3.3.8. CÁLCULO DA POTÊNCIA NOMINAL PRELIMINAR: ..... 476
3.3.9. QUANTIDADE PRELIMINAR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ..... 46
3.4. TARIFAS E INCENTIVOS POR CENÁRIO ..... 48
3.5. PROPOSTA DE ALTERAÇÃO NA POLÍTICA DE COMPENSAÇÃO DA ENERGIA GERADA PELOS CONSUMIDORES NA MICRO E NA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA ..... 50
3.6. VARIÁVEIS E TESTE DE SENSIBILIDADE ..... 52
3.6.1. VALOR DA TARIFA CATEGORIA B1 ..... 52
3.6.2. PERCENTUAL DE AJUSTE ANUAL DA TARIFA ..... 53
3.6.3. VALOR DO INVESTIMENTO ..... 53

3.6.4. TEMPO DE VIDA DO EQUIPAMENTO ..... 53
3.6.5. CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO ..... 53
3.6.6. TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE ..... 54
3.6.7. FATOR ANUAL DE DEGRADAÇÃO DO PAINEL ..... 54
**4.RESULTADOS E DISCUSSÕES ..... 54**
4.1. DEFINIÇÃO DAS REGIÕES E CENÁRIOS ..... 54
4.2. VARIAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ..... 55
4.3. DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE DE HORAS DE SOL PICO ..... 56
4.4 . VALOR DO INVESTIMENTO ..... 57
4.5. TEMPO DE VIDA UTIL DO SISTEMA ..... 58
4.6 FATOR ANUAL DE DEGRADAÇÃO DO PAINEL ..... 58
4.7. ANÁLISE DE MONTE CARLO ..... 58
**4.8 RESULTADOS ..... 61**
**5.CONCLUSÕES ..... 75**
**ANEXOS ..... 82**
**REFERÊNCIAS ..... 85**

# 1. INTRODUÇÃO

Esse Capítulo aborda a contextualização do tema, apresenta o problema de pesquisa, os objetivos, a justificativa acadêmica e a estrutura do trabalho.

## 1.1. TEMA E PROBLEMA DE PESQUISA

A crescente demanda por energia elétrica e a busca por minimizar a emissão de gases do efeito estufa tem exigido de todos os países uma atenção especial para a utilização de geração de energia elétrica através de fontes renováveis. De acordo com Shezan *et al.* (2016), é possível utilizar as energias renováveis para limitar a dependência do combustível fóssil. Nos países em desenvolvimento, a utilização das fontes renováveis não é apenas uma questão ambiental, mas uma estratégia importante para atender a demanda por energia elétrica.

O crescimento da geração a partir de fontes renováveis no Brasil é considerável, o Brasil produziu, em 2019, 48.475 GWh de energia elétrica a partir de fonte eólica e 3.461 GWh de energia elétrica de fonte solar fotovoltaica (BRASIL, 2019, p.20). Para fazer um comparativo de capacidade instalada, em 2016, a usina hidrelétrica de Itaipu tinha capacidade instalada de 14GW, as plantas eólicas de 10,12 GW e plantas fotovoltaicas de 0,24GW (BRASIL, 2017).

Várias questões são envolvidas na geração e no consumo de energia elétrica.

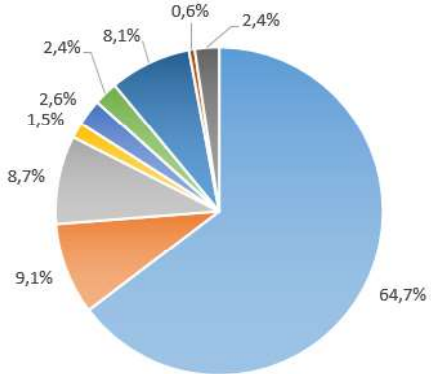
A tecnologia para a geração de energia fotovoltaica tem evoluído para ter mais eficiência na conversão de energia solar em energia elétrica e menos perdas de eficiência nos inversores de frequência. Nos últimos 10 anos, a eficiência dos módulos de silício comerciais tipo *wafer* aumentou de 12% para 17%, enquanto para o módulo de Telureto de Cádmio CdTe aumentou de 9% para 16% (FRAUNHOFER, 2019).A célula de Fritts, primeira célula fotovoltaica inorgânica de camada única, apresentou eficiência de conversão de energia fotoelétrica global de cerca de 1% (LUQUE; HEGEDUS, 2003).Uma pesquisa de 2018 aponta como eficiência de inversores de frequência típicos valores em torno de 85% a 90%(CARRIÇO *et al.*, 2018).Outra pesquisa publicada em 2002 já aponta como eficiência típica do inversor de frequência de 93% (GHONEIM; AL-HASAN; ABDULLAH, 2002). Em informações dos fabricantes, inversor de frequência ABB modelo UNO-DM-3.3-TL-PLUS apresenta eficiência ponderada de 96,5% (ABB, 2018). Observa-se que não

há um consenso nas pesquisas em termos de eficiência de inversores de frequência e de módulos fotovoltaicos.

O meio ambiente é um fator preponderante para a escolha da fonte de energia a ser utilizada. O Brasil apresenta características geográficas e climáticas favoráveis ao uso de fontes solar e eólica para geração de energia elétrica e também, pelo seu alto potencial hídrico, favorável a utilização de energia hidrelétrica. Atualmente, a energia hidrelétrica apresenta a maior participação na matriz elétrica brasileira. No ano de 2019, conforme apresentado na figura 1, a geração de origem hidrelétrica representava 64,78% na participação de geração de eletricidade por fonte, enquanto a participação de geração de energia de origem eólica representava 8,1% e energia solar fotovoltaica, considerando também a geração distribuída, representava 0,6% do total. Apesar do valor, o mesmo documento informa um crescimento de 316,01% de geração em relação ao ano de 2018. (BRASIL, 2019, p.20)

FIGURA 1 – GERAÇÃO DE ELETRICIDADE POR FONTE (2019)

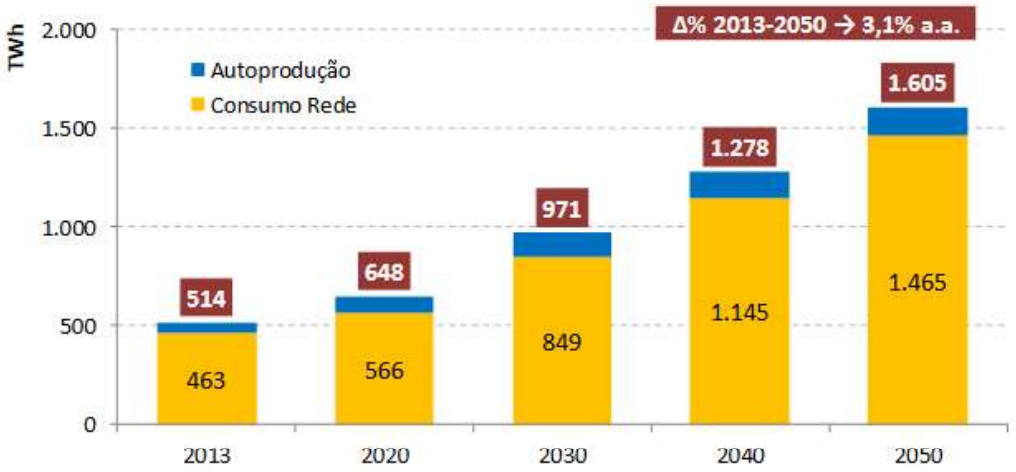
| | | |
|---|---|---|
| Hidrelétrica | 388.971 GWh | 64,7% |
| Gás Natural | 54.622 GWh | 9,1% |
| Biomassa | 52.267 GWh | 8,7% |
| Derivados do Petróleo | 9.293 GWh | 1,5% |
| Nuclear | 15.674 GWh | 2,6% |
| Carvão Vapor | 14.204 GWh | 2,4% |
| Eólica | 48.475 GWh | 8,1% |
| Solar Fotovoltaica | 3.461 GWh | 0,6% |
| Outras | 14.429 GWh | 2,4% |
| Geração Total | 601.396 GWh | 100,0% |




Fonte: Adaptado de (BRASIL, 2019, p.20)

A Figura 2 mostra um estudo de 2016, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério de Minas e Energia do Governo Federal brasileiro, que avaliou os possíveis cenários relacionados à demanda de energia elétrica.No período de 2013 a 2050, haverá um aumento de 3,2% ao ano da demanda a ser suprida pelo Sistema Elétrico Nacional, ainda que apresente um aumento de 2,6% ao ano no mesmo período na participação da autoprodução de energia elétrica (BRASIL, 2016).

FIGURA 2 -. DEMANDA DE ELETRICIDADE ESTIMADA, 2013-2050 (TWh)




Fonte: (EPE, 2016)

Em termos de impacto ambiental, alguns estudos enfatizam apenas a emissão de poluentes na fase de operação do sistema, não consideram a emissão parao ciclo de vida do equipamento (DAS *et al.*, 2017; YAQUB; SARKNI; MAZZUCHI, 2012; ZHANG *et al.*, 2016; ADEREMI *et al.*, 2018; AL-KARAGHOULI; RENNE; KAZMERSKI, 2010; OKOYE; SOLYALI, 2017). Em sua fase de operação em geração de energia elétrica fotovoltaica, o sistema praticamente não apresenta emissão de GEE, porém, a produção dos módulos fotovoltaicos é responsável por mais de 90% das emissões em todo o ciclo de vida do sistema(BUBENZER; LUTHER, 2003).No Brasil existia o interesse de produzir painéis fotovoltaicos com foco em produtos para usinas solares, porém, por falta de incentivos fiscais, três empresas chinesas em Suape (PE), Campinas (SP) e Sorocaba (SP), duas estão com capacidade reduzida e uma delas já fechou suas portas (SCRIVANO, 2018). A isenção dos impostos dependia da inclusão dos painéis no chamado Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores – Padis, maso Ministério da Fazenda não assinou o documento enviado a Brasília (SCRIVANO, 2018). Embora o Brasil não seja um grande produtor de módulos fotovoltaicos, a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE) e de outros países, devido à produção de painéis, favorece o aquecimento em escala global.

Em sua pesquisa Laleman, Albrecht, Dewulf (2013), consolidou em uma tabela a contribuição de GEE em g CO2-eq/kWh durante o ciclo de vida de várias

tecnologias e verificou que a emissão de GEE dos sistemas fotovoltaicos é a mais alta entre as energias renováveis estudadas.

Para mitigar as emissões de GEE, a Captura e Armazenamento de Carbono (CAC) separa os GEE de outros componentes da combustão e armazena para não atingirem a atmosfera (JARAMILLO; GRIFFIN; MATTHEWS, 2007).

O processo de geração de energia através de biomassa com co-combustão é usado para minimizar a emissão de GEE por energia produzida, onde ocorre uma substituição parcial de biomassa por carvão. O método minimiza também os resíduos sólidos (HOFFMANN; SZKLO; SCHAEFFER, 2012). A tabela 01 apresenta a emissão de GEE durante o ciclo de vida de sistemas termoelétricos a gás com captura e armazenamento de carbono é quase equivalente aos sistemas de geração solar fotovoltaicos.

TABELA 01 – Emissões de GEE durante o ciclo de vida para várias tecnologias

| **Emissões de GEE (g $CO_2$-eq/kWh)** | | | **Min.** | **Média** | **Max.** |
|---|---|---|---|---|---|
| Fotovoltaica | | | 50 | 99 | 160 |
| Eólica | Em terra | | 4 | 17 | 40 |
| | No mar | | 9 | 13 | 17 |
| Biomassa | Pelotas/Resíduos | Dedicado | 2 | 66 | 122 |
| | | Co-combustão | 7 | 55 | 150 |
| Geotérmica | | | 7 | 39 | 90 |
| Hidroelétrica | PCH | | 2 | 16 | 43 |
| | Grande | | 10 | 14 | 18 |
| Nuclear | | | 8 | 34 | 108 |
| Gás Natural | | | 360 | 474 | 720 |
| | CAC | | 114 | 121 | 130 |
| Carvão | | | 800 | 1019 | 1800 |
| | CAC | | 130 | 190 | 280 |
| Lignito | | | 900 | 1000 | 1100 |
| | CAC | | 130 | 165 | 200 |
| Petróleo | | | 662 | 815 | 1080 |

Fonte: Traduzido de Laleman, Albrecht, Dewulf(2013)

A energia solar fotovoltaica em sua dimensão social pode atingir comunidades isoladas com instalações off-grid, com o auxílio de baterias ou outros equipamentos capazes de armazenar energia elétrica para o período em que não existe irradiação solar, ou pode ainda minimizar custos com energia elétrica em instituições públicas.

Na legislação brasileira, existem três marcos importantes para incentivar o lado social das energias renováveis.

- O programa PRODEEM tinha como ênfase fornecer energia elétrica às áreas rurais com foco em instalações comunitárias (SLOUGH; URPELAINEN; YANG, 2015);
- O programa Luz para todos, que tem como objetivo a universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica para áreas rurais, apesar de não ter foco em energia solar, previa, para alguns casos, sistemas intermitentes, baseados em energias renováveis (BRASIL, 2012a)(BRASIL, 2012b);
- O Programa ProGD, portaria nº538, estuda projeto específico de instalação de sistemas de geração distribuída baseados em painéis fotovoltaicos para universidades e escolas técnicas federais, extensível a hospitais federais. (BRASIL, 2015a).

Entretanto, a questão mais avaliada pelos investidores ainda são os custos de geração. Um estudo de 2006, considerando um sistema de energia solar fotovoltaico com 1,98kW pico, sem uso de baterias e conectado à rede teve custo 3 vezes mais alto que a tarifa média convencional sem impostos (AMARAL; OLIVEIRA; CAMARGO, 2006).

Serão avaliados consumidores classificados como categoria B1 residencial sem benefício, cuja tarifa, conforme apresentado no anexo 6.1, é a mesma tarifa aplicada a consumidores B3 comercial, B3 Industrial, B3 Poder Público. Os motivos para essa escolha são listados abaixo:

- São as faixas de consumidores com maior valor de tarifa que pode ser compensada por microgeração e minigeração distribuída;
- São as faixas mais atrativas para empresas fornecedoras de projetos de energia solar no Brasil, consequentemente, a faixa de consumidores com mais viabilidade econômica;

Vários elementos causam a incerteza econômica, por exemplo: o valor da tarifa de energia, a irradiação solar, as políticas de incentivo a geração distribuída e o custo do equipamento. Diante dessa problemática, na utilização de projetos de fontes renováveis, é desejável saber se o investimento econômico é viável, considerando-se todas incertezas envolvidas no processo. De fato, o Brasil vive atualmente um período imprevisível e certamente, uma das maiores incertezas é uma proposta de mudança de modelo de tarifação para consumidores que geram a

própria energia. De acordo com Pierry (2017), foi enviada uma proposta ao congresso para cobrar tarifas relativas aos custos globais de transmissão e distribuição. Um estudo de Konzen,Andrade(2016) já apresenta o impacto de forma determinística para essa proposta de modelo de tarifação.

Assim, apresenta-se a questão problema desta dissertação como:

Diante de uma avaliação estocástica de cenários, considerando as variáveis envolvidas, qual o percentual de projetos viáveis para sistemas fotovoltaicos de consumidores da categoria B1 residencial em três perfis de consumo e nas cinco regiões do Brasil?

Nesse contexto, esta pesquisa avaliará a viabilidade econômica de sistemas de energia fotovoltaica para os três níveis de perfis de consumo em cinco regiões do país, comparando cenários e considerando as incertezas envolvidas no processo através de uma simulação de Monte Carlo (SMC).

O método aplicado utiliza como critérios de avaliação econômica o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa interna de Retorno (TIR) e o Tempo de Retorno do investimento desejados pelos investidores.

Para este questionamento, apresentam-se os seguintes objetivos:

## 1.2. OBJETIVOS

### 1.2.1. OBJETIVO GERAL

Avaliar a viabilidade econômica de um sistema de energia fotovoltaica em cinco regiões do país, comparando cenários e considerando as incertezas.

### 1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Levantar as políticas energéticas brasileiras e propostas de alterações;
- Simular o comportamento da VPL, TIR e *Payback* dos 3perfis de consumo;
- Simular projetos de viabilidade do uso de sistema fotovoltaico com as políticas energéticas brasileiras considerando incertezas envolvidas;

- Simular projetos com a introdução propostas de modelo de tarifação considerando incertezas envolvidas.

### 1.2.3. JUSTIFICATIVA

Durante a pesquisa sobre o tema foram encontradas algumas referêncas que tangenciam esse trabalho. Sampaio;González(2017) afirmaram em revisão sistemática de literatura, que:

> "Os estudos encontrados sobre energia solar fotovoltaica são todos técnicos, criando assim a necessidade de pesquisas futuras relacionadas à viabilidade econômica, […] análise de barreiras e incentivos à energia solar fotovoltaica e estudos mais aprofundados sobre os fatores que influenciam a posição dessas tecnologias no mercado."

Vale *et al.*,(2017) sugeriram em seus estudos que futuras pesquisas poderiam abordar análises de investimento de energia solar que contemplem incertezas nos valores de tarifas e preços de equipamentos.

Konzen; Andrade(2016) apresenta o impacto de uma proposta de tarifas globais de transmissão e distribuição repassadas aos consumidores produtores em geração distribuída de forma determinística.

Este trabalho pretende ir além da sugestão de Sampaio; González(2017) pois não somente estudará a viabilidade dos projetos diante das barreiras e incentivos à energia solar, como o fará de maneira estocástica, com uma metodologia que pode verificar até que ponto os projetos de energia solar se tornam inviáveis e o efeito das variáveis nesses cenários.

Também vai além de Vale *et al*.,(2017), contemplando não só as incertezas quanto a nova tarifação encaminhada ao Congresso Nacional (PIERRY, 2017), além da metodologia ser adaptável a novas políticas e incentivos.

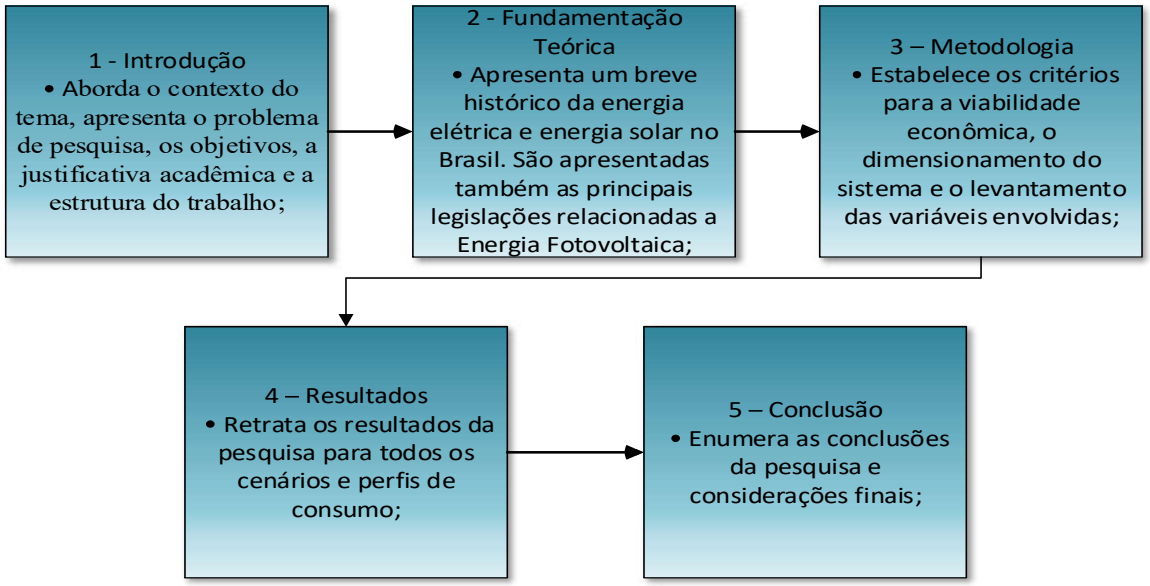
Também muda a forma de avaliar o problema do estudo de Konzen; Andrade(2016), pois avalia o impacto da proposta de alteração na tarifação com uma avaliação estocástica do problema de pesquisa.

Além disso, esta pesquisa tem o diferencial de traçar um modelo que poderá ajudar empresas em critério de decisão.

## 1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação está organizada em 5 capítulos, de acordo com a Figura 3:

FIGURA 3 – ESTRUTURA DO TRABALHO




Fonte: Elaborada pelo autor

# 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.

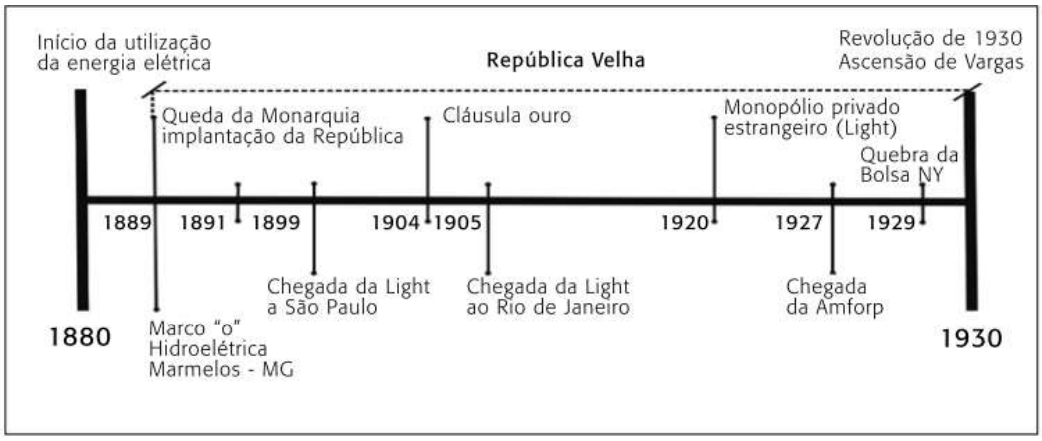
Este capítulo apresenta um breve histórico da energia elétrica e energia solar no Brasil. São apresentadas também as principais legislações relacionadas à energia fotovoltaica

## 2.1. ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

### 2.1.1. MONOPÓLIO PRIVADO (1880-1930)

Segundo Magalhães(2000), a primeira utilização de energia elétrica no Brasil se deu em 1879, com a demonstração pública da lâmpada elétrica de Thomas Edison, e utilizou 6 lâmpadas de arco e energia gerada por dois dínamos a vapor. De acordo com Vianna(1989), o início da utilização de energia hidrelétrica no Brasil aconteceu em 1883, no Ribeirão do Inferno, em Diamantina-MG, visava a geração de eletricidade para exploração mineral de diamantes. Vianna(1989) e Magalhães(2000) apresentam como a primeira usina hidrelétrica de maior porte (250kW) em Juiz de Fora (MG) a usina Marmelos-0, em 1889, com a finalidade de fornecer energia elétrica para iluminação pública. Gomes, Vieira(2009) apresentam os principais acontecimentos considerando a hidrelétrica de Marmelos-0 como o marco “0” da história da estruturação do setor elétrico brasileiro e classificam o intervalo entre 1880 a 1930 como o período do monopólio privado (Figura 4).

