

**ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO CIVIL**

Igor Biagioli Rizzi

Pedro Siqueira Borges Vieira

Vicenzo Kartalian Della Monica

**APROVEITAMENTO DE ÁREAS PARA O NEGÓCIO DE GERAÇÃO  
DISTRIBUIDA**

Trabalho de formatura  
apresentado à Escola Politécnica  
da Universidade de São Paulo

São Paulo - 2019



Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

### Catalogação-na-publicação

Della Monica, Vincenzo

APROVEITAMENTO DE ÁREAS PARA O NEGÓCIO DE GERAÇÃO  
DISTRIBUIDA / V. Della Monica, P. Vieira, I. Rizzi -- São Paulo, 2019.

74 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Construção Civil.

1. Real Estate 2. Geração Distribuída I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Construção Civil II.t. III. Vieira, Pedro IV. Rizzi, Igor

## **Lista de ilustrações**

Figura 1 - Geração distribuída por potência instalada - Fonte: Aneel, 2019 .....	5
Figura 2 - Resumo da metodologia do trabalho. Fonte: autores.....	7
Figura 3 - Célula fotovoltaica - Fonte: CRESESB .....	9
Figura 4 - célula de silício monocristalino - Fonte: CRESESB .....	11
Figura 5 - Célula de silício policristalino – Fonte: CRESESB.....	11
Figura 6 - Célula de silício amorfo - Fonte: CRESESB .....	12
Figura 7 - Sistema off-grid - Fonte: Villalva.....	13
Figura 8 - Sistema on-grid - Fonte: Villalva .....	14
Figura 9 - Mapa solarimétrico brasileiro - Fonte: Atlas brasileiro de energia solar - 2a Edição, INPE 2017 .....	19
Figura 10 - Diagrama esquemático sobre a distribuição de séries de módulos fotovoltaicos em lajes planas. Fonte: C. Whitaker (Adaptado) .....	28
Figura 11 - Resumo entradas e saídas de caixa - Fonte: Autores .....	34
Figura 12 - visão geral do galpão.....	39
Figura 13 - Telhado - lado esquerdo.....	40
Figura 14 - Telhado - lado direito.....	40
Figura 15 - visão aérea do galpão .....	41
Figura 16 - Estrutura de suporte do tipo triangulo .....	45
Figura 17 - Distribuição dos painéis fotovoltaicos para simulação de sombreamento.....	47
Figura 18 - Planta do telhado esquematizando o posicionamento dos painéis (512 un.) próximos aos pontos mais altos do telhado .....	47
Figura 19 - Painel solar - Fonte: Canadian Solar Inc. .....	50
Figura 20 - Simulação da eficiência do sistema no primeiro ano de operação - Fonte: Elaboração própria baseada em dados obtidos através da simulação de um sistema fotovoltaico no software PVsyst, 2019.....	51
Figura 21 - Demonstração de resultados para o ano 1 .....	58

## **Lista de tabelas**

Tabela 1 - Inclinação recomendada dos painéis fotovoltaicos. Fonte: (VILLALVA, 2015) .29
Tabela 2 - Relação entre a inclinação $\beta$ e o coeficiente ADT .....29
Tabela 3 – Composição da tarifa de energia em Novembro de 2019 .....43
Tabela 4 - Informações de cada componente da estrutura do sistema (Fonte: site do fornecedor) .....45
Tabela 5 - Informações inseridas no software PVsyst para simulação.....47
Tabela 6 - Geração estimada para o sistema.....48
Tabela 7 – Média de Irradiação solar diária no estado de São Paulo – Fonte: CRESES...48
Tabela 8 - Parâmetros e resultados de cada método de cálculo .....53
Tabela 9 - Premissas de inflação .....54
Tabela 10 - Resultados do cenário i .....58
Tabela 11 - Resultados do cenário ii.....58
Tabela 12 - resultados do cenário iii .....59