FIGURA 4 – PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS (1880-1930)




Fonte: (GOMES; VIEIRA,2009)

A *São Paulo Railway, Light and Power Company Limited* foi iniciada e teve suas atividades autorizadas em 1899 (VIANNA, 1989 e GOMES; VIEIRA, 2009), e em 1901 a Light inaugura sua primeira usina hidrelétrica do Parnaíba, porém a

energia não era totalmente fornecida por centrais hidrelétricas, havia também geração por termelétricas alimentadas principalmente por carvão mineral (VIANNA, 1989). Em 1904, fundada a *Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company* e em 1905 liberada a concessão para fornecimento de eletricidade (BAER; MCDONALD, 1998). Em 1927, chega ao Brasil outro grupo privado de capital norte-americano, a *American and Foreign Power Empresa Cliente* - Amforp, que concentrou suas atividades no interior de São Paulo, Porto Alegre, Recife, Natal, Vitória, entre outras, sem entrar em disputa com a Light (GOMES; VIEIRA, 2009).

### 2.1.2. PÓS REVOLUÇÃO ATÉ INÍCIO DO REGIME MILITAR (1931-1964)

Com a revolução de 1930 do governo de Getúlio Vargas, se inicia um novo período para a Energia Elétrica no Brasil, que foi caracterizado por uma presença maior do Estado (1931-1945). Crescem as tentativas de adaptação do setor elétrico à um governo de feições nacionalistas (JANUZZI, 2007). Em 1931 Vargas retira a competência dos municípios de autorizar exploração de energia hidráulica, que passa a ser concessão Federal. Após o golpe de Estado de 1937, Vargas cria em 1939 o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica-CNAEE (GOMES; VIEIRA, 2009).

Em seguida, com o final da Segunda Guerra Mundial em 1945, iniciou-se uma nova ordem democrática e Vargas foi deposto, sendo sucedido por Eurico Gaspar Dutra em 1951. Vargas volta ao governo em 1951 e permanece no poder até sua morte em 1954. Em 1951 foi criada a Comissão Mista Brasil-EUA - CMBEU, buscando o desenvolvimento econômico brasileiro. Recursos de bancos internacionais e capital nacional financiaram projetos de infraestrutura, até 1953 quando a comissão foi suspensa (GOMES; VIEIRA, 2009).

Depois da morte de Getúlio Vargas, ocorreu uma sucessão de presidentes com pequenos mandatos e sem muita expressão para o setor elétrico, dentre eles, Café Filho, Carlos Luz e Nereu Ramos, porém, em 1956, assume Juscelino Kubitschek com um governo marcado por desenvolvimento econômico e prioridade para projetos do setor elétrico. Em seguida, o presidente Jânio Quadros governa até 1961 e cria a Eletrobrás. Ainda em 1961 o presidente Ranieri Mazzilli governa por 13 dias, seguido do presidente João Goulart, que permanece no poder de setembro de

61 a abril de 1964. O quadro 01 apresenta os eventos mais significativos deste período:

Quadro 01 – Principais eventos no Setor Elétrico (1931-1964)

| Ano | Evento |
|---|---|
| 1930 | Vargas retira a competência dos municípios de autorizar exploração de energia hidráulica, que passa a ser concessão Federal; |
| 1939 | Criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica-CNAEE pelo Governo Federal; |
| 1945 | Com sede no Rio de Janeiro, criada a primeira empresa de eletricidade de âmbito federal, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF; |
| 1952 | Criação da Centrais Elétricas de Minas Gerais – Cemig; |
| 1954 | Entra em operação a primeira grande hidrelétrica construída no Nordeste, a Usina Hidrelétrica Paulo Afonso I, pertencente à Chesf; Promulgada a lei 2.308/54 que institui o Fundo Federal de Eletrificação FFE e o Imposto Único sobre Energia Elétrica IUEE; |
| 1957 | Criada, com financiamento do Banco Mundial, a Central Elétrica de Furnas S.A., no rio Grande, objetivando atender a demanda de energia na Região Sudeste; |
| 1960 | Como desdobramento da política desenvolvimentista do presidente Juscelino Kubitschek, foi criado o Ministério das Minas e Energia – MME; |
| 1961 | Jânio Quadros cria a Eletrobrás para coordenar o setor de energia elétrica brasileiro; |
| 1962 | Entra em operação da usina hidrelétrica de Três Marias, pertencente a Cemig; |
| 1963 | Entra em operação a usina hidrelétrica de Furnas; |

Fonte: Adaptado de (GOMES; VIEIRA, 2009 e CEMIG, 2012).

### 2.1.3. O REGIME MILITAR (1964-1985)

O intervalo que se inicia em 1964 e vai até 1985 é caracterizado pelo regime militar. Este período apresenta distintas etapas no que diz respeito ao desenvolvimento da economia e do setor elétrico brasileiro, (Quadro 02).

> O intervalo 1964-1967 foi marcado pela [...] estabilização da economia. Entre 1968 e 1973, a recuperação foi consolidada e o Brasil viveu o período conhecido como "milagre econômico" [...]. Neste período, graças aos esforços do II Plano Nacional do Desenvolvimento (II PND), o setor elétrico expandiu vertiginosamente. No entanto, o período entre 1974 e 1985 foi marcado pelo auge e esgotamento do modelo de crescimento vigente. [...] No período de 1980-1984 foram realizadas diversas tentativas de ajuste econômico que se mostraram infrutíferas. Nesse intervalo, o setor elétrico

sofreu também com o endividamento externo e com o controle da inflação, que corroía a base de remuneração do setor e comprometia a capacidade de investimentos (SILVA, 2011).

Quadro 02 – Principais eventos no Setor Elétrico (1964-1985)

| Ano | Evento |
|---|---|
| 1964 | A Eletrobrás inicia o processo de nacionalização, adquirindo todas as empresas do grupo Amforp; |
| 1965 | A Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral se transforma em Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), vinculado ao MME - Lei 4.904/65; |
| 1968 | Governo Federal cria a Eletrosul, empresa de energia elétrica. Decreto nº64.395/69; |
| 1973 | Governo Federal cria a Eletronorte, empresa de energia elétrica. Decreto nº72.548/73;<br>Em 26 de Abril de 1973 é assinado o Tratado de Itaipu, que previa a criação de entidade binacional, constituída em partes iguais pela Eletrobrás e pela *Administracion Nacional de Electricidad* -ANDE, do Paraguai, destinada a construir a Usina de Itaipu; |
| 1979 | A Eletrobrás adquire e nacionaliza a Light Serviços de Eletricidade S.A. encerrando a participação das duas maiores empresas estrangeiras no setor elétrico Nacional;<br>Entra em operação a Usina Hidrelétrica Sobradinho, no rio São Francisco; |
| 1984 | Entra em operação a Usina Hidrelétrica Tucuruí, primeira hidrelétrica de grande porte construída na Amazônia;<br>Concluída a primeira parte do sistema de transmissão Norte-Nordeste, permitindo a transferência de energia da bacia amazônica para a região Nordeste;<br>Entra em operação a Usina Hidrelétrica Itaipu, com 12.600 MW de capacidade instalada; |
| 1985 | Entra em operação a Usina Termonuclear Angra I, primeira usina nuclear do Brasil. |

Fonte: Adaptado de (GOMES; VIEIRA, 2009;SILVA, 2011;CEMIG, 2012)

### 2.1.4. REPÚBLICA NOVA À ESTABILIZAÇÃO ECONÔMICA (1985-1994)

O regime militar se encerra com o final do governo do presidente João Figueiredo. Esse era um período desfavorável para a economia, principalmente pela inflação preocupante. Em 15 de janeiro de 1985, é eleito pelo colegiado eleitoral o presidente Tancredo Neves, apesar das manifestações constantes de “diretas já”, porém, na véspera da posse, com o diagnóstico de apendicite, Tancredo é

submetido a uma intervenção cirúrgica emergencial, assumindo em 15 de março de 1985 o vice-presidente José Sarney. O governo de Sarney foi marcado por tentativas sem sucesso de combate à inflação, Plano Cruzado em 1986, Plano Bresser em 1987 e Plano Verão em 1989 (GOMES; VIEIRA, 2009). Ao assumir o governo, Sarney convocou assembleia constituinte e em 5 de outubro de 1988 era promulgada a nova Constituição Federal, que agravou ainda mais a situação do setor elétrico. A constituição federal de 1988 extinguiu o IUEE, cujos recursos eram destinados ao setor elétrico e substituiu pelo ICMS, com alíquotas definidas pelos Estados, sem destinação às concessionárias (SILVA, 2011).

Em 1987, o MME e a Eletrobrás promovem um fórum de debates para discutir o novo modelo institucional, o REVISE – Revisão Institucional do Setor Elétrico, porém, não surtiram efeito no cenário econômico adverso da época (GOMES; VIEIRA, 2009 e SILVA, 2011). Neste contexto, as empresas de distribuição começaram a postergar o pagamento de tributos federais, depois deixaram de honrar o pagamento da energia fornecida pelas geradoras federais, iniciando um processo de inadimplência generalizada e agravando a crise do setor elétrico (GOMES; VIEIRA, 2009).

Em 1990 o presidente Fernando Collor de Mello sanciona a Lei nº 8.031 para criação do Programa Nacional de Desestatização, PND (BRASIL, 1990).

> Nos governos de Fernando Collor de Mello e Itamar Franco (1990-1994) foram privatizadas 33 empresas federais, obtendo-se US$ 8,6 bilhões em recursos, com transferência de US$ 3,3 bilhões em dívidas para o setor privado (SILVA, 2011).

Em 1993 é aprovada a lei 8.631 que estabelece que os níveis de tarifas de fornecimento de energia passavam a ser submetidos por cada concessionária ao governo federal de acordo com os custos de cada serviço.

### 2.1.5. PERÍODO HÍBRIDO (1994-2002)

O período que se inicia em 1994 é caracterizado pela desestatização das empresas do setor elétrico e a organização do setor para coexistirem estatais e empresas privadas. Em 1995, é aprovada a lei 8.987/95, também conhecida como lei geral das concessões, que estabelece os critérios para concessão de serviços públicos, dentre os quais, serviços de energia elétrica, que a partir de então, deveria ser contratado mediante licitação (BRASIL, 1995a).

Ainda em 1995, a Lei 9.074/95 cria a figura do produtor independente de energia elétrica, com acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e permitindo consumidores adquirirem energia diretamente de produtores independentes, conforme os termos da lei (BRASIL, 1995b), esta lei permitiu que fossem iniciadas as primeiras privatizações do setor (SILVA, 2011,p.80). Logo em seguida, em 11 de julho de 1995, ocorreria a privatização da ESCELSA, no Espírito Santo. A Light no Rio de Janeiro é privatizada em 21/05/96, seguida de mais 22 empresas em vários outros estados da federação até o final do ano 2000. (GOMES; VIEIRA, 2009). A lei 9.074 ainda cria a figura do consumidor livre que pode adquirir energia elétrica de qualquer fornecedor, conforme requisitos da lei, além de reestruturar o sistema e criação do Mercado livre de Energia (SILVA, 2008).

Em maio de 2001, após período de estiagem, observa-se os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas muito baixos, o que anunciava falta de energia em curto prazo (SILVA, 2011). Landi(2006) afirma que a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica CGCE evidenciou que a maior parte da crise do fornecimento de energia daquele período se dava pelas mudanças estruturais do setor elétrico, não sendo a estiagem a principal responsável pelo problema. O Quadro 03 apresenta os principais eventos entre 1994 e 2002.

Quadro 03 – Principais eventos no Setor Elétrico (1994-2002)

| Ano | Evento |
|---|---|
| 1985 | Instituído o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, PROCEL, com o objetivo de promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício;<br>A usina termonuclear de Angra 1 no estado do Rio de Janeiro entra em operação. |
| 1996 | Lei 9.427/96 estabelece a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL como reguladora e fiscalizadora da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. |
| 1998 | Criada a Lei 9.648 que, entre outros pontos, expande a possibilidade de compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema SIN, cria o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS);<br>A Resolução Normativa nº264 da ANEEL regulamenta a comercialização do consumidor livre, além de permitir que consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500kW se tornem consumidores livres. |

Fonte: Adaptado de (BRASIL, 1985; SILVA, 2008, 2011; PORTUGAL-PEREIRA *et al.*, 2016)

A partir desse momento da história, os fatos mais relevantes são as legislações, que serão apresentadas no item 2.4.

## 2.2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Energia renovável refere-se às formas de energia que ocorrem na natureza e são produzidas continuamente e que, da perspectiva da humanidade, tem duração infinita (SOUZA ROCHA *et al.*, 2018). Muitos tipos de energia se encaixam nessa definição, como aquelas que são derivadas diretamente do sol (como energia fotovoltaica), do vento, da biomassa e do movimento da água em geral (marés, ondas e assim por diante).

Uma das principais fontes renováveis de energia elétrica é a energia gerada por painéis fotovoltaicos. Essa tecnologia foi descoberta em 1839 pelo estudo do efeito da luz sobre células eletrolíticas, realizado pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel (WILLIAMS, 1960; RAZYKOV *et al.*, 2011). Becquerel utilizou dois eletrodos em uma solução eletrolítica e verificou que quando iluminados observava-se uma corrente elétrica (WILLIAMS, 1960). A primeira célula fotovoltaica inorgânica de camada única foi desenvolvida por Charles Fritts em 1883 (FRITTS, 1883), que era composta por uma fina camada de selênio semicondutor entre dois eletrodos diferentes, uma camada de ouro muito fina e semitransparente e outra camada de cobre. A célula de Fritts tinha eficiência de conversão de energia fotoelétrica global de cerca de 1% (LUQUE e HEGEDUS, 2003).

Em especial, a energia solar fotovoltaica se apresenta como uma alternativa atrativa, principalmente em países com valores de alta irradiação solar, como é o caso do Brasil.

Nesse contexto, o Brasil, um país de dimensões continentais, tem importância político econômica com relação aos países da América Latina, destacando-se também na geração e consumo de energia elétrica. O Brasil é o país com maior consumo de energia elétrica da América do Sul, consumindo em 2016 mais que a soma dos valores dos demais países e representando 53% do consumo de energia elétrica do continente, correspondente a 520,02TWh, (IEA,2018). Também em 2016, em termos de geração de energia elétrica brasileira, o Brasil participava com 49,79% da energia elétrica gerada no continente, o que corresponde a uma geração de 578,89TWh (MME,2017 e IEA,2018)

A matriz elétrica brasileira apresenta uma característica que merece uma atenção especial, uma parcela significativa da matriz elétrica brasileira é de fonte hidroelétrica. Conforme (IEA, 2018), em 2016, 65,8% da energia gerada no Brasil era de fonte hidroelétrica e menos de 1% da energia gerada é energia elétrica fotovoltaica, considerando o enorme potencial no Brasil para esta fonte de energia, apesar do Brasil, desde a década passada, ter criado estratégias para aumentar a parcela de energias renováveis e reduzir a dependência das grandes plantas hidrelétricas (AQUILA *et al.*,2016).

Vale ressaltar que o Brasil tem um alto potencial de radiação solar superior à Alemanha, que é o segundo país em produção de energia fotovoltaica em 2016, conforme (IEA, 2018). Por exemplo, historicamente, a taxa de irradiação horizontal global no Brasil, de 1999 a 2015, tem seu valor mínimo superior à irradiação máxima da Alemanha de 1994 a 2016, de acordo com (SOLARGIS, 2018).

## 2.3 POLÍTICAS E INCENTIVOS NO BRASIL

### 2.3.1 DNN2793 (1994)

Em 1994 foi criado o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – PRODEEM, que tinha como objetivos:

- Viabilizar a instalação de microssistemas energéticos para produção e uso local, em comunidades não servidas por rede elétrica, apoiado o atendimento de demandas sociais básicas;
- Promover geração de energia descentralizada aos pequenos produtores, aos núcleos de colonização e às populações isoladas;
- Complementar o fornecimento convencional com fontes de energias renováveis descentralizadas;
- Promover a capacitação e desenvolvimento da tecnologia e da indústria nacional correspondente aos sistemas a serem implantados.

A ênfase do PRODEEM era fornecer energia elétrica às áreas rurais com foco em instalações comunitárias (SLOUGH, URPELAINEN, YANG, 2015), mas o decreto esbarrava em uma legislação ainda superficial e burocrática;

### 2.3.2 CONVÊNIO 101/97 (CONFAZ)

Isenta do ICMS, imposto sobre circulação de mercadorias e serviços, as operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica (CONFAZ, 1997).

### 2.3.3 DECRETO Nº 5.025 (2004) PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica objetivava aumentar a participação de produtores de Energia elétrica independentes e autônomos de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa no sistema SIN (BRASIL, 2004a). Apesar de não tratar de energia solar fotovoltaica, determinou que a Eletrobrás comprasse, por meio de contratos de compra de energia de longo prazo (20 anos) com preços preferenciais preestabelecidos (tarifas *feed-in*), a eletricidade gerada por produtores independentes (DE MELO *et al.*, 2016).

### 2.3.4 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 77 (2004)

Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica biomassa ou cogeração qualificada (BRASIL, 2004b). Esta resolução reduz as taxas de transmissão e distribuição em até 80% até 2017 e 50% após 2017 para empresas de geração de eletricidade renovável (PINTO, AMARAL, JANISSEK, 2016);

### 2.3.5 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482 (2012)

Estabelece as condições gerais para microgeração e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica, também chamado “*Net Metering*” (BRASIL, 2012c) a (VAZQUEZ, HALLACK, 2018). Permitiu gerações distribuídas pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração hidrelétrica, solar, eólica. Biomassa ou cogeração (GUCCIARDI GARCEZ, 2017);

### 2.3.6 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº488 (2012):

Também conhecida como programa Luz para Todos, “estabelece as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural” (BRASIL, 2012b,p.1). Apresenta em seu Art.8º, §6º, na condição da obra não ser rentável para a extensão de rede convencional ou a unidade estando a mais de 5 quilômetros da rede de distribuição mais próxima, pode ser escolhido pela distribuidora a extensão de rede através do sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente – SIGFI, utilizado para o atendimento de uma única unidade consumidora, cujo fornecimento se dê exclusivamente por meio de fonte de energia renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original (BRASIL, 2012b);

### 2.3.7 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº687 (2015)

Altera na resolução 482 e os procedimentos de distribuição – PRODIST (BRASIL, 2015b). Entre os pontos importantes modificados estão:

- A regulamentação de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, que prevê a migro geração ou minigeração em condomínios;
- Regulamentação da geração compartilhada, onde uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, por meio de consórcio ou cooperativa composta por pessoa física ou jurídica, mesmo em local diferente das unidades consumidoras, porém na mesma área de distribuição ou concessão, compensa a energia excedente dos cooperados ou participantes;
- Regulamenta o autoconsumo remoto: onde uma unidade consumidora com microgeração/minigeração distribuída, mesmo em local diferente, mas na mesma área de concessão ou permissão, pode gerar e o excedente ser compensado por unidades consumidoras de titularidade deuma mesma

Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua outras unidades consumidoras.

### 2.3.8 CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015 – CONFAZ

> "Ficam todos os Estados autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012"(CONFAZ, 2015);

### 2.3.9 LEI 13.169, DE 6 DE OUTUBRO DE 2015

Sua principal contribuição é a isenção do PIS e COFINS correspondente à energia ativa injetada na rede para microgeração/minigeração distribuída (BRASIL, 2015c);

### 2.3.10 PORTARIA Nº538, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2015

Esta portaria cria o ProGD, Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica. Com o objetivo de incentivar a geração distribuída em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais, e institui um grupo de trabalho para atender esses objetivos (BRASIL, 2015d). Entre as ações do Grupo de estudo, destacam-se novas linhas de crédito em instituições financeiras, incentivos a indústrias fabricantes de componentes e equipamentos, promoção e capacitação e demais modificações na legislação (BRASIL, 2015a).

## 2.4 VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS

Em um ambiente globalizado e com recursos escassos, investimentos malsucedidos podem comprometer a saúde financeira, imagem e credibilidade das empresas, assim, a análise financeira de investimentos torna-se primordial para gestores (CAMLOFFSKI, 2014).

Nos estudos levantados, considerando energias renováveis, em especial a energia solar fotovoltaica, os critérios mais utilizados são o Valor Presente Líquido - VPL, a Taxa Interna de Retorno – TIR e o Tempo de Retorno do Capital –TRC (HOLDERMANN; KISSEL, BEIGEL, 2014; ARNOLD, YILDIZ, 2015; RODRIGUES *et al.*, 2016; ASUMADU-SARKODIE, OWUSU, 2016; ROCHA *et al.*, 2017)

### 2.4.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO

Valor Presente Líquido (VPL): O método do VPL traz todos os ganhos e custos envolvidos no projeto no período estudado para valores presentes (GOMES, 2014). Investimentos com VPL positivo aumentará o valor da empresa, ao passo que investir em projetos com VPL menor que zero reduzirão seu valor (DAMODARAN, 2006). Na comparação entre projetos, a opção que apresentar maior VPL será mais atrativa.

O primeiro critério será então que o VPL seja positivo (VPL>0) e, sendo o fluxo de caixa uma série uniforme de receitas e despesas, o VPL será apresentado da seguinte forma:

$$VPL = -F_0 + \sum_{j=1}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j} \qquad (1)$$

Onde:

- *VPL* = Valor Presente Líquido;
- *F0* = Investimento Inicial;
- *Fj* = Ganhos e Custos mensais;
- *i* = Taxa de desconto representativa de custo de Capital.

### 2.4.2 TAXA INTERNA DE RETORNO

Taxa Interna de Retorno (TIR): Por definição, a TIR é a taxa que torna o VPL nulo (GOMES, 2014), ou seja, a taxa de remuneração de capital. A partir da TIR é possível comparar projetos pela taxa que cada um remunera o capital.

$$VPL = -F_0 + \sum_{1}^{n} \frac{F_j}{(1+i)^j} \qquad (2)$$

A TIR deve ser comparada com a taxa mínima de atratividade, ou seja, se a taxa mínima de atratividade de um projeto é inferior à taxa desejada pelos acionistas, o projeto avaliado não é atrativo, em outras palavras, o segundo critério é que a taxa interna de retorno seja maior que a TMA - Taxa Mínima de Atratividade (TMA), (TIR>TMA).

O *Payback* ou Tempo para o Retorno do Investimento, corresponde tempo que um projeto leva para pagar o valor investido, ou seja, o número de períodos necessários para atingir VPL=0.

## 2.5. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

### 2.5.1. MODELAGEM POR SIMULAÇÃO

A modelagem por simulação é um dos métodos estudados em pesquisa operacional, que são métodos científicos para prover departamentos executivos de elementos quantitativos base para tomada de decisões (KITTEL, 1947). Na modelagem por simulação, utilizam-se ferramentas computacionais para simular a operação de todo um processo ou sistema (HILLER, LIEBERMAN, 2015). A simulação é uma imitação computadorizada do comportamento aleatório de um sistema com a finalidade de estimar suas medidas de desempenho (TAHA, 2008).

Dentre os métodos de simulação, utiliza-se o método de Monte Carlo, que tem como saída soluções obtidas por meios de amostras estatísticas realizadas pela ferramenta computacional a partir de geradores de números aleatórios. O método foi desenvolvido durante a segunda guerra pelo matemático Jon Von Neumann (METROPOLIS, 1987). Na tabela 2 são apresentados os passos para a simulação de Monte Carlo (SPINNEY; WATKINS, 1996).

Tabela 02 – Passos para a simulação de Monte Carlo

| |
|---|
| (1) Identificação das principais variáveis de entrada do modelo com incerteza relacionadas às opções de recursos e seu ambiente operacional; |
| (2) Descrição estatística do risco para essas entradas principais por meio de distribuições de probabilidade; |
| (3) Identificação e descrição estatística de quaisquer relações (covariância) entre as entradas principais; |
| (4) Geração de números aleatórios com iteração múltipla, onde conjuntos de suposições de entrada são extraídos das distribuições de probabilidade de cada variável especificada; |
| (5) Descrição dos principais resultados do modelo por distribuições de probabilidade; |

Fonte: Traduzido de (SPINNEY; WATKINS, 1996)

## 3. METODOLOGIA

Este capítulo estabelece os critérios para a viabilidade econômica, o dimensionamento do sistema e o levantamento das variáveis envolvidas.

Para a avaliação da viabilidade econômica dos projetos, esta pesquisa se apresenta pelo cálculo dos parâmetros de Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Posteriormente, realizar-se-á um teste de sensibilidade e um estudo de cenários prováveis para a utilização dos projetos propostos através de uma Simulação de Monte Carlo (SMC), considerando incertezas que podem alterar a viabilidade dos projetos, conforme proposto por Pereira *et al.*, 2014, Arnold; Yildiz, 2015, Rocha *et al.*, 2018.

A viabilidade econômica de um projeto é um método de obter uma resposta numérica cujos valores auxiliam a decisão de realização ou não um projeto (GOMES, H., 2014).

## 3.1. CRITÉRIOS DE PESQUISA

Para considerar viáveis esses projetos de energia fotovoltaica, avaliar-se-á dois indicadores, que devem cumprir os seguintes critérios:

- VPL seja positivo (VPL>0) e;
- Taxa Interna de Retorno (TIR) maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), (TIR>TMA);
- Payback < 240 meses, o que corresponde a 20 anos de vida útil do projeto;

Para checar esses dois critérios, monta-se um fluxo de caixa para cada cenário e perfil e utiliza-se uma Simulação de Monte Carlo (SMC). Será avaliado, de acordo com as incertezas envolvidas no processo, como este se apresentam os projetos propostos, quanto a viabilidade econômica.

## 3.2. LEVANTAMENTO SÉRIE DE DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR

Para o levantamento de dados de irradiação solar, foi utilizado o site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (CEPEL, 2019). No site, selecionado as coordenadas geográficas de cada localidade, obtendo os dados de irradiação solar, conforme tabela 04.

## 3.3. DEFINIÇÃO DE PROJETO PADRÃO DE CONSUMO.

### 3.3.1. MÉDIA DE CONSUMO POR MÊS.

Para um projeto comum, observa-se a média do consumo mensal em kWh, que é uma informação que pode ser encontrada na fatura de energia ou através do site da concessionária. Dentro da faixa de consumidores definida, avalia-se três perfis de consumo:

I. Perfil 1 - Consumo médio de 300 kWh/mês;

II. Perfil 2 - Consumo médio de 700 kWh/mês;

III. Perfil 3 - Consumo médio de 3.000 kWh/mês.

Os valores de consumo supracitados foram escolhidos para avaliar a relação entre o crescimento do consumo médio e a viabilidade do sistema.

### 3.3.2. TIPO DE LIGAÇÃO

De acordo com a resolução normativa 414, em seu artigo 98, o custo de disponibilidade é aplicável sempre que o consumo medido ou estimado for inferior aos referidos neste artigo (BRASIL, 2010). O valor a ser faturado neste caso, para consumidores do grupo B, é o valor da moeda corrente referente a:

I – 30kWh, se monofásico ou bifásico a dois condutores;

II – 50kWh, se bifásico a 3 condutores; ou

III – 100kWh, se trifásico.

### 3.3.3. CÁLCULO DA ENERGIA DE COMPENSAÇÃO

A energia referente ao custo de disponibilidade não pode ser compensada, sempre será faturada para consumidores do grupo B, desta forma, o sistema fotovoltaico a ser dimensionado para gerar uma potência média descontando esse valor, que será pago compulsoriamente conforme a c. Para efeitos de dimensionamento, a Energia de Compensação em Média Mensal será calculada pela equação (1):

$$E_C = E_{MM} - C_D \quad (1)$$

Onde:

- *EC* = Energia de Compensação em Média Mensal, em kWh/mês;
- *EMM* = Consumo de Energia em Média Mensal, em kWh/mês;
- *CD* = Custo de Disponibilidade, em kWh/mês.

### 3.3.4. CÁLCULO DA ENERGIA DE COMPENSAÇÃO DIÁRIA

A energia de compensação diária (ECD) é o valor da energia de compensação (EC) dividida pela quantidade média de dias por mês.

$$E_{CD} = \frac{E_C}{30} \quad (2)$$

A Tabela 03 apresenta as características dos três perfis quanto a consumo de Energia em Média Mensal (*EMM*), Custo de Disponibilidade (*CD*), Energia de Compensação em média mensal (*EC*) e Energia de Compensação em média Diária (*ECD*).

Tabela 03 – Cálculo da energia de compensação diária

| Perfis avaliados | *EMM* (kWh/mês) | *CD* (kWh/mês) | *EC* (kWh/mês) | *ECD* (kWh/dia) |
|---|---|---|---|---|
| Perfil 1 | 300 | 30 | 270 | 9 |
| Perfil 2 | 700 | 50 | 650 | 21,67 |
| Perfil 3 | 3.000 | 100 | 2.900 | 96,67 |

Fonte: Elaborada pelo autor

### 3.3.5. ANÁLISE PRELIMINAR SOLAR LOCAL

Utilizando o software PVsyst ®, em sua versão V6.70, em sua opção de Banco de Dados, existe a possibilidade de importar os dados de Irradiação Solar do site da NASA inserindo a Latitude, Longitude e Altitude. Os resultados são apresentados na Tabela 04.

Tabela 04– Análise preliminar solar local

| Cidade | Coordenadas Geográficas | Radiação [kWh/m²/dia] | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Média Ano |
| Belém PA | Lat:-1.456, Lon:-48.4902 | 4.49 | 4.36 | 4.41 | 4.51 | 4.78 | 5.15 | 5.39 | 5.59 | 5.77 | 5.69 | 5.50 | 4.93 | **5.05** |
| Patos PB | Lat:-7.019, Lon:-37.2751 | 6.08 | 6.19 | 5.83 | 5.49 | 5.10 | 4.72 | 4.95 | 5.85 | 6.55 | 6.88 | 6.70 | 6.42 | **5.89** |
| Montes Claros MG | Lat:-16.737, Lon:-43.865 | 5.98 | 6.15 | 5.61 | 5.38 | 5,00 | 4.84 | 5.02 | 5.69 | 6,00 | 5.89 | 5.36 | 5.32 | **5.52** |
| Sorocaba SP | Lat:-23.456, Lon:-47.4883 | 5.42 | 5.27 | 4.91 | 4.50 | 3.70 | 3.59 | 3.84 | 4.56 | 4.58 | 5.31 | 5.77 | 5.66 | **4.76** |
| Uruguaiana RS | Lat:-29.762, Lon:-57.0858 | 6.74 | 5.85 | 5.03 | 3.74 | 3.21 | 2.63 | 3.01 | 3.77 | 4.64 | 5.46 | 6.39 | 6.80 | **4.77** |

Fonte: Elaborada pelo autor

### 3.3.6. DEFINIÇÃO INCLINAÇÃO IDEAL

A forma como os raios solares incidem depende da posição do sol, que varia ao longo do dia, do ano, sendo determinado pelos ângulos azimutal, zenital e pela altura solar.

O projeto utiliza um painel fixo a uma determinada inclinação. Para este tipo de instalação, não existe um consenso sobre o melhor método para escolha do ângulo de inclinação (VILLALVA,2015), porém, muitos fabricantes de módulos fotovoltaicos sugerem e a Tabela 05 apresenta a regra para a definição de inclinação recomendada para otimizar a geração (VIANA *et al.*, 2011; BOSCH, 2013).

Tabela 05 – Ângulo de inclinação recomendado

| Latitude Geográfica | Ângulo de inclinação recomendado |
|---|---|
| 0º a 10º | α= 10º |
| 11º a 20º | α= latitude |
| 21º a 30º | α= latitude +5º |
| 31º a 40º | α= latitude +10º |
| > 40º | α= latitude +15º |

Fonte: (BOSCH, 2013)

Em casos reais, algumas vezes é inviável criar uma estrutura no telhado para modificar a inclinação do painel fotovoltaico.

Em muitos casos, mais viável economicamente, incluir módulos adicionais para compensar a não utilização do ângulo recomendado, porém, assume-se utilizar o ângulo conforme a orientação da Tabela 06.

Tabela 06 – Ângulo de inclinação ideal

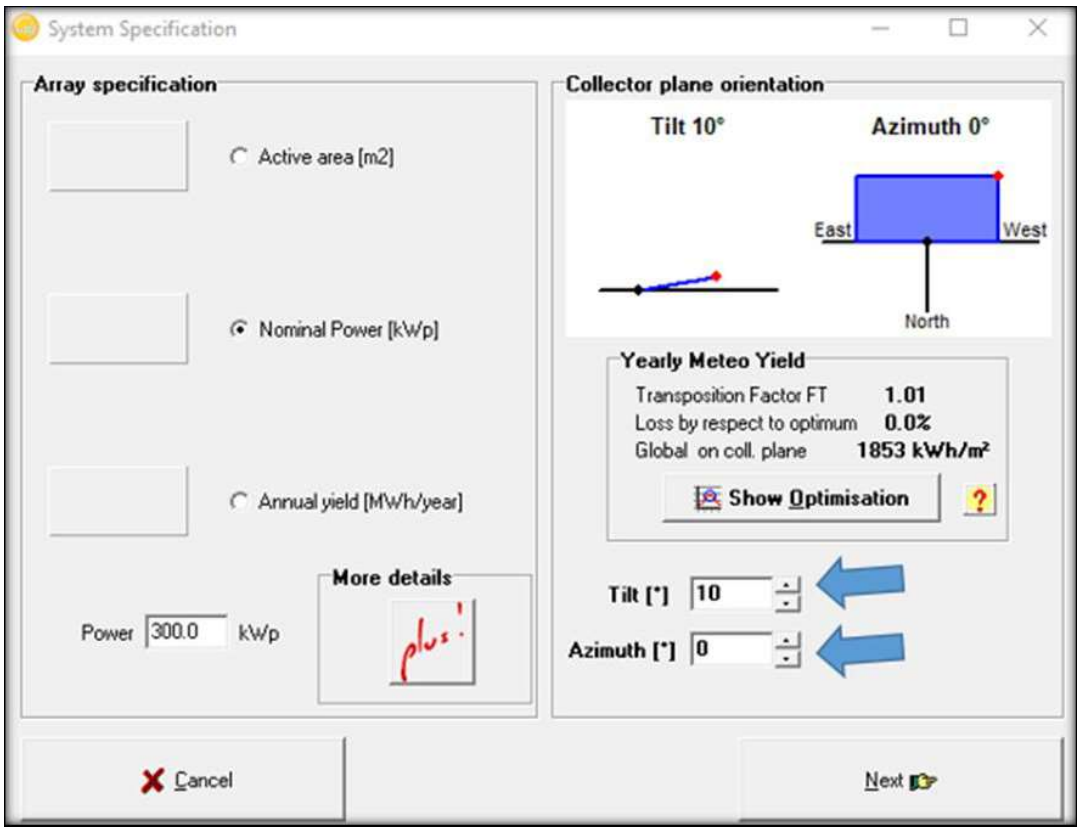
| **Cidade** | **Latitude Geográfica** | **Ângulo de inclinação recomendado** |
|---|---|---|
| Belém - PA | Lat: 1.456º S | α= 10º |
| Patos – PB | Lat:7.019º S | α= 10º |
| Montes Claros - MG | Lat: 16.737º S | α= 16º |
| Sorocaba – SP | Lat: 23.456ºS | α= 28º |
| Uruguaiana – RS | Lat: 29.762ºS | α= 35º |

Fonte: Elaborada pelo autor

### 3.3.7. FATORES DE CORREÇÃO PARA SUPERFÍCIE INCLINADA E ORIENTAÇÃO AZIMUTAL

Para estimar as perdas por superfície inclinada e por orientação azimutal, foi utilizado o software PVsyst ®, em sua versão V6.70, em sua opção de "*Preliminary design*" e "*Grid-Connected*", onde é possível inserir parâmetros de angulação de inclinação ("*Tilt"*) e de angulação azimutal (*"Azimuth"*). A FIGURA 5 apresenta a tela do software onde, de acordo com os dados de inclinação e direção, obtém-se a correção da geração por perdas de posicionamento e ângulo.

FIGURA 5 – TELA DO SOFTWARE PVSYST ® V6.70




Fonte: Software PVSyst ®

Nessa pesquisa considera-se para a simulação, os ângulos de inclinação dos painéis conforme apresentados abaixo e os ângulos azimutais como sendo todos 0º, ou seja, painéis alinhados com o norte geográfico. As saídas obtidas pelo PVSyst ® são apresentadas na Tabela 07.

Tabela 07 – Resultado da irradiação difusa.

| Cidade | Ângulo de inclinação | Ângulo Azimutal | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Média Ano |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Belém - PA | α= 10º | θa = 0º | 4,19 | 4,19 | 4,38 | 4,65 | 5,10 | 5,61 | 5,84 | 5,89 | 5,83 | 5,52 | 5,14 | 4,53 | 5,08 |
| Patos – PB | α= 10º | θa = 0º | 5,70 | 6,00 | 5,87 | 5,77 | 5,56 | 5,24 | 5,46 | 6,27 | 6,72 | 6,76 | 6,32 | 5,95 | 5,97 |
| Montes Claros - MG | α= 16º | θa = 0º | 5,98 | 6,15 | 5,61 | 5,38 | 5,00 | 4,84 | 5,02 | 5,69 | 6,00 | 5,89 | 5,36 | 5,32 | 5,52 |
| Sorocaba – SP | α= 28º | θa = 0º | 4,85 | 5,10 | 5,27 | 5,50 | 5,04 | 5,21 | 5,46 | 5,91 | 5,18 | 5,35 | 5,27 | 4,95 | 5,26 |
| Uruguaiana – RS | α= 35º | θa = 0º | 5,78 | 5,65 | 5,63 | 4,91 | 4,96 | 4,36 | 4,89 | 5,40 | 5,60 | 5,57 | 5,69 | 5,62 | 5,34 |

Fonte: Software PVSyst ® V6.70

### 3.3.8 CÁLCULO DA POTÊNCIA NOMINAL PRELIMINAR:

Para o cálculo da potência nominal do sistema proposto, utiliza-se a equação 3 (ATTARI; ELYAAKOUBI; ASSELMAN, 2016):

$$P_p = \frac{E_{CD}}{HSP} \quad (3)$$

Onde:

- *Pp* = Potência nominal do sistema;
- *ECD* = Energia de compensação em média diária kWh/dia;
- HSP = Valor médio anual da radiação solar diária em kWh/m²/dia.

### 3.3.9 QUANTIDADE PRELIMINAR DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para estimar a quantidade de módulos fotovoltaicos necessários *(Nm)* para atender essa potência nominal de projeto calcula-se o valor da potência nominal *(Pp)* preliminar dividido pelo valor da contribuição de um módulo *(Wp)* (VILLALVA, 2015,p.210).

$$N_m = \frac{P_p}{\left(\frac{W_p}{1.000}\right)} \quad (4)$$

Onde:

- *Nm* = Número de módulos fotovoltaicos a serem utilizados;
- *Pp* = Potência nominal do Sistema em kW;
- *Wp* = Potência nominal do modelo de módulo fotovoltaico em W;
- 1.000 = Constante para adequar a potência nominal do módulo (1kW =1.000 W).

Aplicando um módulo de modelo 21CAN335022NEJUN19 da Canadian Solar, que tem Potência nominal de 335W, utilizando-se a equação (4).

Além, dos fatores apresentados, consideram-se perdas totais do inversor de frequência na ordem de 20%, essas perdas são causadas por sombreamento nos módulos, sujeiras e poeira, perdas no cabeamento, redução por temperatura, perda na conversão entre corrente contínua e corrente alternada (ROCHA *et al.*, 2017,p.1452). Em alguns casos, também foi adicionado alguns módulos por ajuste técnico do Fator de Dimensionamento do Inversor de frequência - FDI, que é uma relação entre a potência do inversor de frequência e a potência dos módulos, que deve ficar numericamente entre 0,7 e 1,0 (MACÊDO, 2006,p.175). A Tabela 08 apresenta o número de módulos para cada cenário considerando todos os fatores, inclusive perdas de eficiência e fator de dimensionamento do inversor de frequência:

Tabela 08 – Número de módulos necessários por perfil e por cidade.

| Cidade | | *ECD* (kWh/dia) | *HSP* (kWh/m²/dia) | *Pp* (kW) | N de módulos de 335W |
|---|---|---|---|---|---|
| Belém - PA | Perfil 1 | 9 | 5,08 | 1,77 | 6 |
| | Perfil 2 | 21,67 | 5,08 | 4,27 | 13 |
| | Perfil 3 | 96,67 | 5,08 | 19,03 | 57 |
| Patos – PB | Perfil 1 | 9 | 5,97 | 1,51 | 5 |
| | Perfil 2 | 21,67 | 5,97 | 3,63 | 11 |
| | Perfil 3 | 96,67 | 5,97 | 16,19 | 49 |
| Montes Claros - MG | Perfil 1 | 9 | 5,52 | 1,58 | 5 |
| | Perfil 2 | 21,67 | 5,52 | 3,82 | 12 |
| | Perfil 3 | 96,67 | 5,52 | 17,02 | 51 |
| Sorocaba – SP | Perfil 1 | 9 | 5,26 | 1,71 | 6 |
| | Perfil 2 | 21,67 | 5,26 | 4,12 | 13 |
| | Perfil 3 | 96,67 | 5,26 | 18,38 | 55 |
| Uruguaiana – RS | Perfil 1 | 9 | 5,34 | 1,69 | 6 |
| | Perfil 2 | 21,67 | 5,34 | 4,06 | 13 |
| | Perfil 3 | 96,67 | 5,34 | 18,1 | 55 |

Fonte: Elaborada pelo autor

## 3.4. TARIFAS E INCENTIVOS POR CENÁRIO

As tarifas de cada cenário foram obtidas nos sites das distribuidoras CELPA, ENERGISA, CEMIG, CPFL e RGE, de acordo com cada tipo de tarifa e de consumidor cativo. A tabela com todas as tarifas para as concessionárias que atendes os cenários propostos, por tipo de consumidor cativo está apresentada na Tabela 09 (CELPA, 2019), (ENERGISA-PB, 2019), (CEMIG, 2019), (CPFL, 2019), (RGE, 2019).

Tabela 09 - Tarifas das concessionárias

| Tipos de tarifa | | Tarifas das Concessionárias (R$/kWh) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | CELPA | Energisa PB | CEMIG | CPFL | RGE |
| B1 | Residencial sem benefício | 0,67 | 0,57 | 0,59 | 0,55 | 0,55 |
| | Residencial BR - Consumo até 30kWh | 0,23 | 0,19 | 0,19 | 0,18 | 0,18 |
| | Residencial BR - Consumo -31 a 100kWh | 0,39 | 0,33 | 0,33 | 0,30 | 0,30 |
| | Residencial BR - Consumo- 101 a 220kWh | 0,58 | 0,50 | 0,49 | 0,45 | 0,45 |
| | Residencial BR - Consumo > 220kWh | 0,65 | 0,55 | 0,54 | 0,50 | 0,50 |
| | Residencial Normal Tar. Branca Horário Ponta | 1,36 | 1,21 | 1,14 | 0,86 | 0,96 |
| | Residencial Normal Tar. Branca Horário Intermediário | 0,88 | 0,76 | 0,73 | 0,56 | 0,62 |
| | Residencial Normal Tar. Branca Horário Fora Ponta | 0,55 | 0,47 | 0,48 | 0,43 | 0,45 |
| B2 | Rural | 0,47 | 0,40 | 0,41 | 0,39 | 0,38 |
| | Rural tarifa Branca horário Ponta | 0,96 | 0,84 | 0,83 | 0,64 | 0,69 |
| | Rural tarifa Branca horário Intermediário | 0,62 | 0,53 | 0,53 | 0,41 | 0,44 |
| | Rural tarifa Branca horário Fora Ponta | 0,39 | 0,33 | 0,34 | 0,31 | 0,32 |
| | Rural Irrigação | - | 0,15 | 0,14 | - | - |
| | Rural Irrigação Branca horário Ponta | 0,96 | 0,84 | 0,83 | 0,64 | 0,69 |
| | Rural Irrigação Branca horário Intermediário | 0,62 | 0,53 | 0,53 | 0,41 | 0,44 |
| | Rural Irrigação Branca horário Fora Ponta | 0,39 | 0,33 | 0,34 | 0,31 | 0,32 |
| | Cooperativa de Eletrificação Rural | 0,47 | 0,40 | - | 0,39 | 0,38 |
| | Cooperativa de Eletr. Rural tar. Branca Ponta | 0,96 | 0,84 | - | 0,64 | 0,69 |
| | Cooperativa de Eletr. Rural tar. Branca Intermediário | 0,62 | 0,53 | - | 0,41 | 0,44 |
| | Cooperativa de Eletr. Rural tar. Branca Fora Ponta | 0,39 | 0,33 | - | 0,31 | 0,32 |
| | Serviço Público de Irrigação | 0,40 | 0,34 | - | 0,33 | 0,33 |
| | Serviço Público de Irrigação tar. Branca Ponta | 0,82 | 0,72 | - | 0,55 | 0,59 |
| | Serviço Público de Irrigação tar. Branca Intermediário | 0,53 | 0,45 | - | 0,35 | 0,38 |
| | Serviço Público de Irrigação tar. Branca Fora Ponta | 0,33 | 0,28 | - | 0,27 | 0,27 |
| B3 | Comercial | 0,67 | 0,57 | 0,59 | 0,55 | 0,55 |
| | Comercial tarifa Branca Horário Ponta | 1,45 | 1,27 | 1,18 | 0,99 | 1,05 |
| | Comercial tarifa Branca Horário Intermediário | 0,93 | 0,80 | 0,76 | 0,63 | 0,67 |
| | Comercial tarifa Branca Horário Fora Ponta | 0,57 | 0,48 | 0,49 | 0,46 | 0,47 |
| | Industrial | 0,67 | 0,57 | 0,59 | 0,27 | 0,27 |
| | Industrial tarifa Branca Horário Ponta | 1,45 | 1,27 | 1,18 | 0,99 | 0,55 |
| | Industrial tarifa Branca Horário Intermediário | 0,93 | 0,80 | 0,76 | 0,63 | 1,05 |
| | Industrial tarifa Branca Horário Fora Ponta | 0,57 | 0,48 | 0,49 | 0,46 | 0,67 |
| | Poder Público | 0,67 | 0,57 | 0,59 | 0,55 | 0,55 |
| | Poder Público tarifa Branca horário Ponta | 1,45 | 1,27 | 1,18 | 0,99 | 0,55 |
| | Poder Público tarifa Branca horário Intermediário | 0,93 | 0,80 | 0,76 | 0,63 | 1,05 |
| | Poder Público tarifa Branca horário Fora Ponta | 0,57 | 0,48 | 0,49 | 0,46 | 0,47 |
| | Serviço Público | 0,67 | 0,49 | - | - | - |
| | Serviço Público tarifa Branca horário Ponta | 1,45 | 1,27 | - | - | - |
| | Serviço Público tarifa Branca horário Intermediário | 0,93 | 0,80 | - | - | - |
| | Serviço Público tarifa Branca horário Fora Ponta | 0,57 | 0,48 | - | - | - |
| B4 | Iluminação Pública - B4a | 0,37 | 0,31 | 0,32 | 0,30 | 0,30 |
| | Iluminação Pública - B4b | 0,40 | 0,34 | 0,35 | 0,33 | 0,33 |

Fontes: (CELPA, 2019; ENERGISA-PB, 2019; CEMIG, 2019; CPFL, 2019; RGE, 2019)

## 3.5. PROPOSTA DE ALTERAÇÃO NA POLÍTICA DE COMPENSAÇÃO DA ENERGIA GERADA PELOS CONSUMIDORES NA MICRO E NA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.

Em 2019, a ANEEL apresentou uma audiência pública ANEEL 001/2019 de 24 de janeiro de 2019, com o intuito de propor revisões na regra de compensação da energia gerada pelos consumidores na micro e mini geração distribuída (BRASIL, 2019b)(BRASIL, 2019c).

A resolução normativa 482 de 2012 apresenta as regras para que o consumidor brasileiro possa gerar sua própria energia através de fontes renováveis, podendo inclusive, fornecer o excedente de sua produção para rede de distribuição, com a possibilidade de, posteriormente, utilizar esses créditos injetados na rede para os horários em que não esteja produzindo sua própria de energia, em até 60 meses.

As distribuidoras alegam que o atual sistema impede uma remuneração adequada da rede de distribuição, que é utilizada no fornecimento dos créditos de energia injetados na rede, uma vez que o custo de distribuição é pago apenas pelos consumidores que não geram sua própria energia. Por outro lado, os prossumidores da micro e mini geração distribuída apresentam os benefícios da utilização de energias renováveis como justificativa para manter a regra de compensação atual.

Na proposta da audiência pública, um estudo analisou diferentes alternativas para uma mudança na regra de compensação de energia elétrica, que se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede considerando diferentes componentes na tarifa de fornecimento. Estas alternativas apresentam-se de forma resumida na tabela 10.

A alternativa 0 da proposta mantém o sistema como está hoje, ou seja, ao injetar energia excedente na rede, o consumidor pode utilizar o mesmo quantitativo, lembrando que a validade desses créditos de energia injetada é de 60 meses.

A alternativa 1, o consumidor com geração pagaria pelo transporte na distribuição da energia que foi consumida (TUSD-Fio B), considerando uma média nas tarifas no Brasil atualmente, o valor a ser pago corresponde a 28% do valor da energia utilizada, ou seja, a proposta seria de um aproveitamento de 72% dos créditos correspondentes a energia injetada na rede.

Na alternativa 2, o prossumidor pagaria por todo o transporte da energia consumida, na transmissão e na distribuição (TUSD-Fio B + TUSD-Fio A), considerando uma média nas tarifas atuais, esse valor corresponde a 34% do valor da energia utilizada, ou seja, a proposta seria um aproveitamento de 66% dos créditos correspondentes a energia injetada na rede.

Na alternativa 3, considera pagar pelo correspondente ao transporte e aos encargos da transmissão e distribuição (TUSD-Fio B + TUSD-Fio A+ TUSD encargos), o que corresponde em média a um total de 41% do valor da energia utilizada, ou seja, propõe um aproveitamento de 59% dos créditos correspondentes a energia injetada na rede.

Na alternativa 4, são considerados os custos de transportes, encargos e as perdas na transmissão e distribuição (TUSD-Fio B + TUSD-Fio A+ TUSD encargos+ TUSD perdas), o que corresponde em média a um percentual de 49% do valor da energia utilizada, ou seja, a proposta indica que o prossumidor poderia aproveitar apenas 51% dos créditos correspondentes a energia injetada na rede.

Na alternativa 5, o prossumidor paga por todas as componentes tarifárias com exceção da componente correspondente à compra de energia. Esse valor corresponde em média no consumo brasileiro atual a 63% do valor da energia utilizada, ou seja, o prossumidor poderia receber apenas 37% dos créditos correspondentes a quantidade de energia injetada na rede.

Um ponto a ser questionado nessa proposta é que, embora não seja paga a taxa correspondente as perdas na distribuição e na transmissão da energia no consumo dos prossumidores da energia proveniente das concessionárias, a produção distribuída da energia minimiza as perdas de transmissão e distribuição quando produz a energia mais próxima aos pontos de consumo. Além disso, consideram-se como benefícios intangíveis da micro e mini geração distribuída a geração de empregos e a redução de emissão de CO2.

Tabela 10 – Alternativas de compensação de energia injetada na rede por prossumidor em micro e mini geração distribuída.

| Alternativas da audiência pública ANEEL 001/2019 | Componente tarifária | % dos créditos de energia injetada na rede |
|---|---|---|
| Alternativa 0 | - | 100% |
| Alternativa 1 | TUSD - Fio B | 72% |
| Alternativa 2 | TUSD Fio B +TUSD Fio A | 66% |
| Alternativa 3 | TUSD Fio B +TUSD Fio A+TUSD encargos | 59% |
| Alternativa 4 | TUSD Fio B +TUSD Fio A+TUSD encargos + TUSD perdas | 51% |
| Alternativa 5 | TUSD Fio B +TUSD Fio A+TUSD encargos + TUSD perdas +TE encargos | 37% |

Fonte: (BRASIL, 2019c)

## 3.6. VARIÁVEIS E TESTE DE SENSIBILIDADE

As variáveis para avaliar a viabilidade desse trabalho serão:

- O valor da tarifa para categoria B1 residencial sem benefício;
- O percentual de ajuste estimado anual da tarifa;
- O Valor do Investimento;
- O Tempo de vida do equipamento;
- O custo de operação e manutenção;
- Taxa mínima de atratividade;
- Produção de energia fotovoltaica;
- O percentual de perdas de eficiência do sistema a cada ano;

### 3.6.1. VALOR DA TARIFA CATEGORIA B1

O valor da tarifa da categoria B1 residencial sem benefício para cada cenário foi obtido pela coleta no site de cada concessionária em 6 de março de 2019 e são apresentados na tabela 9, nos anexos. Esses valores servirão de referência para comparação entre a energia adquirida da concessionária e o custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

### 3.6.2. PERCENTUAL DE AJUSTE ANUAL DA TARIFA

A tarifa de energia foi representada por uma distribuição normal com média 6,02% e desvio padrão de 0,022.

### 3.6.3. VALOR DO INVESTIMENTO

O valor do investimento para cada cenário será dado pelo cálculo do projeto padrão de consumo, que nos dará a potência nominal de cada cenário e uma busca na plataforma Sices, que é um fornecedor de material de sistemas fotovoltaicos, que gera um orçamento para cada característica de padrão de consumo e potência nominal. Os equipamentos do projeto (módulos e inversores de frequência) são colocados no software PVSyst para análise e simula a geração de energia fotovoltaicas já considerando as perdas informadas nos *datasheet* pelos fornecedores dos equipamentos. Ao orçamento da Plataforma SICES, será acrescido valor do frete, percentual de mão de obra de montagem e lucro, como procedem as empresas de montagem de kits fotovoltaicos (SICES, 2019). Com base nesse orçamento padrão e considerando a proporção de um sistema real para material e custos de projeto e mão de obra, define-se uma taxa de reais por Watt de potência nominal de cada sistema para estimar o valor de investimento.

A configuração do sistema será sugerida a partir dos dados de potência pico do sistema calculados a partir de 3.3. Um orçamento exemplo com Potência Pico de 1,77kWh, Módulos FV Canadian, Inversor de frequência ABB, Estrutura de telhado em Laje plana, tensão em 220V Monofásico, com frete para Belém do Pará é apresentado na seção de anexos.

### 3.6.4. TEMPO DE VIDA DO EQUIPAMENTO

As placas fotovoltaicas apresentam perda de rendimento ao longo de sua vida útil. Segundo Jordan*et al.*(2016), a taxa de degradação média é de 0,8% a 0,9% ao ano. Considera-se nesta pesquisa 25 anos de sistema utilizável (SHAW-WILLIAMS,*et al*., 2018; ZUBI *et al.*, 2016).

### 3.6.5. CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Usa-se o valor de referência de custo de operação e manutenção anual (O&M) de 0,5% do investimento inicial (HOLDERMANN *et al.*, 2014)

### 3.6.6. TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

A Taxa mínima de atratividade utilizada por Olivier, Harmas, Esterhuyse(2008) foi de 8% enquantoBorba*et al.*(2017) considerou TMA de 7.4907%. Para esse estudo, mesmo sendo uma taxa rigorosa, considera-se TMA de 10%.

### 3.6.7. FATOR ANUAL DE DEGRADAÇÃO DO PAINEL

Aplica-se 0,5% como fator anual de degradação de performance de painel(HANCEVIC*et al.*, 2017;ZHANG *et al.*, 2018);

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo apresentam-se os resultados encontrados com a pesquisa, bem como as distribuições e valores utilizados na simulação de Monte Carlo e na análise financeira.

### 4.1. DEFINIÇÃO DAS REGIÕES E CENÁRIOS

Por definição, “cenário é um conjunto formado pela descrição de uma situação futura e do encaminhamento dos acontecimentos que permitem passar da situação de origem à situação futura” (GODET, 1987). A palavra prospecção, em mineralogia significa estudar a localização e potencial de uma jazida mineral. De acordo com (MARCIAL; GRUMBACH, 2008), os estudos prospectivos estudam as diversas possibilidades de futuros plausíveis existentes para preparar as organizações para enfrentar cada cenário ou até minimizar efeitos indesejados. Apresenta-se agora os possíveis cenários com suas variáveis mais importantes:

De acordo com os estudos de políticas e incentivos ao uso da energia solar no Brasil, além de características distintas de nível médio de radiação e tarifas de energia, toma-se uma cidade em cada região do país, com diferentes concessionárias de energia. Por questões de limitações de tempo, cada região só será representada por uma cidade. A Tabela 11 apresenta as características de cada cidade escolhida onde foi adotado os seguintes critérios de escolha:

- Uma cidade de cada região do país;
- População acima de 100.000 habitantes;
- Divergência em bioma;
- Divergência em temperatura média mensal;
- Divergência em precipitação pluviométrica;
- Divergência em níveis de irradiação;
- Divergência em concessionárias que atendem a cidade.

Tabela 11 – Características das Cidades Analisadas

| Cidade | Habitantes | Bioma | Região | Coordenadas Geográficas | Temp. Média Anual(ºC) | Precipitação média mensal (mm) | Média radiação (kWh/m² dia) | Concessionária |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Belém PA | 1.393.399 | Amazônia | N | Lat.: -1,501°, Long.: -48.449° | 26,8 | 243,6 | 4,86 | CELPA |
| Patos PB | 100.674 | Caatinga | NE | Lat.:-7,001°, Long.: -37,249° | 25,5 | 57,5 | 5,94 | Energisa PB |
| Montes Claros MG | 338.381 | Cerrado | CO | Lat.: -16.737°, Long.:-43.865° | 22,7 | 90,6 | 5,52 | CEMIG |
| Sorocaba SP | 586.625 | Mata Atlântica | SE | Lat.:-23,5°, Long.:-47,449º | 19,4 | 110,1 | 4,76 | CPFL |
| Uruguaiana RS | 125.435 | Pampa | S | Lat.:-29,75°, Long.:-57,08° | 20 | 137,4 | 4,83 | RGE |

Fonte: Adaptado de (ROCHA *et al.*, 2017)

## 4.2. Variação da tarifa de energia.

Estudo de 2018 da realidade do Brasil, a variação da tarifa foi apresentada em três cenários, um considerando o valor de 1%, 3% e 5% para valores convertidos em dólar (SORGATO *et al.*, 2018). Outro estudo de 2014 apresenta, para o Brasil, utilizou 2,3% ao ano o crescimento médio anual do valor da fatura para a categoria residencial cativa e 2,5% ao ano o crescimento médio anual do valor da fatura para a categoria comercial cativa, porém, o valor apresentado na pesquisa está convertido em dólar (HOLDERMANN*et al.*, 2014) e este mesmo estudo foi referência para outras pesquisas posteriores (ZHAO et al., 2015; ROCHA *et al.*, 2017; WELFLE, 2017; SOUZA ROCHA *et al.*, 2018).

Em nossa pesquisa utiliza-se um site com dados históricos da tarifa residencial, com correções da inflação pelo IPCA e aplicando testes de normalidade para caracterizar uma distribuição e utilizar no Crystal Ball® (BRASIL, 2020).

Para verificar se os dados históricos eram uma distribuição normal, utilizam-se os valores no site pela seleção das concessionárias, depois submete-se os valores ao software R, aplicando 6 testes de normalidade para quatro das cinco distribuidoras, depois para a média do Brasil para todas as concessionárias ativas e depois colocando os valores das quatro concessionárias estudadas juntas como se fosse uma só e todos os testes apresentaram adequados quanto a distribuição normal, ou seja, valor p maior que 0,05. A Tabela 12 mostra os valores encontrados para cada um dos testes e a rotina aplicada nos testes encontra-se nos anexos.

Para nossas simulações, a inflação energética foi representada por uma distribuição normal de média 6,02% e desvio padrão de 2,19%

Tabela 12 – Variação da Tarifa Residencial

| | Resultado | Concessionárias | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | CELPA | ENERGISA | CPFL | CEMIG | BRASIL |
| Medidas descritivas | Média | 5,95% | 6,07% | 6,03% | 5,94% | **6,02%** |
| | Desvio padrão | 0,023 | 0,024 | 0,022 | 0,023 | **0,022** |
| Valor p | Shapiro-Wilk | 0,850 | 0,821 | 0,965 | 0,941 | 0,302 |
| | Anderson-Darling | 0,898 | 0,908 | 0,984 | 0,855 | 0,370 |
| | Cramer-Von Mises | 0,917 | 0,935 | 0,996 | 0,813 | 0,450 |
| | Bera-Jarque | 0,760 | 0,598 | 0,753 | 0,854 | 0,637 |
| | Kolmogorov-Smirnov | 0,996 | 0,998 | 1,000 | 0,903 | 0,908 |
| | Lilliefors | 0,959 | 0,974 | 0,998 | 0,59 | 0,604 |

Fonte: Elaborada pelo autor

## 4.3. Distribuições de Probabilidade de Horas de Sol Pico

Para o uso de simulação de Monte Carlo, caracteriza-se um fenômeno natural através de uma distribuição de probabilidade que modela uma série de dados reais. No site do Instituto Nacional de Meteorologia acessa-se os dados históricos com médias mensais de Dados Mensais de horas de insolação total. Utiliza-se então o software Minitab®, em sua versão 17, para a identificação de distribuição individual (INMET, 2019). O resultado de distribuição para cada mês do ano, coletado entre 1999 e 2018. O período foi escolhido de acordo com os dados disponíveis no INMET para as cidades escolhidas. As distribuições e seus parâmetros para cada mês e

para cada cidade está apresentada na Tabela 13. Foi possível representar todos os meses apenas com distribuições Maior Valor Extremo, Menor Valor Extremo e Weibull.

Tabela 13 – Distribuições de Médias Mensais de Horas de Sol Pico

| | α= localização, β=escala, δ=forma | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
| Janeiro | Maior Valor Extremo (α=4,31; β=0,63) | Menor Valor Extremo (α=8,79; β=0,88) | Maior Valor Extremo (α=6,21; β=1,51) | Maior Valor Extremo (α=4,27; β=0,88) | Menor Valor Extremo (α=8,89; β=0,76) |
| Fevereiro | Weibull (α=0; δ=4,93;β=4,07) | Menor Valor Extremo (α=8,61; β=0,66) | Menor Valor Extremo (α=8,54; β=1,01) | Maior Valor Extremo (α=4,84; β=0,48) | Menor Valor Extremo (α=7,89; β=1,32) |
| Março | Maior Valor Extremo (α=3,84; β=0,61) | Maior Valor Extremo (α=8,45; β=0,38) | Weibull (α=0; δ=7,25;β=7,78) | Menor Valor Extremo (α=6,19; β=0,52) | Menor Valor Extremo (α=7,41; β=0,93) |
| Abril | Menor Valor Extremo (α=5,06; β=0,67) | Maior Valor Extremo (α=8,39; β=0,50) | Menor Valor Extremo (α=8,50; β=0,73) | Menor Valor Extremo (α=7,17; β=0,62) | Menor Valor Extremo (α=6,57; β=0,87) |
| Maio | Menor Valor Extremo (α=6,56; β=0,92) | Maior Valor Extremo (α=7,77; β=0,59) | Menor Valor Extremo (α=8,64; β=0,47) | Menor Valor Extremo (α=6,64; β=0,65) | Menor Valor Extremo (α=5,42; β=0,98) |
| Junho | Menor Valor Extremo (α=8,01; β=0,47) | Maior Valor Extremo (α=7,17; β=0,88) | Weibull (α=0; δ=15,00;β=8,90) | Maior Valor Extremo (α=5,85; β=0,66) | Maior Valor Extremo (α=3,86; β=0,60) |
| Julho | Menor Valor Extremo (α=8,38; β=0,36) | Maior Valor Extremo (α=7,60; β=0,89) | Menor Valor Extremo (α=9,14; β=0,55) | Menor Valor Extremo (α=7,14; β=0,69) | Maior Valor Extremo (α=4,31; β=1,05) |
| Agosto | Menor Valor Extremo (α=8,89; β=0,40) | Menor Valor Extremo (α=9,63; β=0,50) | Menor Valor Extremo (α=9,64; β=0,55) | Weibull (α=0; δ=11,86;β=7,63) | Menor Valor Extremo (α=5,87; β=0,77) |
| Setembro | Menor Valor Extremo (α=8,58; β=0,42) | Menor Valor Extremo (α=10,21; β=0,38) | Maior Valor Extremo (α=8,40; β=0,68) | Maior Valor Extremo (α=5,71; β=0,81) | Menor Valor Extremo (α=6,31; β=0,90) |
| Outubro | Menor Valor Extremo (α=8,27; β=0,59) | Menor Valor Extremo (α=10,24; β=0,41) | Menor Valor Extremo (α=8,71; β=1,36) | Menor Valor Extremo (α=5,710; β=0,82) | Maior Valor Extremo (α=5,77; β=1,12) |
| Novembro | Menor Valor Extremo (α=7,63; β=0,73) | Menor Valor Extremo (α=10,23; β=0,54) | Menor Valor Extremo (α=6,61; β=1,20) | Maior Valor Extremo (α=4,72; β=0,55) | Menor Valor Extremo (α=8,80; β=1,07) |
| Dezembro | Menor Valor Extremo (α=6,09; β=0,94) | Menor Valor Extremo (α=9,28; β=0,56) | Maior Valor Extremo (α=5,69; β=1,13) | Maior Valor Extremo (α=5,21; β=0,43) | Menor Valor Extremo (α=8,56; β=1,13) |

Fonte: Baseado em dados de (INMET,2019) e adaptado de (Rocha et al., 2018)

## 4.4. Valor do investimento.

Um estudo da Associação Brasileira de Indústria Elétrica e Eletrônica apresenta conforme a Tabela 14, uma proporção entre os custos de um sistema fotovoltaico com os valores da época. Estes custos apresentavam uma proporção de 7,12 R$/W de capacidade de geração para o seguimento residencial e 6,27 R$/W para o seguimento comercial (ABINEE, 2012).

Tabela 14 – Componentes de Custos de Sistemas Fotovoltaicos

| Aplicação | Residencial | % | Comercial | % |
|---|---|---|---|---|
| Capacidade (kW) | 3 | - | 30 | - |
| Custo dos Módulos e Inversores de frequência | R$ 11.605,00 | 54,34% | R$ 116.047,00 | 61,74% |
| Custo de Cabos e Proteções | R$ 2.250,00 | 10,54% | R$ 18.000,00 | 9,57% |
| Demais Custos (conexão, Projeto, Fixação) | R$ 7.500,00 | 35,12% | R$ 54.000,00 | 28,72% |
| Total (R$): | R$ 21.355,00 | 100,00% | R$ 188.047,00 | 100,00% |
| Total (R$/W): | 7,12 | - | 6,27 | - |

Fonte: (ABINEE, 2012)

Para validar essas proporções, apresenta-se um orçamento de um sistema residencial solicitado em um site de vendas em atacado em maio de 2019. O site nos permitiu realizar um comparativo com os dados da ABINEE e realizar uma proporção atual que nos indicou um valor de investimento de 5,62R$/W instalado de capacidade. Para os demais investimentos utiliza-se essa proporção para calcular o valor de investimento.

### 4.5. Tempo de vida útil do sistema.

Não existe um consenso nos trabalhos científicos, que consideram diferentes tempos utilizáveis para estudos de seus projetos, alguns consideram em seus estudos 20 anos (BRANKER; PATHAK; PEARCE, 2011;OH *et al.*, 2017), 25 anos(ZUBI *et al.*, 2016;SHAW-WILLIAMS, *et al.*, 2018) e 30 anos (HAEGERMARK,*et al.*, 2017;TERVO *et al.*, 2018). O fato é que as placas muitas vezes permanecem em funcionamento, mas com rendimento muito baixo, o que significa que o dimensionamento deve levar em consideração quanto tempo de vida do projeto para torna-lo capaz de suprir as cargas.

Nesse estudo, considera-se 20 anos de sistema utilizável

### 4.6. Fator anual de degradação do painel.

Também não existe consenso quanto a fator de degradação do painel ao ano. Pinto, Amaral, Janissek (2016) definiu um fator de 0,4% como fator realista. Zhang *et al.*(2018) e Hancevic, *et al.* (2017) consideraram fator de degradação de performance de 0,5%. Hirvonen *et al.*(2015) usou 0,7% como fator de degradação de performance.

### 4.7. Análise de Monte Carlo.

Para avaliar a viabilidade econômica serão calculados os seguintes parâmetros: Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Posteriormente, realiza-se um estudo de sensibilidade e um estudo de cenários prováveis para a utilização do sistema proposto por uma Simulação de Monte Carlo (SMC), conforme proposto nos trabalhos de Pereira*et al.*(2014), Arnold; Yildiz(2015), Souza Rocha *et al.*(2018) e Rocha *et al.*(2017).

Apesar dessas pesquisas serem semelhantes ao nosso método de pesquisa, Pereira *et al.*(2014) avalia apenas uma localidade, o que restringe a abrangência da pesquisa, Arnold; Yildiz(2015) fez sua pesquisa na Alemanha, onde as incentivos e barreiras são distintos de nossa realidade, além de não se tratar de um sistema solar fotovoltaico. Souza Rocha *et al.*(2018) avalia um sistema de energia eólica e mesmo a pesquisa de Rocha *et al.*(2017) realiza as considerações de ineficiência do sistema e dimensionamento com menos detalhes que os apresentados na nossa pesquisa.

A pesquisa aplica a simulação de Monte Carlo através do Software Crystal Ball®, onde as variáveis mais sensíveis serão definidas como uma distribuição que mais caracterize a incerteza da variável e o software irá, de forma estocástica, verificar a viabilidade econômica dos cenários, montando uma função densidade probabilidade para cada processo.

Nessa análise de viabilidade, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº414 (BRASIL, 2010), os consumidores de Energia Elétrica, atendidos no Ambiente de Contratação Regulado – ACR (Cativo) podem ser classificados conforme a Tabela 15.

Tabela 15 – Classificação de consumidores conforme RN nº414

| Grupo Tarifário | Característica do Grupo | Tarifa | Subgrupo | Característica do Subgrupo |
|---|---|---|---|---|
| B | Unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts são classificadas no Grupo B (baixa tensão). Em geral, estão nesta classe as residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos prédios públicos federais, uma vez que, na sua maioria são atendidos nas tensões de 127 ou 220 volts. | Monômia | B1 | Residencial |
| | | | | Residencial de baixa renda |
| | | | B2 | Rural |
| | | | | Cooperativa de Eletrificação Rural |
| | | | B3 | Demais Classes |
| | | | B4 | Iluminação Pública |

Fonte: Adaptado de (BRASIL, 2010)

Ainda de acordo com a resolução normativa 414 (BRASIL, 2010), define-se tarifa monômia como a tarifa de fornecimento de energia elétrica, constituída por

preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (kWh). Esta tarifa é aplicada aos consumidores do Grupo B.

Como já mencionado na sessão de legislações relacionadas a energias renováveis, uma das resoluções normativas mais importantes e vigente nos dias atuais é a RN 482 de 2012, que, entre outros pontos, estabelece que, a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro geração ou mini geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Para processar os valores, o *Crystal Ball*® precisa como entrada das distribuições de probabilidade para simulação. No caso dos valores de investimento, como mostra a Tabela 16, utiliza-se um valor mínimo de 5,62 R$/W de capacidade instalada, conforme indicado no item 4.4 e uma variação de valor de mercado de 10%, que se atribui para avaliar a variação dos resultados diante desse parâmetro. A Tabela apresenta também a variação da inflação energética.

Tabela 16 – Distribuições da simulação de Monte Carlo

| Parâmetro | Distribuição | Mínimo | Máximo | Mais provável | Média | Desvio Padrão |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Investimento | Triangular | Pot. Inst.(W)*5,62R$/W | Mínimo +10% | Mínimo | | |
| Inflação energética | Normal | | | | 6,02% | 2,19% |

Fonte: Elaborada pelo autor

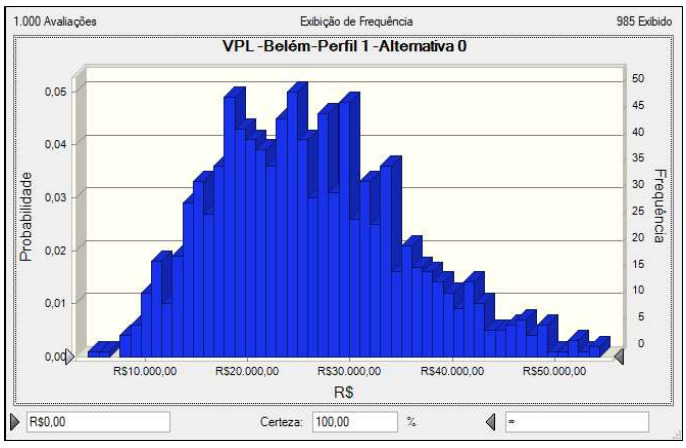
Outro ponto importante de observar na simulação é que ela considera o tipo de consumo que ocorre durante o dia, quando o sistema está gerando energia através das células fotovoltaicas. Para não simular vários perfis de consumo, considera-se um cenário em que toda a energia gerada vai para a distribuidora, ou seja, é como se a geração durante o dia fosse toda fornecia à concessionária e o consumo fosse sempre recuperado como saldo de energia gerada. Sabe-se que essa é uma limitação da simulação, mas é o cenário que mais seria afetado pela proposta de tarifação apresentada pela Aneel. Este item é interessante considerar porque a energia consumida durante a noite é toda fornecida pela concessionária e, consequentemente, se houver saldo de energia excedente fornecida, essa compensação poderá sofrer taxação de acordo com a proposta de alteração na política de compensação da energia gerada pelos consumidores na micro e na mini geração distribuída da ANEEL.

## 4.8. RESULTADOS

Aplicando o método apresentado na sessão anterior e coletando os resultados, apresenta-se os resultados por cidade nas Tabelas 16 a 20. Na Tabela 16, referente a cidade de Belém, observa-se que os percentuais de projetos com valor presente líquido positivo apresentam-se quase todos com valor de 100%, significando que todos os projetos, nas condições apresentadas, são investimentos que não causam prejuízo aos seus investidores. Um dos fatores que contribuem para esse sucesso nos investimentos é a alta inflação tarifária aplicada pelas concessionárias de energia elétrica. O estudo histórico que apresenta uma distribuição normal de valores para a inflação tarifária influencia fortemente este resultado.

Apresentam-se os gráficos do perfil 1, que representa a simulação de prossumidor com consumo mensal de 300 kWh, ligação monofásica, alternativa 0 da ANEEL, correspondente à compensação de 100% de toda energia excedente injetada na rede, para a cidade de Belém. São simuladas 1000 interações. NA FIGURA 6 observa-se o resultado obtido para a VPL, com 100% das interações com valor presente líquido positivo (VPL>0). No próprio gráfico, a partir do menu “Exibir”, é possível selecionar a opção “Estatística” e obter dados mais precisos das simulações como é mostrado na FIGURA 6.

FIGURA 6 – GRÁFICO DO VPL PARA 1000 INTERAÇÕES DO PERFIL DE CONSUMO 1 E ALTERNATIVA 0 DA ANEEL

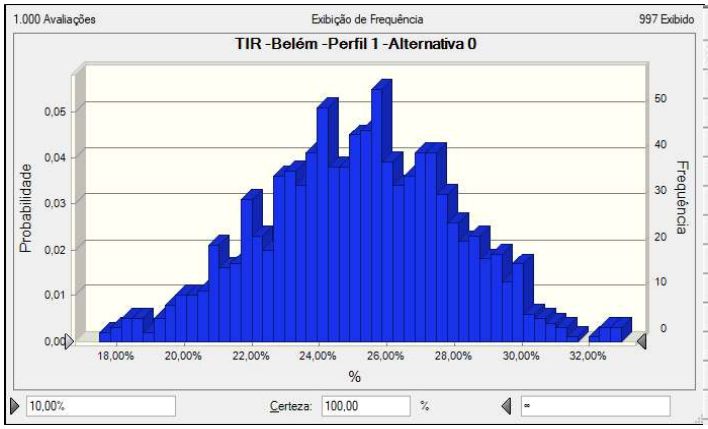



| Estatística | Valores de previsão |
|---|---|
| Avaliações | 1.000 |
| Caso Base | R$36.788,77 |
| Média | R$26.213,41 |
| Mediana | R$24.845,99 |
| Moda | R$24.179,17 |
| Desvio Padrão | R$10.030,37 |
| Variância | R$100.608.406,85 |
| Obliquidade | 0,9553 |
| Curtose | 4,73 |
| Coeficiente de Variação | 0,3826 |
| Mínimo | R$4.518,17 |
| Máximo | R$78.784,40 |
| Erro Padrão Média | R$317,19 |

Fonte: Elaborada pelo autor

Na FIGURA 7 apresenta-se o resultado da simulação para a TIR no perfil 1, ou seja, com consumo mensal de 300 kWh, ligação monofásica, e com alternativa 0 da ANEEL, para a cidade de Belém. Observa-se 100% dos casos com a TIR>TMA de 10%. É possível selecionar a opção “Estatística” e obter dados mais precisos das simulações.

FIGURA 7 – GRÁFICO DA TIR PARA 1000 INTERAÇÕES DO PERFIL DE CONSUMO 1 E ALTERNATIVA 0 DA ANEEL

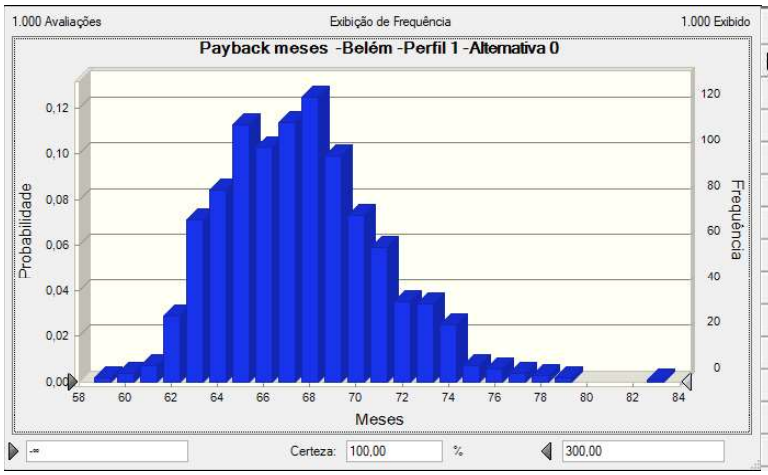



| Estatística | Valores de previsão |
|---|---|
| Avaliações | 1.000 |
| Caso Base | 20,52% |
| Média | 25,05% |
| Mediana | 25,10% |
| Moda | 25,00% |
| Desvio Padrão | 2,82% |
| Variância | 0,08% |
| Obliquidade | -0,0936 |
| Curtose | 2,93 |
| Coeficiente de Variação | 0,1126 |
| Mínimo | 14,82% |
| Máximo | 33,99% |
| Erro Padrão Média | 0,09% |

Fonte: Elaborada pelo autor

Na FIGURA 8 representa-se o resultado da simulação para payback no perfil 1, com consumo mensal de 300 kWh, ligação monofásica, e com alternativa 0 da ANEEL, para a cidade de Belém. Apresenta-se o resultado da opção “Estatística” na mesma FIGURA 8 e se pode observar que a moda de tempo de Payback das simulações é 68 meses, o que significa que a maior parte das simulações apresentaram 68 meses necessários para o retorno do investimento aplicado.

FIGURA 8 – GRÁFICO DO PAYBACK 1000 INTERAÇÕES DO PERFIL 1 DE CONSUMO E ALTERNATIVA 0 DA ANEEL




| Estatística | Valores de previsão |
|---|---|
| Avaliações | 1.000 |
| Caso Base | 301,00 |
| Média | 67,46 |
| Mediana | 67,00 |
| Moda | 68,00 |
| Desvio Padrão | 3,35 |
| Variância | 11,24 |
| Obliquidade | 0,5193 |
| Curtose | 3,40 |
| Coeficiente de Variação | 0,0497 |
| Mínimo | 59,00 |
| Máximo | 83,00 |
| Erro Padrão Média | 0,11 |

Fonte: Elaborada pelo autor

As Tabelas 17 a 19 apresentam os resultados das estatísticas de todos os gráficos gerados para todas as simulações para VPL. Os resultados foram tabulados e a Tabela 17 corresponde ao percentual de VPL > 0 para as 5 cidades estudadas, com o perfil 1 de consumo, ou seja, 300kwh/mês. Observa-se que, no perfil 1 de consumo, 100% dos casos simulados apresentaram VPL>0 para a alternativa 0 da proposta de tarifação da ANEEL, o que implica que, a tarifação permanecendo conforme a resolução normativa 482 de 2012, nas condições de dimensionamento apresentadas na metodologia deste trabalho, 100% das simulações na cidade de Belém, são viáveis economicamente. Já a cidade de Socoraba, para a alternativa 0, apresenta 99,82% das simulações viáveis economicamente. A figura 9 apresenta um resumo que mostra graficamente o comparativo de todas as simulações nas 5 cidades escolhidas, com perfil 1 de consumo e comparando as alternativas de taxação da energia conforme a proposta apresentada pela ANEEL para sugestão de modificação de tarifação. A FIGURA 9 apresenta graficamente os resultados da Tabela 17.

Tabela 17 – Resultados da simulação de Monte Carlo para VPL>0 no perfil 1 para as 5 cidades escolhidas

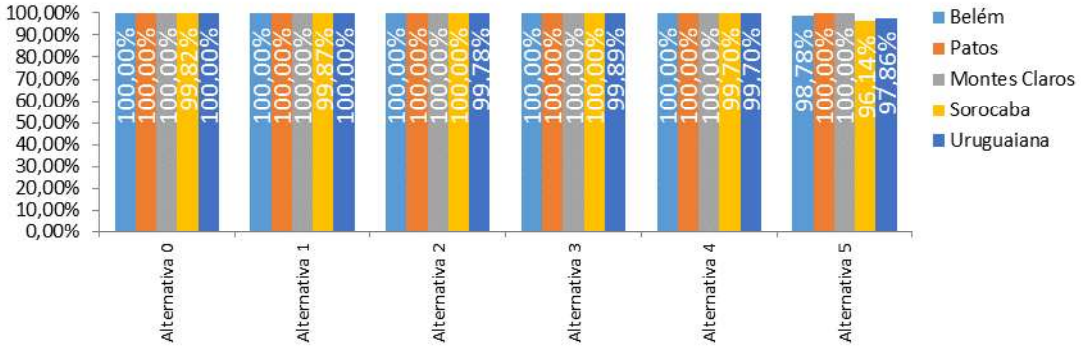
| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 1 | Alternativa 0 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,82% | 100,00% |
| Perfil 1 | Alternativa 1 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,87% | 100,00% |
| Perfil 1 | Alternativa 2 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,78% |
| Perfil 1 | Alternativa 3 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,89% |
| Perfil 1 | Alternativa 4 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,70% | 99,70% |
| Perfil 1 | Alternativa 5 | 98,78% | 100,00% | 100,00% | 96,14% | 97,86% |

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se na tabela 17 o resultado das simulações do perfil 1 de consumo. Em Belém, quanto ao critério de VPL, as simulações de Monte Carlo mostram 100% de viabilidade, com VPL>0, para as alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 da proposta de mudança de tarifação da ANEEL e 98,78% das simulações na alternativa 5 obteve-se VPL>0; Para as cidades de Patos e Montes Claros, todas as simulações foram 100% viáveis com VPL>0 em todas as alternativas da proposta da ANEEL; Sorocaba, para a alternativas 0 e 1 da proposta, apresentam respectivamente percentual de 99,82% e 99,87% das simulações com VPL>0. Ainda em Sorocaba, as alternativas 2 e 3 resultam em 100% das simulações com VPL>0 e para as alternativas 4 e 5, resultam em 99,70% e 96,14% das simulações, respectivamente,

com VPL>0; Uruguaiana apresenta 100% das simulações com VPL>0 nas alternativas 0 e 1 e, nas alternativas 2, 3, 4 e 5 apresenta percentuais de 99,78%, 99,89%, 99,70% e 97,86% das simulações com VPL>0, respectivamente. O gráfico da figura 9 apresenta esses resultados de forma comparativa.

FIGURA 9 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM VPL>0, NO PERFIL 1 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




A Tabela 18 apresenta o percentual das simulações que apresentaram VPL>0, ou seja, são viáveis economicamente, para o perfil de consumo 2, com consumo de 700kWh por mês, nas cinco cidades estudadas, com as 6 alternativas de tarifação propostas pela ANEEL (BRASIL, 2019b)(BRASIL, 2019c). Observa-se que para este perfil, Uruguaiana e Sorocaba têm casos não viáveis já na alternativa 3. Os resultados da tabela 18 estão representados graficamente na FIGURA 10.

Tabela 18 – Resultados da simulação de Monte Carlo para VPL>0 no perfil 2 para as 5 cidades escolhidas

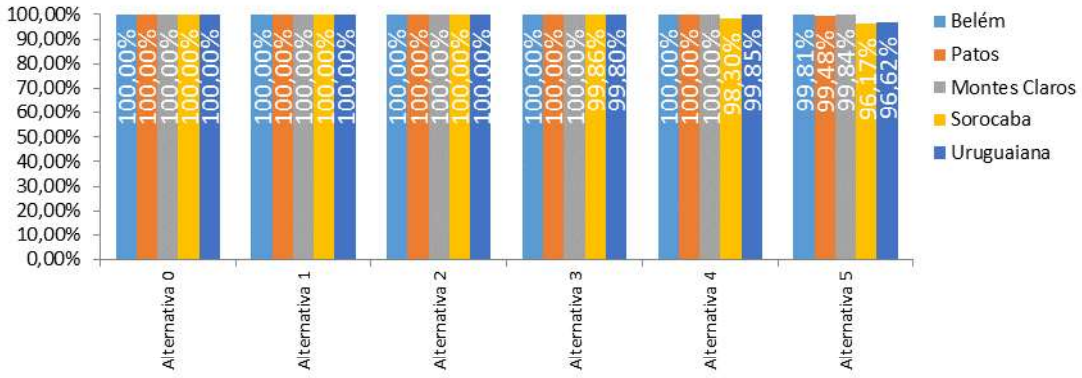
| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 2 | Alternativa 0 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 2 | Alternativa 1 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 2 | Alternativa 2 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 2 | Alternativa 3 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,86% | 99,80% |
| Perfil 2 | Alternativa 4 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 98,30% | 99,85% |
| Perfil 2 | Alternativa 5 | 99,81% | 99,48% | 99,84% | 96,17% | 96,62% |

Fonte: Elaborado pelo autor

A tabela 18 mostra que, para o perfil 2, em Belém, quanto ao critério de VPL, as simulações resultam 100% de viabilidade, com VPL>0, para as alternativas 0, 1,

2, 3 e 4 da proposta de mudança de tarifação da ANEEL e 99,81% das simulações na alternativa 5 com VPL>0; Para a cidade de Patos, de forma semelhante, nas alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 tem-se 100% das simulações com VPL>0 e 99,48% das simulações da alternativa 5 com VPL>0; Montes Claros tem 100% das simulações com VPL>0, exceto a alternativa 5, que tem 99,84% atendendo ao critério de viabilidade; Sorocaba tem as alternativas 0, 1 e 2 com todas as simulações com VPL>0 e nas alternativas 3, 4 e 5 apresentam percentuais de 99,86%, 98,30% e 96,17% das simulações atendendo respectivamente ao critério de viabilidade; Uruguaiana apresenta 100% das simulações com VPL>0 nas alternativas 0 e 1 e 2, nas alternativas 3, 4 e 5 apresenta percentuais de 99,80%, 99,85% e 96,62% das simulações com VPL>0, respectivamente. O gráfico da figura 10 apresenta esses resultados de forma comparativa.

FIGURA 10 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM VPL>0, NO PERFIL 2 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




Fonte: Elaborado pelo autor

Apresenta-se na Tabela 19 o percentual das simulações que apresentaram VPL>0, ou seja, são viáveis economicamente, para o perfil de consumo 3, com consumo de 3000kWh por mês, nas cinco cidades estudadas, com as alternativas de tarifação. Observa-se que para este perfil, as cidades estudadas tiveram simulações com resultados não viáveis para a alternativa 5 de forma mais semelhante, apenas Montes Claros teve todos os resultados viáveis para todas a simulações, o que é visto na tabela 18 e graficamente na FIGURA 11.

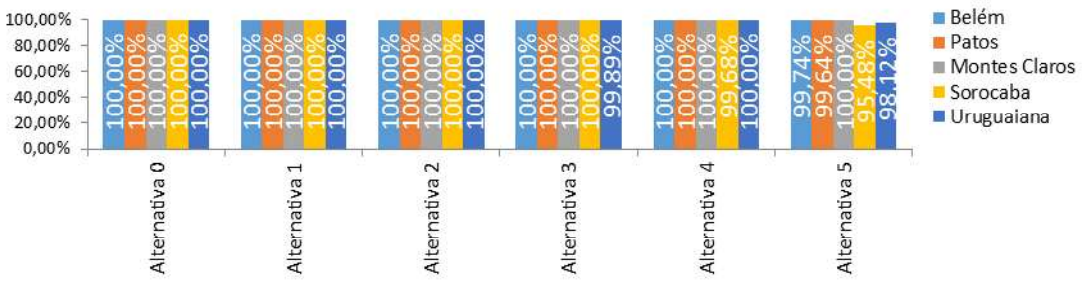
Tabela 19 – Resultados da simulação de Monte Carlo para VPL>0 no perfil 3 para as 5 cidades escolhidas

| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 3 | Alternativa 0 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 1 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 2 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 3 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,89% |
| Perfil 3 | Alternativa 4 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,68% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 5 | 99,74% | 99,64% | 100,00% | 95,48% | 98,12% |

Fonte: Elaborado pelo autor

A tabela 19 mostra que, para o perfil 3, em Belém, quanto ao critério de VPL, as simulações resultam 100% de viabilidade, com VPL>0, para as alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 da proposta de mudança de tarifação da ANEEL e 99,74% das simulações na alternativa 5 com VPL>0; Para a cidade de Patos, de forma semelhante, nas alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 tem-se 100% das simulações com VPL>0 e 99,64% das simulações da alternativa 5 com VPL>0; Montes Claros tem 100% das simulações com VPL>0, atendendo ao critério de viabilidade; Sorocaba tem as alternativas 0, 1, 2 e 3 de todas as simulações com VPL>0 e nas alternativas 4 e 5 apresentam respectivamente, os percentuais de 99,68%, 95,48% das simulações atendendo ao critério de viabilidade; Uruguaiana apresenta 100% das simulações com VPL>0 nas alternativas 0 e 1, 2 e 4; na alternativa 3, apresenta percentual de 99,89%, e na alternativa 5 o percentual é de 98,12% das simulações com VPL>0. No gráfico da figura 11 observa-se esses resultados de forma comparativa.

FIGURA 11 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM VPL>0, NO PERFIL 3 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 20 apresenta o percentual das simulações que tiveram TIR>10%, ou seja, são viáveis comparadas a uma taxa de retorno desejável pelos investidores, neste caso de 10%, para o perfil de consumo 1, com consumo de 300kWh por mês, nas cinco cidades estudadas, com as alternativas de tarifação. Observa-se que para este perfil, a cidade de Sorocaba apresentou o percentual de 100% apenas para a alternativa 3 de tarifação, Uruguaiana também apresentou percentual de 100% das simulações com TIR>10% apenas para as alternativas de tarifação 0 e 1. A visualização gráfica da Tabela é vista na FIGURA 12.

Tabela 20 – Resultados da simulação de Monte Carlo para TIR>10% no perfil 1 para as 5 cidades escolhidas

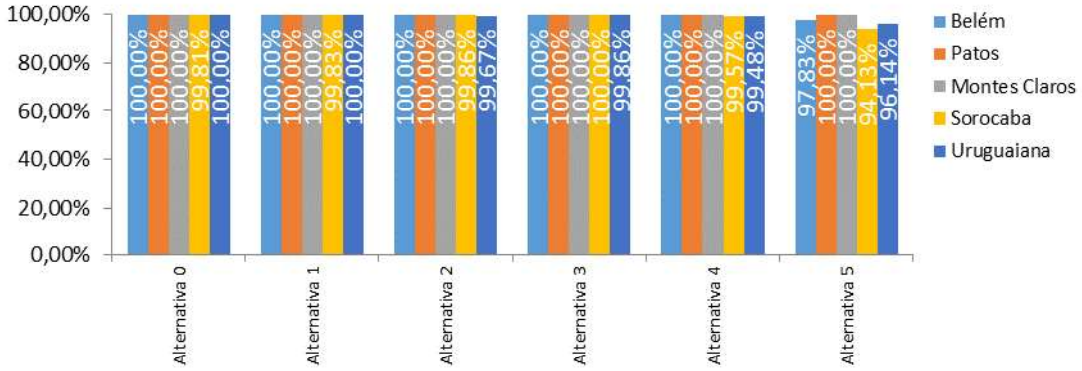
| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 1 | Alternativa 0 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,81% | 100,00% |
| Perfil 1 | Alternativa 1 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,83% | 100,00% |
| Perfil 1 | Alternativa 2 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,86% | 99,67% |
| Perfil 1 | Alternativa 3 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,86% |
| Perfil 1 | Alternativa 4 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,57% | 99,48% |
| Perfil 1 | Alternativa 5 | 97,83% | 100,00% | 100,00% | 94,13% | 96,14% |

Fonte: Elaborado pelo autor

Na tabela 20 observa-se que, para o perfil 1 de consumo, em Belém, com relação a taxa interna de retorno, todas as simulações apontam TIR>TMA para TMA de 10%, exceto para alternativa 5 da proposta da ANEEL, onde 97,83% dos casos resultaram em TIR>TMA; Patos, por sua vez, com menor precipitação média anual (57,5mm), na região do sertão paraibano, apresenta 100% das simulações com TIR>TMA de 10% para todas as alternativas de tarifação propostas pela ANEEL; A cidade de Montes Claros, com precipitação média quase o dobro da cidade de Patos, mas com radiação solar equivalente, aponta a viabilidade para 100% as simulações e em 100% das alternativas de tarifação; A cidade de Sorocaba, no bioma Mata Atlântica da região sudeste, apresenta uma precipitação média mensal de 110,1 mm e um potencial de energia fotovoltaica de 4,67 kWh/m² dia, para o critério TIR>10%, no perfil 1, demonstra 100% de simulações com TIR>10% apenas para a alternativa 3 de tarifação da proposta da ANEEL, apontando 99,81% das simulações com TIR>10% na alternativa 0, 99,83% das simulações com TIR>10% na alterativa 1, 99,86% das simulações com TIR>10% na alternativa 2, 99,57% das simulações com TIR>10% na alternativa 4 e finalmente 94,13% das simulações com

TIR>10% na alternativa 5 da proposta de nova tarifação da ANEEL; A cidade de Uruguaiana, no estado do Rio Grande do Sul, tem média mensal de precipitação 137,4 mm e 4,83 kWh/m² dia, quanto ao critério de TIR>10%, tem 100% das simulações atendendo ao critério para as alternativas 0 e 1 da proposta de tarifação da ANEEL. Considerando as alternativas 2, 3, 4 e 5 da proposta de tarifação, os valores percentuais de simulações que atendem ao critério TIR>10% foram 99,67%, 99,86%, 99,48% e 96,14% respectivamente. O gráfico da figura 12 apresenta esses resultados de forma comparativa.

FIGURA 12 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM TIR>10%, NO PERFIL 1 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 21 registra os percentuais de simulações com TIR>10% no perfil 2 de consumo, ou seja, com consumo mensal de 700 kWh. As cidades de Sorocaba e Uruguaiana apresentam percentuais abaixo de 100% nas simulações das alternativas de tarifação 3, 4 e 5. Todas as cidades estudadas apresentaram percentual abaixo de 100% para TIR>10%, ou seja, não foram todas as simulações que apresentaram TIR>10% para a alternativa 5. Apresentam-se os resultados dessa Tabela, graficamente na figura 13.

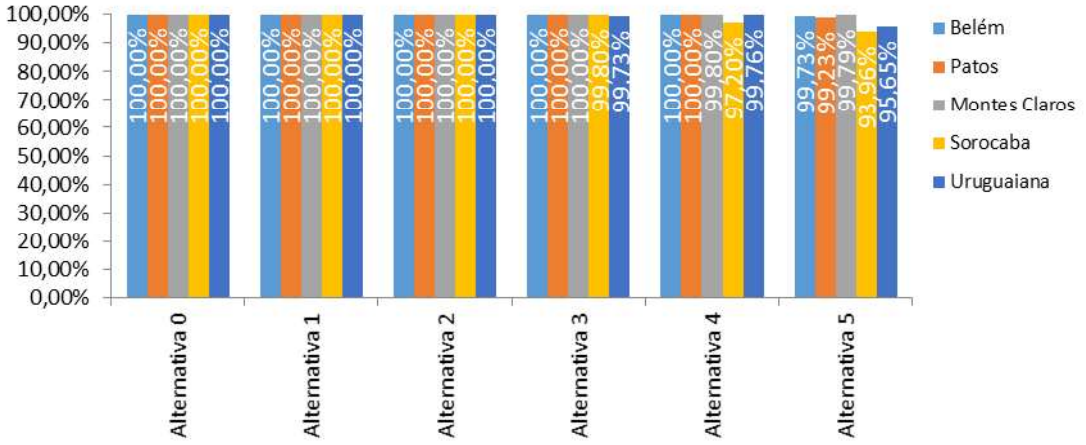
Tabela 21 – Resultados da simulação de Monte Carlo para TIR>10% no perfil 2 para as 5 cidades escolhidas

| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 2 | Alternativa 0 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 2 | Alternativa 1 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 2 | Alternativa 2 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 2 | Alternativa 3 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,80% | 99,73% |
| Perfil 2 | Alternativa 4 | 100,00% | 100,00% | 99,80% | 97,20% | 99,76% |
| Perfil 2 | Alternativa 5 | 99,73% | 99,23% | 99,79% | 93,96% | 95,65% |

Fonte: Elaborado pelo autor

A tabela 21 mostra que no perfil 2 de consumo a cidade de Belém, demonstra um resultado semelhante a análise de VPL, onde todas as simulações apresentaram TIR>TMA para TMA de 10%, exceto na alternativa 5 da ANEEL, onde 99,73% das simulações apresentaram TIR>TMA; A cidade de Patos apresenta 99,23% das simulações com TIR>TMA de 10% na alternativa 5 de tarifação da proposta da ANEEL. Com as demais alternativas obtém-se 100% dos casos com TIR>TMA; Montes Claros apresenta 99,80% das simulações com TIR>TMA de 10% na alternativa 4 de tarifação e 99,79% das simulações com TIR>10% na alternativa 5 de tarifação, nas alternativas restantes existe a viabilidade para 100% as simulações em todas as alternativas de tarifação; A cidade de Sorocaba retrata em todas as simulações das alternativas 0, 1 e 2 da proposta da ANEEL a TIR>10%. Para a alternativa 3, atendem 99,80% dos casos ao critério de TIR>10%. Para a alternativa 4, são 97,20% dos casos que atendem à TIR>10%. Para a alternativa 5, atinge-se em 93,96% das simulações TIR>10%; Uruguaiana tem 100% das simulações atendendo ao critério para as alternativas 0, 1 e 2 da proposta de tarifação da ANEEL. Considerando as alternativas 3, 4 e 5 da proposta de tarifação, os valores percentuais de simulações que atendem ao critério TIR>10% foram 99,73%, 99,76% e 95,65% respectivamente. Na figura 13, o gráfico aponta esses dados de forma comparativa.

FIGURA 13 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM TIR>10%, NO PERFIL 2 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 22 apresenta, de forma comparativa, os resultados percentuais das simulações com TIR>10% para o perfil 3 de consumo (3000 kWh/mês). Mais uma vez, os resultados para a alternativa 5 de tarifação proposta pela ANEEL resultou alguns resultados não favoráveis ao esperado pelos investidores, porém, ainda apresentaram um percentual muito próximo de 100% para resultados favoráveis. A FIGURA 14 apresenta graficamente essa Tabela.

Tabela 22 – Resultados da simulação de Monte Carlo para TIR>10% no perfil 3 para as 5 cidades escolhidas

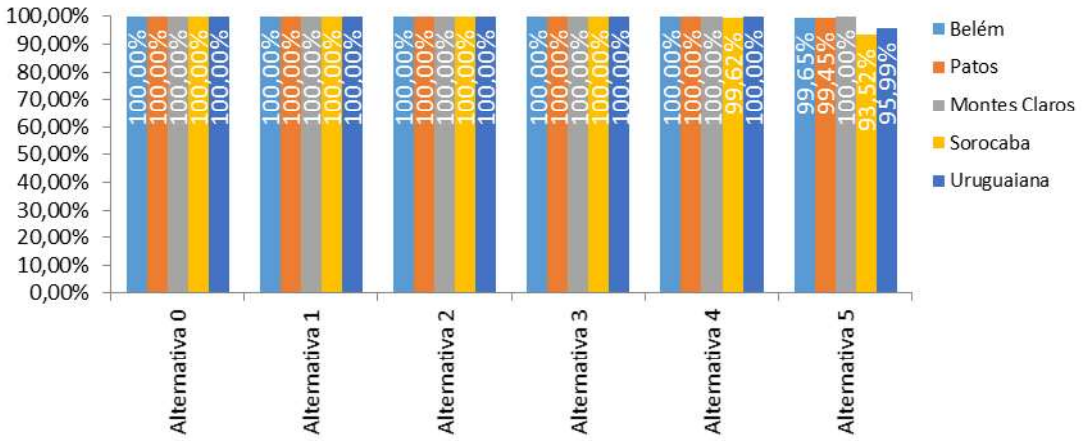
| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 3 | Alternativa 0 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 1 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 2 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 3 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 4 | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 99,62% | 100,00% |
| Perfil 3 | Alternativa 5 | 99,65% | 99,45% | 100,00% | 93,52% | 95,99% |

Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme exposto na tabela 22, quanto à taxa interna de retorno, a cidade de Belém, demonstra um resultado semelhante a análise de VPL, onde todas as simulações apresentaram TIR>TMA para TMA de 10%, exceto para alternativa 5 da proposta da ANEEL, onde 99,65% das simulações resultaram TIR>TMA; Patos, de forma semelhante também apresenta 100% das simulações com TIR>TMA para

todas as alternativas de tarifação propostas, exceto para a alternativa 5, que apresenta 99,45% das simulações com TIR>TMA de 10%; Já Montes Claros apresenta no critério de TIR>TMA de 10%, a viabilidade para 100% as simulações e em todas as alternativas das simulações; A cidade de Sorocaba apresenta em todas as simulações das alternativas 0, 1, 2 e 3 da proposta da ANEEL a TIR>10%, para a alternativa 4, mostra que em 99,62% dos casos atendem ao critério de TIR>10%. Já para a alternativa 5, mostra que em 93,52% dos casos atendem a TIR>10%; Uruguaiana apresenta 100% das simulações com TIR>10% para as alternativas 0,1,2,3 e 4 da proposta da ANEEL. Apenas a alternativa 5 aponta 95,99% das simulações com TIR>10% na simulação de Monte Carlo.

FIGURA 14 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO COM TIR>10%, NO PERFIL 3 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




Fonte: Elaborado pelo autor

Finalmente a sequência de resultados para a simulação de comparativo de *payback*, ou seja, o tempo necessário para que o projeto retorne o valor do investimento. Aqui apresenta-se os resultados em meses. Nesta pesquisa considera-se a vida útil de um projeto como 20 anos, ou seja, 240 meses.

Na Tabela 23 apresentam-se os resultados de máximo *payback* entre as simulações para as cinco cidades estudadas considerando o perfil 1 de consumo (300 kWh /mês). No caso da cidade de Sorocaba, uma das simulações apresentou *payback* maior que a vida útil do projeto, ou seja, 284 meses.

Tabela 23 – Resultados da simulação de Monte Carlo para maior *Payback* em número de meses no perfil 1 para as 5 cidades escolhidas

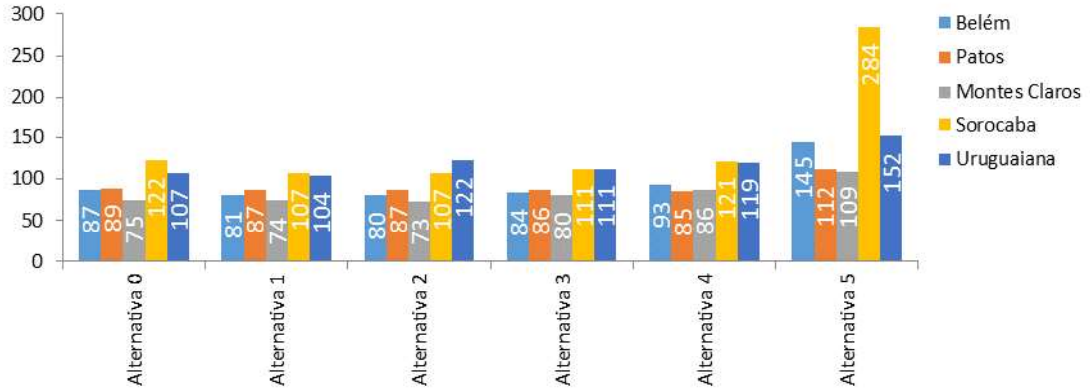
| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 1 | Alternativa 0 | 87 | 89 | 75 | 122 | 107 |
| Perfil 1 | Alternativa 1 | 81 | 87 | 74 | 107 | 104 |
| Perfil 1 | Alternativa 2 | 80 | 87 | 73 | 107 | 122 |
| Perfil 1 | Alternativa 3 | 84 | 86 | 80 | 111 | 111 |
| Perfil 1 | Alternativa 4 | 93 | 85 | 86 | 121 | 119 |
| Perfil 1 | Alternativa 5 | 145 | 112 | 109 | 284 | 152 |

Fonte: Elaborado pelo autor

Na tabela 22, Belém apresenta *Payback* máximo entre 80 e 145 meses; Já para a cidade de Patos o *Payback* se mostra variando entre 85 e 112 meses; Nas simulações de Montes Claros apresenta-se retorno do investimento máximo entre 73 e 109 meses de projeto, sendo o maior tempo de retorno para a alternativa 5 de tarifação; A cidade de Sorocaba apresenta mais tempo para retorno do investimento; O *payback* máximo em meses variou entre 107 meses e 284 meses; Já a cidade de Uruguaiana no RS, apresenta valores máximos entre 104 e 152 meses para o perfil 1 de consumo.

Na FIGURA 15 foram consolidados os resultados da Tabela 23 graficamente.

FIGURA 15 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO PARA MAIOR PAYBACK EM NÚMERO DE MESES NO PERFIL 1 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 24 consolida-se o valor em meses do *payback* máximo entre as simulações considerando o perfil 2 de consumo (700 kWh / mês). Observa-se que, para a alternativa 5 de tarifação da proposta da ANEEL, o máximo retorno do

investimento das simulações se deu em tempo superior a metade da vida útil do equipamento (120 meses) para quatro das 5 cidades estudadas. Apenas Montes Claros apresentou 118 meses como máximo retorno do investimento. A FIGURA 16 ilustra graficamente a Tabela 24.

Tabela 24 – Resultados da simulação de Monte Carlo para maior Payback em número de meses no perfil 2 para as 5 cidades escolhidas

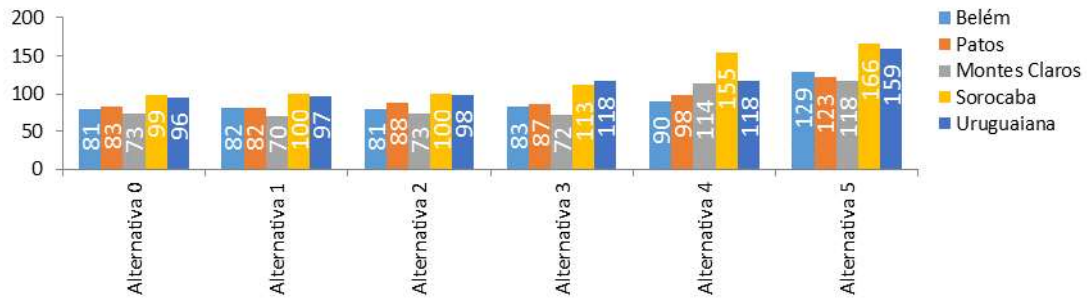
| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 2 | Alternativa 0 | 81 | 83 | 73 | 99 | 96 |
| Perfil 2 | Alternativa 1 | 82 | 82 | 70 | 100 | 97 |
| Perfil 2 | Alternativa 2 | 81 | 88 | 73 | 100 | 98 |
| Perfil 2 | Alternativa 3 | 83 | 87 | 72 | 113 | 118 |
| Perfil 2 | Alternativa 4 | 90 | 98 | 114 | 155 | 118 |
| Perfil 2 | Alternativa 5 | 129 | 123 | 118 | 166 | 159 |

Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme demonstrado na tabela 24, o perfil 2 de consumo na cidade de Belém apresenta *payback* entre 81 e 129 meses para o perfil Fonte: Elaborado pelo autor
de consumo 2; Já a cidade de Patos apresenta entre 82 e 123 meses; Montes Claros apresenta *payback* máximo entre as simulações de 70 a 118 meses; Sorocaba aponta entre 99 meses a 166 meses de *payback;* Uruguaiana apresenta valores máximos entre 96 e 159 meses dentre todas as alternativas de tarifação propostas, sendo o valor máximo de 159 meses para a alternativa 5 da proposta da ANEEL.

Na FIGURA 16 foram consolidados os resultados da Tabela 24 graficamente.

FIGURA 16 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO PARA MAIOR PAYBACK EM NÚMERO DE MESES NO PERFIL 2 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 25 apresenta *payback* máximo em meses, entre as simulações de cada cidade estudada para o perfil 3 de consumo ( 3000 kWh / mês). Apresenta-se em Sorocaba um retorno de investimento superior a 120 meses já na alternativa 4 de tarifação. Para a alternativa 5, Patos, Sorocaba e Uruguaiana apresentaram máximo retorno de investimento superior a 120 meses.

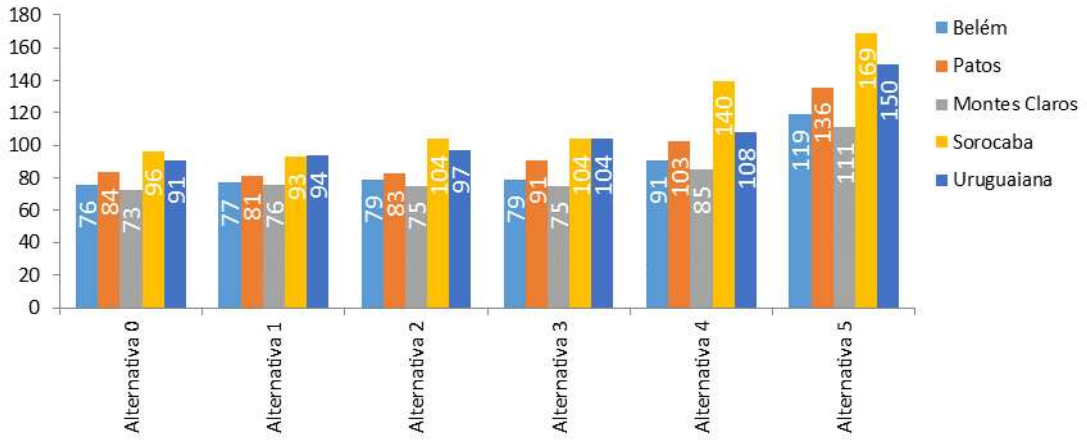
Tabela 25 – Resultados da simulação de Monte Carlo para maior Payback em número de meses no perfil 3 para as 5 cidades escolhidas

| Perfil | Alternativa | Belém | Patos | Montes Claros | Sorocaba | Uruguaiana |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Perfil 3 | Alternativa 0 | 76 | 84 | 73 | 96 | 91 |
| Perfil 3 | Alternativa 1 | 77 | 81 | 76 | 93 | 94 |
| Perfil 3 | Alternativa 2 | 79 | 83 | 75 | 104 | 97 |
| Perfil 3 | Alternativa 3 | 79 | 91 | 75 | 104 | 104 |
| Perfil 3 | Alternativa 4 | 91 | 103 | 85 | 140 | 108 |
| Perfil 3 | Alternativa 5 | 119 | 136 | 111 | 169 | 150 |

Fonte: Elaborado pelo autor

Segundo dados da tabela 24, o *Payback* máximo de investimento para o perfil 3 de consumo da cidade de Belém está oscilando entre 76 e 119 meses; para a cidade de Patos oscila entre 81 e 136 meses; Montes Claros apresenta *Payback* máximo entre 73 e 111 meses, sempre apresentando os resultados menos favoráveis ao investimento na alternativa 5 de tarifação da proposta da ANEEL; Sorocaba apresenta de 93 a 169 meses de *Payback*; e finalmente em Uruguaiana o *Payback* variou entre 91 e 150 meses para o perfil de consumo 3. A FIGURA 17 representa graficamente os valores apresentados na Tabela 25.

FIGURA 17 – GRÁFICO DOS RESULTADOS COMPARATIVOS DAS SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO PARA MAIOR PAYBACK EM NÚMERO DE MESES NO PERFIL 3 DE CONSUMO, PARA AS 5 CIDADES ESCOLHIDAS




Fonte: Elaborado pelo autor

## 5. CONCLUSÕES

Nessa pesquisa são escolhidos três critérios para avaliar a viabilidade dos sistemas propostos, VPL, TIR e *payback*.

Quanto ao VPL, no perfil 1:

- Apenas Sorocaba não apresenta 100% das simulações viáveis (VPL>0) na alternativa 0, tarifação atualmente aplicada;
- Para as alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 de tarifação sugeridas pela ANEEL, todas as simulações têm percentuais acima de 99% com VPL>0;
- Todas as simulações, em todas as alternativas, têm percentuais acima de 96% de situações com VPL>0;
- Mesmo com maior precipitação pluviométrica, Belém apresenta mais situações viáveis de projetos para este perfil. Já Sorocaba e Uruguaiana, mais distantes da linha do equador, apresentam resultados de viabilidade menos favoráveis;
- Todas as simulações, em todas as alternativas, têm percentuais acima de 96% de situações com VPL>0;

- De uma forma geral, mesmo considerando incertezas, existem poucas situações em que esse projeto não se mostra viável, menos de 4% das simulações em cada cenário.

Quanto ao VPL, no perfil 2 de consumo:

- Todas as simulações, em todas as cidades, são 100% viáveis (VPL>0) para as alternativas 0, 1 e 2 da proposta da ANEEL;
- Para as alternativas 0, 1, 2, 3 de tarifação sugeridas pela ANEEL, todas as simulações têm percentuais acima de 99% com VPL>0;
- A cidade de Sorocaba, na alternativa 4, foi a única abaixo de 99% com VPL>0;
- Sorocaba e Uruguaiana apresentam os resultados menos viáveis, menores que 99%, mesmo ficando acima de 96% das simulações com VPL>0;
- De forma semelhante ao perfil 1 de consumo, também para o perfil 2, mesmo considerando incertezas, existem poucas situações em que esse projeto não se mostra viável, menos de 4% das simulações em cada cenário.

Quanto ao VPL, no perfil 3 de consumo:

- Todas as simulações, em todas as cidades, são 100% viáveis (VPL>0) para as alternativas 0, 1 e 2 da proposta da ANEEL;
- Para a alternativa 3 da proposta da ANEEL apenas Uruguaiana não tem 100% das simulações viáveis, com 99,89% das simulações com VPL>0;
- Para a alternativa 4 da proposta da ANEEL, apenas a cidade de Sorocaba não mostra todas as simulações viáveis, com 99,68% das simulações com VPL>0;
- Para as alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 de tarifação sugeridas pela ANEEL, todas as simulações têm percentuais acima de 99% com VPL>0;

- Sorocaba e Uruguaiana apresentam os resultados menos viáveis, menores que 99% na alternativa 5 de tarifação, mesmo ficando acima de 95% das simulações com VPL>0;
- No perfil 3, mesmo considerando incertezas, existem poucas situações em que esse projeto não se mostra viável, menos de 5% das simulações em cada cenário.

Quanto ao critério da TIR, define-se TMA de 10%. No perfil 1 de consumo conclui-se:

- Em Belém, todas as simulações apontam TIR>10%, exceto para alternativa 5 da proposta da ANEEL, onde 97,83% das simulações resultam em TIR>TMA;
- Todas as simulações de Patos e de Montes Claros apontam TIR>10%, em todas as alternativas da proposta da ANEEL;
- Para a cidade de Sorocaba, embora não apresente todos os resultados das simulações com TIR>10%, para as alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 da proposta da ANEEL, tem-se percentuais acima de 99% de certeza do critério estudado e menos de 1% das simulações com TIR<10%. Para a alternativa 5, obtém-se 94,13% de simulações com TIR>10%;
- De forma semelhante, a cidade de Uruguaiana apresenta para as alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 da proposta da ANEEL com percentuais acima de 99% das simulações com TIR>10% e para a alternativa 5 da proposta da ANEEL, menos de 5% das simulações apresentam TIR<10%;
- De uma forma geral, considerando todas as alternativas de tarifação e todas as cidades, o projeto não se mostra viável para a expectativa dos investidores em menos de 6% das simulações em cada cenário.

Quanto ao critério da TIR, define-se TMA de 10%. No perfil 2 de consumo conclui-se:

- Todas as cidades estudadas apresentam, para este perfil de consumo, nas alternativas 0, 1 e 2 da proposta da ANEEL, todas as simulações atendendo ao critério de TIR>10%;
- Belém, Patos e Montes Claros, apresentam todos os cenários com percentuais de certeza maiores que 99% para o critério de TIR>TMA;
- As cidades de Sorocaba e Uruguaiana não apresentam 100% de certeza do critério de TIR>10% a partir da alternativa 3 da proposta da ANEEL;
- As cidades não apresentam em todos os cenários de todas as alternativas da ANEEL, valores inferiores a 93% de certeza do critério de TIR>10%;
- Neste critério, observa-se que, quanto mais distantes da linha do Equador, menos casos viáveis são obtidos, ou seja, para Belém e Patos, não se obtém 100% das simulações viáveis a partir da alternativa 5 da ANEEL, Montes Claros apresenta alternativas não viáveis a partir da alternativa 4 da proposta da ANEEL. Sorocaba e Uruguaiana apresentam resultados de não viabilidade em algumas simulações a partir da alternativa 3 da proposta da ANEEL.

Quanto a TIR>TMA de 10% no perfil 3 de consumo:

- Todas as cidades apresentam 100% das simulações com TIR>10% nas alternativas 0, 1, 2, 3 e 4 da ANEEL, exceto Sorocaba, que apresenta 99,62%. O que nos faz avaliar que o dimensionamento do projeto para essa alternativa favoreceu esse resultado;
- Apenas as cidades de Sorocaba e Uruguaiana, na alternativa 5 da proposta da ANEEL, apresentam resultados inferiores ao percentual de 99% das simulações com TIR>10%;
- Montes Claros é a única cidade que apresenta todos os resultados viáveis quanto a expectativa dos investidores com TIR>10%, o que é coerente com o resultado de VPL>0 para o mesmo perfil;
- As cidades de Belém e Patos, embora não tenham apresentado 100% das simulações com TIR>10%, apresentam valores muito próximos a

isso, com menos de 1% de simulações que não atendem a este critério de viabilidade;

- No perfil 3, mesmo considerando incertezas, existem poucas situações em que esse projeto não se mostra viável de acordo com a expectativa dos investidores, menos de 7% das simulações em cada cenário apresentam TIR<10% em todos os cenários simulados nas 5 cidades escolhidas.

O critério de *payback*, embora atenda ao objetivo de comparar os investimentos, não traz de forma clara a viabilidade do projeto, apenas se pode ponderar que, caso o *payback* em meses seja maior que 240, em outras palavras, maior que 20 anos, o tempo de retorno do investimento será maior que o tempo de vida útil das placas fotovoltaicas.

Quanto ao maior *Payback* em número de meses, considerando todos os perfis de consumo, pode-se concluir:

- Como era esperado, o *payback* máximo se mostra crescente, a partir das cidades mais próximas da linha do Equador, para as mais distantes deste referencial;
- A única cidade que apresenta *payback* que inviabilizaria o projeto foi Sorocaba, no perfil 1, na alternativa 5 da proposta da ANEEL, com um *payback* máximo entre as simulações deste cenário de 284 meses, superior a vida útil das placas fotovoltaicas de 240 meses;

A conclusão mais importante deste trabalho é que, para as cidades estudadas e com o dimensionamento de sistemas utilizados na pesquisa, os resultados esperados não são significativamente alterados considerando-se as alternativas de tarifação propostas pela ANEEL, uma vez que os casos em que houve inviabilidade dos projetos, estes representam um percentual pequeno das simulações. Para exemplificar, em 1000 interações de simulação para o perfil 2 de consumo na cidade de Sorocaba, na alternativa 5 de tarifação, que é a tarifação mais onerosa, 96,17% dos casos apresentam VPL>0, ou seja, 3,83% das interações apresentam VPL≤0.

Entretanto, apesar desta pesquisa usar métodos estocásticos, e metodologia bastante distinta da pesquisa determinística de Konzen,Andrade(2016), os

resultados encontrados possuem pontos em comum. Kozen, Andrade(2016) encontraram alguns resultados com payback que praticamente dobraria pela alteração na forma de taxação da tarifa.

Nesta pesquisa, observa-se na tabela 22, que para a cidade de Sorocaba, o maior payback entre as simulações da alternativa 0 de tarifação, que corresponde a manter a tarifação como hoje está e a alternativa 5 na mesma cidade, o valor de meses para o retorno do investimento mais que dobra, passando de 122 meses na alternativa 0 para 284 meses para a alternativa 5.

Outra semelhança nos resultados entre essa pesquisa e os obtidos pela pesquisa de Kozen, Andrade(2016) apresenta-se quando várias simulações tornam-se inviáveis pela mudança nas regras de tarifação. Em Kozen, Andrade(2016), a inviabilidade se dá no tempo de retorno de investimento maior que a vida útil do equipamento. Esta pesquisa vai além, a inviabilidade do projeto se apresenta em 3 diferentes resultados:

- Interações em que a simulação apresenta VPL<0;
- Interações em que a simulação apresenta TIR<10%;
- Interações em que o *payback* apresenta-se maior que 240 meses, ou seja, maior que 20 anos.

Outro ponto que se destaca em nossa pesquisa são os testes de normalidade para a inflação energética. A maior parte dos trabalhos pesquisados no Brasil usam como base o trabalho de Holdermann *et al.,*2014, no entanto para esse estudo, prefere-se atribuir uma curva normal para representar a variação da inflação energética para tarifa residencial de acordo com dados históricos corrigidos pelo IPCA (BRASIL, 2020).

Como em qualquer simulação, algumas aproximações ocorrem nesse estudo, como, por exemplo, o fato de supor que o consumo de energia não se dá de maneira uniforme e sempre fora do horário de geração. Essa suposição é de um cenário pessimista, embora, num exemplo real, o consumo varia durante o dia e nem sempre haveria taxação da energia, uma vez que essa não foi fornecida pela concessionária e nem se utilizou de estruturas de transmissão e distribuição para chegar ao ponto de consumo, sendo utilizada localmente.

Portanto, entre os critérios utilizados, o critério mais adequado para representar a viabilidade do projeto seria a TIR, pois além do retorno do investimento, demonstra

viabilidade do projeto quanto à expectativa do investidor quanto a taxa de retorno, sendo assim, o critério mais difícil de ser atendido.

De um modo geral, usando o critério da TIR>10%, conclui-se que a energia solar nas cinco cidades observadas, sendo aplicados os projetos de dimensionamento de sistemas utilizados neste estudo, e considerando a inflação energética como uma distribuição normal de média 6,02% e desvio padrão de 2,19%, apresenta-se de forma viável em mais de 93,52% dos casos, considerando o pior cenário simulado.

Uma sugestão de trabalhos futuros seria criar cenários pessimistas e otimistas, de formas extremas, procurando definir os limites da viabilidade do sistema de acordo com esses cenários.

# ANEXO - 1

Orçamento exemplo com Potência Pico de 2,68 kWh, Módulos FV Canadian, Inversor de frequência ABB, Estrutura de telhado em Laje plana, tensão em 220V Monofásico, com frete para Belém do Pará (Tabela 26).

Tabela 26 – Orçamento piloto

| COMPONENTES | Custo Unitário | Quant. | Custo total |
|---|---|---|---|
| 21CAN335022NEJUN19 - MODULO FV CANADIAN 72 CELLS 335W POLY 1500V F16 - JUNHO 2019 | R$ 539,61 | 8 | R$ 4.316,88 |
| 22ABB0033220001 - INVERSOR UNO-DM-3.3-TL-PLUS-SB COM WI-FI | R$ 5.215,00 | 1 | R$ 5.215,00 |
| 23ONE2C1S010 - STRING BOX SICES_ONESTO - 1/2 CORDA 1 SAIDA NO FUSIVES DC | R$ 451,47 | 1 | R$ 451,47 |
| 2613SSRR073NE - SICES SOLAR PERFIL ALUMINIO ROMAN ROOFTOP 2,10MT | R$ 40,43 | 8 | R$ 323,44 |
| 2613SSJ077NE - SICES SOLAR JUNÇÃO PARA PERFIL EM ALUMINIO - NACIONAL | R$ 14,17 | 6 | R$ 85,02 |
| 2603SSTF111NE - SICES SOLAR TERMINAL FINAL 39..41MM for CAN - NACIONAL | R$ 4,38 | 4 | R$ 17,52 |
| 2604SSTI112NE - SICES SOLAR TERMINAL INTERMEDIARIO 39..44MM for CAN/AVP – NACIONAL | R$ 6,11 | 14 | R$ 85,54 |
| 2605SSPCM106 - SICES SOLAR PARAFUSO CABECA MARTELO M10 28/15 | R$ 3,54 | 12 | R$ 42,48 |
| 2606SSP107 - SICES SOLAR PORCA M10 INOX A2 | R$ 0,69 | 12 | R$ 8,28 |
| 9PI000000000066 - Sices Solar 2.0 Triângulo V/H | R$ 122,68 | 6 | R$ 736,08 |
| 25MC4I003 - CONECTORES FEMEA/ MACHO WEID_CABUR_TE_MC4_ou compatível | R$ 12,00 | 2 | R$ 24,00 |
| 2624001 - CABO SOLAR 6MM ATE 1800V CC PT ABNT NBR 16612 | R$ 4,01 | 30 | R$ 120,30 |
| 2624002 - CABO SOLAR 6MM ATE 1800V CC VM ABNT NBR 16612 | R$ 4,01 | 30 | R$ 120,30 |
| | | Subtotal 1: | R$ 11.546,31 |
| Endereço: | | | |
| R. Avenida Presidente Vargas, 315A. Bairro: Campina | | | |
| Cep: 66010-000 | | Valor do Frete: | R$ 879,99 |
| | | Subtotal 2: | R$ 12.426,30 |
| | | Mão de Obra: | R$ 2.646,90 |
| | Lucro: | | |
| | Total: | | R$ 15.073,20 |
| | Proporção: 5,62 R$/W | | |

ANEXO - 2

Rotina do software R ® para teste de normalidade:

```
d=read.table(file.choose(),head=T,dec=",");attach(d)
library(nortest)
library(normtest)
concess=c("CELPA","ENERGISA","CPFL","CEMIG")
vpCELPA=shapiro.test(CELPA)$p.value
vpENERGISA=shapiro.test(ENERGISA)$p.value
vpCPFL=shapiro.test(CPFL)$p.value
vpCEMIG=shapiro.test(CEMIG)$p.value
vp.sh=c(vpCELPA,vpENERGISA,vpCPFL,vpCEMIG)
vpCELPA=ad.test(CELPA)$p.value
vpENERGISA=ad.test(ENERGISA)$p.value
vpCPFL=ad.test(CPFL)$p.value
vpCEMIG=ad.test(CEMIG)$p.value
vp.ad=c(vpCELPA,vpENERGISA,vpCPFL,vpCEMIG)
vpCELPA=cvm.test(CELPA)$p.value
vpENERGISA=cvm.test(ENERGISA)$p.value
vpCPFL=cvm.test(CPFL)$p.value
vpCEMIG=cvm.test(CEMIG)$p.value
vp.cvm=c(vpCELPA,vpENERGISA,vpCPFL,vpCEMIG)
vpCELPA=jb.norm.test(CELPA)$p.value
vpENERGISA=jb.norm.test(ENERGISA)$p.value
vpCPFL=jb.norm.test(CPFL)$p.value
vpCEMIG=jb.norm.test(CEMIG)$p.value
vp.bj=c(vpCELPA,vpENERGISA,vpCPFL,vpCEMIG)
vpCELPA=ks.test(CELPA,"pnorm",mean=mean(CELPA),sd=sd(CELPA))$p.value
vpENERGISA=ks.test(ENERGISA,"pnorm",mean=mean(ENERGISA),sd=sd(ENERGISA))$p.value
vpCPFL=ks.test(CPFL,"pnorm",mean=mean(CPFL),sd=sd(CPFL))$p.value
vpCEMIG=ks.test(CEMIG,"pnorm",mean=mean(CEMIG),sd=sd(CEMIG))$p.value
vp.ks=c(vpCELPA,vpENERGISA,vpCPFL,vpCEMIG)
vpCELPA=lillie.test(CELPA)$p.value
vpENERGISA=lillie.test(ENERGISA)$p.value
vpCPFL=lillie.test(CPFL)$p.value
vpCEMIG=lillie.test(CEMIG)$p.value
vp.lillie=c(vpCELPA,vpENERGISA,vpCPFL,vpCEMIG)
meCELPA=mean(CELPA)
meENERGISA=mean(ENERGISA)
```

```
meCPFL=mean(CPFL)
meCEMIG=mean(CEMIG)
me=c(meCELPA,meENERGISA,meCPFL,meCEMIG)
dpCELPA=sd(CELPA)
dpENERGISA=sd(ENERGISA)
dpCPFL=sd(CPFL)
dpCEMIG=sd(CEMIG)
dp=c(dpCELPA,dpENERGISA,dpCPFL,dpCEMIG)
RESUL=data.frame(me,dp,vp.sh,vp.ad,vp.cvm,vp.bj,vp.ks,vp.lillie)
RESUL=round(RESUL,3)
RESUL=data.frame(concess,RESUL)
library(xlsx)
write.xlsx(RESUL, file="RESUL.xlsx")
CONCE=c(CELPA,ENERGISA,CPFL,CEMIG)
teste=c("Shapiro-Wilk","Anderson-Darling","Cramer-VonMises","Bera-Jarque","Kolmogorov-
Smirnov","Lilliefors")
vpSH=shapiro.test(CONCE)$p.value
vpAD=ad.test(CONCE)$p.value
vpCVM=cvm.test(CONCE)$p.value
vpBJ=jb.norm.test(CONCE)$p.value
vpKS=ks.test(CONCE,"pnorm",mean=mean(CONCE),sd=sd(CONCE))$p.value
vpLL=lillie.test(CONCE)$p.value
vpCONCE=c(vpSH,vpAD,vpCVM,vpBJ,vpKS,vpLL)
stSH=shapiro.test(CONCE)$statistic
stAD=ad.test(CONCE)$statistic
stCVM=cvm.test(CONCE)$statistic
stBJ=jb.norm.test(CONCE)$statistic
stKS=ks.test(CONCE,"pnorm",mean=mean(CONCE),sd=sd(CONCE))$statistic
stCONCE=c(stSH,stAD,stCVM,stBJ,stKS,stLL)
RES.CONCE=data.frame(teste,stCONCE,vpCONCE)
stLL=lillie.test(CONCE)$statistic
write.xlsx(RES.CONCE, file="RESUL.CONCE.xlsx")
```

## REFERÊNCIAS


ABB. **Data sheet - modelo UNO-DM-3.3-TL-PLUS**. 2018. Disponível em: http://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=BCD.00680&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch. Acesso em: 16 maio. 2019.

ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012. Disponível em: http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf.

ADEREMI, Banjo A.; DANIEL CHOWDHURY, S. P.; OLWAL, Thomas O.; ABU-MAHFOUZ, Adnan M. Techno-economic feasibility of hybrid solar photovoltaic and battery energy storage power system for a mobile cellular base station in Soshanguve, South Africa. **Energies**, *[S. l.]*, v. 11, n. 6, 2018. DOI: 10.3390/en11061572.

AL-KARAGHOULI, Ali; RENNE, David; KAZMERSKI, Lawrence L. Technical and economic assessment of photovoltaic-driven desalination systems. **Renewable Energy**, *[S. l.]*, v. 35, n. 2, p. 323–328, 2010. DOI: 10.1016/j.renene.2009.05.018. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.05.018.

AMARAL, Shayani. Rafael; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. **Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais**. 2006. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3427159/mod_resource/content/1/solar.pdf. Acesso em: 15 dez. 2018.

AQUILA, G.; ROCHA, L. C. S.; ROTELA JUNIOR, P.; PAMPLONA, E. D. O.; QUEIROZ, A. R. D.; PAIVA, A. P. D. Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, *[S. l.]*, v. 137, p. 1100–1108, 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.07.207.

ARNOLD, Uwe; YILDIZ, Özgür. Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures - A Monte Carlo Simulation approach. **Renewable Energy**, *[S. l.]*, v. 77, n. 1, p. 227–239, 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2014.11.059.

ASUMADU-SARKODIE, Samuel; OWUSU, Phebe Asantewaa. The potential and economic viability of solar photovoltaic power in Ghana. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects**, *[S. l.]*, v. 38, n. 5, p. 709–716, 2016. DOI: 10.1080/15567036.2015.1122682. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1080/15567036.2015.1122682.

ATTARI, Kamal; ELYAAKOUBI, Ali; ASSELMAN, Adel. Performance analysis and investigation of a grid-connected photovoltaic installation in Morocco. **Energy Reports**, *[S. l.]*, v. 2, p. 261–266, 2016. DOI: 10.1016/j.egyr.2016.10.004. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S235248471630052X.

BAER, Werner; MCDONALD, Curt. A return to the past? Brazil's privatization of public utilities: The case of the electric power sector. **The Quarterly Review of Economics and Finance**, *[S. l.]*, v. 38, n. 3, p. 503–523, 1998. DOI: 10.1016/S1062-9769(99)80130-6. Disponível em: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1062976999801306.

BORBA, B. S. M. C.; FORTES, M. Z.; FELIX, D. G.; SANTELLI, B. S.; DIAS, B. H.; VALE, A. M. Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program "Minha Casa Minha Vida". **Energy Policy**, *[S. l.]*, v. 108, n. September 2016, p. 292–298, 2017. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.06.001. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.001.

BOSCH. **Installation and Safety Manual for the c-Si M60 ( S ) NA 30117 and NA 42117 Families of Crystalline Photovoltaic Modules**. 2013. Disponível em: http://www.bosch-

solarenergy.de/media/bosch_se_serviceorganisation/kundendienst/north_america/crystalline_solar_modules/Bosch_Solar_Module_NA30117_NA42117_V11_29052013.pdf. Acesso em: 4 ago. 2019.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, *[S. l.]*, v. 15, n. 9, p. 4470–4482, 2011. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.104. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104.

BRASIL. **Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica**. 1985. Disponível em: http://www.procelinfo.com.br/main.asp?Team=%7B505FF883-A273-4C47-A14E-0055586F97FC%7D. Acesso em: 18 jul. 2018.

BRASIL. **Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990**. 1990. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031.htm. Acesso em: 15 out. 2018.

BRASIL. **Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995**. 1995a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8987cons.htm. Acesso em: 27 nov. 2018.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.** 1995b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 15 abr. 2019.

BRASIL. **Decreto Nº5.025**. 2004a. Disponível em: http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5025-30-marco-2004-531461-normaatualizadape.pdf. Acesso em: 21 maio. 2018.

BRASIL. **ANEEL - Resolução Normativa nº77**. 2004b. Disponível em: http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf. Acesso em: 19 maio. 2018.

BRASIL. **Resolução Normatica nº414 de 9 de Setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.** 2010. Disponível em: http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf. Acesso em: 3 maio. 2019.

BRASIL. **Resolução Normativa Nº 488, de 15 de Maio de 2012**. 2012a. Disponível em: http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2012488.pdf. Acesso em: 23 maio. 2018.

BRASIL. **Resolução Normativa Nº 493, de 5 de junho de 2012**. 2012b. Disponível em: http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf. Acesso em: 22 maio. 2019.

BRASIL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. 2012c. Disponível em: http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 3 maio. 2019.

BRASIL. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar**. 2015a. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030. Acesso em: 14 out. 2018.

BRASIL. **Resolução Normativa Nº 687, 24 de novembro de 2015**. 2015b. Disponível em: http://www2.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf. Acesso em: 25 abr. 2019.

BRASIL. **Lei 13.169, de 6 de outubro de 2015**. 2015c. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm. Acesso em: 18 abr. 2019.

BRASIL. **Portaria 538, de 15 de dezembro de 2015**. 2015d. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1942329/Portaria_n_538-2015/49ab0708-5850-404c-a924-2760bbd22bbc. Acesso em: 16 ago. 2018.

BRASIL. **Demanda de energia nacional 2050 - EPE**. 2016. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/DEA 13-15 Demanda de Energia 2050.pdf. Acesso em: 22 nov. 2018.

BRASIL. **Balanço Energético Nacional - BEN 2017 (In Portuguese). [cited May 15, 2018] Available from:.**

**⟨https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf⟩**, 2017.

BRASIL. **Relatório Síntese. BEN 2019 Ano Base 2018.** 2019a. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relatório Síntese BEN 2019 Ano Base 2018.pdf. Acesso em: 6 fev. 2020.

BRASIL. **1 vídeo (11 min). ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída: Proposta em Audiência Pública. Publicado pelo Canal Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2019b. Disponível em: https://youtu.be/BuMRgS0Bmp8. Acesso em: 15 set. 2019.

BRASIL. **ANEEL - Nota Técnica n° 0078/2019**. 2019c. Disponível em: https://bityli.com/u3J1i. Acesso em: 15 set. 2019.

BRASIL. **Relatório Evolução das Tarifas Residenciais**. 2020. Disponível em: http://www.ANEEL.gov.br/relatorio-evolucao-tarifas-residenciais. Acesso em: 2 jan. 2020.

BUBENZER, A.; LUTHER, J. **Photovoltaics Guidebook for Decision-Makers**. 1a. ed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2003. DOI: 10.1007/978-3-662-05140-5. Disponível em: http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-05140-5.

CAMLOFFSKI, RODRIGO. **ANÁLISE DE INVESTIMENTOS E VIABILIDADE FINANCEIRA DAS EMPRESAS**. 1a Edição ed. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2014.

CARRIÇO, João; FERNANDES, João; FERNANDES, Carlos; BRANCO, Paulo. Technical and Economic Assessment of a 450 W Autonomous Photovoltaic System with Lithium Iron Phosphate Battery Storage. **J. sustain. dev. energy water environ. syst**, *[S. l.]*, v. 6, n. 61, p. 129–149, 2018. DOI: 10.13044/j.sdewes.d5.0191. Disponível em: http://www.sdewes.org/jsdewes%0Ahttp://www.sdewes.org/jsdewes:%0Ahttps://doi.org/10.13044/j.sdewes.d5.0191.

CELPA. **TABELA DE TARIFAS - BELÉM - PA**. 2019. Disponível em: http://www.celpa.com.br/residencial/informacoes/cobranca-de-tarifas. Acesso em: 6 mar. 2019.

CEMIG. **HISTÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL**. 2012. Disponível em: http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/historia_da_eletricidade_no_brasil.aspx. Acesso em: 17 jun. 2018.

CEMIG. **TABELA DE TARIFAS - UBERABA - MG**. 2019. Disponível em: https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx. Acesso em: 6 mar. 2019.

CEPEL. **CRESESB**. 2019. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata. Acesso em: 4 fev. 2019.

CONFAZ. **Convênio 101**. 1997. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/1997/CV101_97. Acesso em: 19 maio. 2018.

CONFAZ. **Convênio 16**. 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 22 maio. 2019.

CPFL. **TABELA DE TARIFAS - SOROCABA - SP**. 2019. Disponível em: https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas. Acesso em: 6 mar. 2019.

DAMODARAN, Aswath. **Damodaran on valuation : security analysis for investment and corporate finance**. 2nd. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2006.

DAS, Himadry Shekhar; TAN, Chee Wei; YATIM, A. H. M.; LAU, Kwan Yiew. Feasibility analysis of hybrid photovoltaic/battery/fuel cell energy system for an indigenous residence in East Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, *[S. l.]*, v. 76, n. December

2016, p. 1332–1347, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.01.174. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.174.

DE MELO, Conrado Augustus; JANNUZZI, Gilberto De Martino; BAJAY, Sergio Valdir. Nonconventional renewable energy governance in Brazil: Lessons to learn from the German experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, *[S. l.]*, v. 61, p. 222–234, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2016.03.054.

ENERGISA-PB. **TABELA DE TARIFAS - PATOS - PB**. 2019. Disponível em: https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx. Acesso em: 6 mar. 2019.

FRAUNHOFER. **Photovoltaics reportPhotovoltaics report**. Freiburg. Disponível em: www.ise.fraunhofer.de.

FRITTS, C. E. On a new form of selenium cell, and some electrical discoveries made by its use. **American Journal of Science**, *[S. l.]*, v. s3-26, n. 156, p. 465–472, 1883. DOI: 10.2475/ajs.s3-26.156.465.

GHONEIM, Adel A.; AL-HASAN, Ahmad Y.; ABDULLAH, Ali H. Economic analysis of photovoltaic-powered solar domestic hotwater systems in Kuwait. **Renewable Energy**, *[S. l.]*, v. 25, n. 1, p. 81–100, 2002. DOI: 10.1016/S0960-1481(00)00202-0.

GODET, Michel. **Scenarios and strategic management**. [s.l.] : Butterworths, 1987. Disponível em: http://www.seer.unirio.br/index.php/isys/article/view/5355/5038%0Ahttps://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85040364255&partnerID=40&md5=26b91c1348f96bb94340a53a5d05435b.

GOMES, Heber. **Avaliação Econômica - Eficiência Energética**. 1a. ed. João Pessoa: Editora da UFPB, 2014.

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002**. [s.l: s.n.]. v. 43 DOI: 10.1590/S0034-76122009000200002. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0034-76122009000200002&lng=pt&tlng=pt.

GUCCIARDI GARCEZ, Catherine. Distributed electricity generation in Brazil: An analysis of policy context, design and impact. **Utilities Policy**, *[S. l.]*, v. 49, p. 104–115, 2017. DOI: 10.1016/j.jup.2017.06.005. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.06.005.

HAEGERMARK, Maria; KOVACS, Peter; DALENBÄCK, Jan Olof. Economic feasibility of solar photovoltaic rooftop systems in a complex setting: A Swedish case study. **Energy**, *[S. l.]*, v. 127, p. 18–29, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2016.12.121.

HANCEVIC, Pedro I.; NUÑEZ, Hector M.; ROSELLON, Juan. Distributed photovoltaic power generation: Possibilities, benefits, and challenges for a widespread application in the Mexican residential sector. **Energy Policy**, *[S. l.]*, v. 110, n. April, p. 478–489, 2017. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.08.046. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.08.046.

HILLER, Frederick S.; LIEBERMAN, Gerald J. **Introduction to operation research**. 10. ed. New York: McGraw-Hill Education, 2015.

HIRVONEN, Janne; KAYO, Genku; CAO, Sunliang; HASAN, Ala; SIRÉN, Kai. Renewable energy production support schemes for residential-scale solar photovoltaic systems in Nordic conditions. **Energy Policy**, *[S. l.]*, v. 79, p. 72–86, 2015. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.01.014. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.014.

HOFFMANN, Bettina Susanne; SZKLO, Alexandre; SCHAEFFER, Roberto. An evaluation of the techno-economic potential of co-firing coal with woody biomass in thermal power plants in the south of Brazil. **Biomass and Bioenergy**, *[S. l.]*, v. 45, p. 295–302, 2012. DOI: 10.1016/j.biombioe.2012.06.016. Disponível em:

https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953412002528.
HOLDERMANN, Claudius; KISSEL, Johannes; BEIGEL, Juergen. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. **ENERGY POLICY**, THE BOULEVARD, LANGFORD LANE, KIDLINGTON, OXFORD OX5 1GB, OXON, ENGLAND, v. 67, p. 612–617, 2014. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.11.064.
IEA. **International Energy Agency**. 2018. Disponível em: https://www.iea.org/. Acesso em: 15 nov. 2018.
INMET. **INMET - Série história - Insolação em horas**. 2019. Disponível em: http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/form_mapas_c_diario.php. Acesso em: 20 nov. 2019.
JANUZZI, Antonio Cezar. Regulação Da Qualidade De Energia Elétrica Sob O Foco Do Consumidor. *[S. l.]*, p. 234, 2007. Disponível em: http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/2712/1/Dissert_Antonio Jannuzzi.pdf.
JARAMILLO, Paulina; GRIFFIN, W. Michael; MATTHEWS, H. Scott. Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation. **Environmental Science & Technology**, *[S. l.]*, v. 41, n. 17, p. 6290–6296, 2007. DOI: 10.1021/es063031o. Disponível em: https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es06 3031o.
JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R.; VANSANT, Kaitlyn; NEWMILLER, Jeff. Compendium of photovoltaic degradation rates. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, *[S. l.]*, v. 24, n. 7, p. 978–989, 2016. DOI: 10.1002/pip.2744. Disponível em: http://doi.wiley.com/10.1002/pip.2744.
KITTEL, Charles. The Nature and Development of Operations Research. **Science**, *[S. l.]*, v. 105, n. 2719, p. 150–153, 1947. DOI: 10.1126/science.105.2719.150. Disponível em: https://www.sciencemag.org/lookup/doi/10.1126/science.105.2719.150.
KONZEN, Gabriel; ANDRADE, Gustavo Naciff. O efeito de uma tarifa binômia no retorno financeiro da microgeração fotovoltaica. *In*: VI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR 2016, **Anais** [...]. [s.l: s.n.] p. 1–8. Disponível em: http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/index.htm.
LALEMAN, Ruben; ALBRECHT, Johan; DEWULF, Jo. Comparing Various Indicators for the LCA of Residential Photovoltaic Systems. *In*: **Green Energy and Technology**. [s.l: s.n.]. p. 211–239. DOI: 10.1007/978-1-4471-5364-1_10. Disponível em: http://link.springer.com/10.1007/978-1-4471-5364-1_10.
LANDI, Mônica. Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005. *[S. l.]*, 2006. DOI: 10.11606/T.86.2006.tde-10112011-102906. Disponível em: http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-10112011-102906/.
LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2ed. ed. [s.l.] : John Wiley & Sons, Ltd, 2003. DOI: 10.1002/0470014008.
MACÊDO, Wilson N. Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Programa Interunidades de Pos-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo**, *[S. l.]*, p. 1–201, 2006. DOI: 10.11606/T.86.2006.tde-29112006-153307.
MAGALHÃES, Gildo. **Força e Luz: Eletricidade e Modernização na República Velha**. São Paulo: Editora UNESP: FAPESP, 2000.
MARCIAL, Elaine; GRUMBACH, Raul. **Cenários prospectivos. Como construir um futuro melhor.** 4a Edição ed. São Paulo: FGV Editora, 2008.
OH, Jeongyoon; KOO, Choongwan; HONG, Taehoon; JEONG, Kwangbok; LEE, Minhyun. An economic impact analysis of residential progressive electricity tariffs in implementing the

building-integrated photovoltaic blind using an advanced finite element model. **Applied Energy**, *[S. l.]*, v. 202, p. 259–274, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.158. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.158.

OKOYE, Chiemeka Onyeka; SOLYALI, Oğuz. Optimal sizing of stand-alone photovoltaic systems in residential buildings. **Energy**, *[S. l.]*, v. 126, p. 573–584, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2017.03.032.

OLIVIER, Jürgen R.; HARMS, Thomas M.; ESTERHUYSE, Daniël J. Technical and economic evaluation of the utilization of solar energy at South Africa's SANAE IV base in Antarctica. **Renewable Energy**, *[S. l.]*, v. 33, n. 5, p. 1073–1084, 2008. DOI: 10.1016/j.renene.2007.05.044.

PEREIRA, Edinaldo José da Silva; PINHO, João Tavares; GALHARDO, Marcos André Barros; MACÊDO, Wilson Negrão. Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable energy. **Renewable Energy**, *[S. l.]*, v. 69, p. 347–355, 2014. DOI: 10.1016/j.renene.2014.03.054. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.054.

PIERRY, Flávia. "Reforma do setor elétrico ameaça inviabilizar geração caseira de energia". **Gazeta do Povo**, Brasília, 2017. Disponível em: https://www.gazetadopovo.com.br/politica/republica/reforma-do-setor-eletrico-ameaca-inviabilizar-geracao-caseira-de-energia-4xegbgpnyra84p6lxtvxc0jrh/.

PINTO, Julian T. M.; AMARAL, Karen J.; JANISSEK, Paulo R. Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing. **Solar Energy**, *[S. l.]*, v. 133, p. 73–84, 2016. DOI: 10.1016/j.solener.2016.03.048. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.048.

PORTUGAL-PEREIRA, Joana; KÖBERLE, Alexandre C.; SORIA, Rafael; LUCENA, André F. P.; SZKLO, Alexandre; SCHAEFFER, Roberto. Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story. **Energy**, *[S. l.]*, v. 115, p. 1424–1435, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.03.062.

RAZYKOV, T. M.; FEREKIDES, C. S.; MOREL, D.; STEFANAKOS, E.; ULLAL, H. S.; UPADHYAYA, H. M. Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. **Solar Energy**, *[S. l.]*, v. 85, n. 8, p. 1580–1608, 2011. DOI: 10.1016/j.solener.2010.12.002. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X1000366X.

RGE. **TABELA DE TARIFAS - URUGUAIANA - RS**. 2019. Disponível em: https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/taxas-tarifas. Acesso em: 6 mar. 2019.

ROCHA, Luiz Célio Souza; AQUILA, Giancarlo; PAMPLONA, Edson de Oliveira; DE PAIVA, Anderson Paulo; CHIEREGATTI, Bruno Galelli; LIMA, João de Sá Brasil. Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. **Journal of Cleaner Production**, *[S. l.]*, v. 168, p. 1448–1462, 2017. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.09.018.

RODRIGUES, S.; TORABIKALAKI, R.; FARIA, F.; CAFÔFO, N.; CHEN, X.; IVAKI, A. R.; MATA-LIMA, H.; MORGADO-DIAS, F. Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. **Solar Energy**, *[S. l.]*, v. 131, p. 81–95, 2016. DOI: 10.1016/j.solener.2016.02.019.

SAMPAIO, Priscila Gonçalves Vasconcelos; GONZÁLEZ, Mario Orestes Aguirre. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, *[S. l.]*, v. 74, n. December 2016, p. 590–601, 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.02.081.

SCRIVANO, Roberta. **O Globo**. 2018. Disponível em: https://oglobo.globo.com/economia/sem-incentivos-fabricantes-de-paineis-solares-agonizam-no-brasil-22971029. Acesso em: 20 mar. 2019.

SHAW-WILLIAMS, Damian; SUSILAWATI, Connie; WALKER, Geoffrey. Value of residential investment in photovoltaics and batteries in networks: A techno-economic analysis. **Energies**, *[S. l.]*, v. 11, n. 4, 2018. DOI: 10.3390/en11041022.

SHEZAN, Sk A.; JULAI, S.; KIBRIA, M. A.; ULLAH, K. R.; SAIDUR, R.; CHONG, W. T.; AKIKUR, R. K. Performance analysis of an off-grid wind-PV (photovoltaic)-diesel-battery hybrid energy system feasible for remote areas. **Journal of Cleaner Production**, *[S. l.]*, v. 125, p. 121–132, 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.03.014. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.03.014.

SICES. **Plataforma SICES Solar**. 2019. Disponível em: https://plataformasicessolar.com.br/. Acesso em: 15 maio. 2019.

SILVA, Bruno Gonçalves Da. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. 2011. USP, *[S. l.]*, 2011. DOI: 10.11606/D.86.2011.tde-12032012-091848. Disponível em: http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-12032012-091848/.

SILVA, Edmilson Ferreira Da. Principais condicionantes das alterações no modelo de comercialização de energia elétrica: retrospectiva e análise crítica. *[S. l.]*, 2008.

SLOUGH, Tara; URPELAINEN, Johannes; YANG, Joonseok. Light for all? Evaluating Brazil's rural electrification progress, 2000-2010. **Energy Policy**, *[S. l.]*, v. 86, p. 315–327, 2015. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.07.001. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.001.

SOLARGIS. **Solar resource maps**. 2018. Disponível em: https://solargis.com. Acesso em: 15 nov. 2018.

SORGATO, M. J.; SCHNEIDER, K.; RÜTHER, R. Technical and economic evaluation of thin-film CdTe building-integrated photovoltaics (BIPV) replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate. **Renewable Energy**, *[S. l.]*, v. 118, p. 84–98, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2017.10.091. Disponível em: https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148117310595.

SOUZA ROCHA, Luiz Celio; AQUILA, Giancarlo; ROTELA JUNIOR, Paulo; DE PAIVA, Anderson Paulo; PAMPLONA, Edson de Oliveira; BALESTRASSI, Pedro Paulo. A stochastic economic viability analysis of residential wind power generation in Brazil. **RENEWABLE & SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS**, THE BOULEVARD, LANGFORD LANE, KIDLINGTON, OXFORD OX5 1GB, ENGLAND, v. 90, p. 412–419, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.078.

TERVO, Eric; AGBIM, Kenechi; DEANGELIS, Freddy; HERNANDEZ, Jeffrey; KIM, Hye Kyung; ODUKOMAIYA, Adewale. An economic analysis of residential photovoltaic systems with lithium ion battery storage in the United States. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, *[S. l.]*, v. 94, n. June, p. 1057–1066, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2018.06.055.

VALE, A. M.; FELIX, D. G.; FORTES, M. Z.; BORBA, B. S. M. C.; DIAS, B. H.; SANTELLI, B. S. Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program ``Minha Casa Minha Vida{''}. **ENERGY POLICY**, THE BOULEVARD, LANGFORD LANE, KIDLINGTON, OXFORD OX5 1GB, OXON, ENGLAND, v. 108, p. 292–298, 2017. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.06.001.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M. The role of regulatory learning in energy transition: The case of solar PV in Brazil. **Energy Policy**, *[S. l.]*, v. 114, p. 465–481, 2018. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.11.066.

VIANA, T. S.; RUETHER, R.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation. **SOLAR ENERGY**, THE BOULEVARD, LANGFORD LANE, KIDLINGTON,

OXFORD OX5 1GB, ENGLAND, v. 85, n. 3, p. 486–495, 2011. DOI: 10.1016/j.solener.2010.12.015.

VIANNA, Aurélio. Hidrelétricas e Meio Ambiente Informações básicas sobre o Arnbientalismo. *[S. l.]*, 1989.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica. Conceitos e Aplicações**. 2nd Editio ed. São Paulo: Editora Érica, 2015.

WELFLE, A. Balancing growing global bioenergy resource demands - Brazil's biomass potential and the availability of resource for trade. **Biomass and Bioenergy**, *[S. l.]*, v. 105, p. 83–95, 2017. DOI: 10.1016/j.biombioe.2017.06.011.

WILLIAMS, Richard. Becquerel Photovoltaic Effect in Binary Compounds. **The Journal of Chemical Physics**, *[S. l.]*, v. 32, n. 5, p. 1505–1514, 1960. DOI: 10.1063/1.1730950. Disponível em: http://aip.scitation.org/doi/10.1063/1.1730950.

YAQUB, Mahdi; SARKNI, Shahram; MAZZUCHI, Thomas. Feasibility analysis of solar photovoltaic commercial power generation in california. **EMJ - Engineering Management Journal**, *[S. l.]*, v. 24, n. 4, p. 36–49, 2012. DOI: 10.1080/10429247.2012.11431954.

ZHANG, Jian; CHO, Heejin; LUCK, Rogelio; MAGO, Pedro J. Integrated photovoltaic and battery energy storage (PV-BES) systems: An analysis of existing financial incentive policies in the US. **Applied Energy**, *[S. l.]*, v. 212, n. January, p. 895–908, 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.12.091. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.091.

ZHANG, Xiongwen; LI, Menyu; GE, Yuanfei; LI, Guojun. Techno-economic feasibility analysis of solar photovoltaic power generation for buildings. **Applied Thermal Engineering**, *[S. l.]*, v. 108, p. 1362–1371, 2016. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.07.199. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.07.199.

ZHAO, X.; ZENG, Y.; ZHAO, D. Distributed solar photovoltaics in China: Policies and economic performance. **Energy**, *[S. l.]*, v. 88, p. 572–583, 2015. DOI: 10.1016/j.energy.2015.05.084.

ZUBI, Ghassan; DUFO-LÓPEZ, Rodolfo; PARDO, Nicolás; PASAOGLU, Guzay. Concept development and techno-economic assessment for a solar home system using lithium-ion battery for developing regions to provide electricity for lighting and electronic devices. **Energy Conversion and Management**, *[S. l.]*, v. 122, p. 439–448, 2016. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.05.075. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.075.