## Sumário

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	1
<b>1.1.</b>	<b>Objetivo .....</b>	5
<b>1.2.</b>	<b>Metodologia .....</b>	6
<b>2.</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	8
<b>2.1.</b>	<b>Breve histórico .....</b>	8
<b>2.2.</b>	<b>Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica .....</b>	9
<b>2.3.</b>	<b>Tipos de células fotovoltaicas .....</b>	10
<b>2.4.</b>	<b>Principais componentes do sistema fotovoltaico.....</b>	12
<b>2.5.</b>	<b>Tipos de sistema fotovoltaicos .....</b>	13
<b>2.5.1.</b>	<b>Sistema isolado (off-grid).....</b>	13
<b>2.5.2.</b>	<b>Sistema conectado (<i>on-grid</i>).....</b>	14
<b>2.6.</b>	<b>Análise do mercado de geração distribuída .....</b>	15
<b>2.7.</b>	<b>Geração distribuída e Real Estate.....</b>	17
<b>2.8.</b>	<b>A qualidade do investimento em geração distribuída.....</b>	20
<b>3.</b>	<b>DIRETRIZES E RESOLUÇÕES PARA O NEGÓCIO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA..</b>	22
<b>3.1.</b>	<b>Aspectos legais e normativos .....</b>	22
<b>3.1.1.</b>	<b>Aspectos gerais e modalidades de geração distribuída vigentes no Brasil .....</b>	23
<b>3.1.2.</b>	<b>Direito de laje .....</b>	24
<b>3.1.3.</b>	<b>Procedimentos de regularização.....</b>	26
<b>3.2.</b>	<b>Aspectos técnicos .....</b>	27
<b>3.2.1.</b>	<b>Aferição dos parâmetros de geração .....</b>	27
<b>3.2.2.</b>	<b>Rendimento global do sistema .....</b>	30
<b>3.2.3.</b>	<b>Metodologia para cálculo da expectativa de geração .....</b>	30
<b>3.3.</b>	<b>Aspectos econômicos.....</b>	31
<b>3.3.1.</b>	<b>Definição do modelo de negócio .....</b>	32
<b>3.3.2.</b>	<b>Definição da estrutura da modelagem financeira:.....</b>	33

3.3.3.	Premissas para modelagem do caso base .....	34
3.3.4.	Definição da tarifa de energia atual do cliente.....	35
3.3.5.	Análise da qualidade do investimento e <i>Valuation</i> .....	36
4.	<b>ESTUDO DE CASO – GALPÃO LOGÍSTICO .....</b>	38
4.1.	Descrição do empreendimento .....	38
4.2.	Modelo de exploração da área de cobertura.....	41
4.3.	Definição das características da unidade consumidora .....	42
4.3.1	Definição da tarifa do cliente .....	42
4.4.	Definição das características da unidade geradora .....	43
4.4.1.	Características regulatórias .....	43
4.4.2.	Características técnica.....	44
4.4.2.1.	Fator de Capacidade.....	44
4.4.2.2.	Estrutura .....	44
4.5.	Premissas para a modelagem .....	53
4.6.	Metodologia para determinação do valor do aluguel .....	56
4.7.	Determinação dos cenários de avaliação.....	56
4.7.1.	Apresentação dos resultados .....	58
4.8.	Discussão de resultados .....	59
5.	<b>CONCLUSÃO .....</b>	61
	<b>Anexo 1 – Projeto do Galpão do estudo de caso.....</b>	64
	<b>Anexo 2 – Fluxos de caixa dos cenários estudados.....</b>	65



## 1. INTRODUÇÃO

Desde a década de 1990, os efeitos do aquecimento global alertaram o mundo sobre os problemas que um consumo sem um viés sustentável traria para a humanidade. Nesse contexto, a produção de energia, uma das tecnologias mais importantes da modernidade, e mais básicas para o desenvolvimento humano, se tornou também um problema para a sustentabilidade do planeta, dado que as fontes de energia mais utilizadas pela humanidade no mundo moderno produzem como produto gases responsáveis pelo efeito estufa.

Assim, formas de geração de energia mais sustentáveis passaram a ganhar destaque no cenário mundial. Nesse sentido, várias tentativas passaram a ser alternativas às mais poluidoras, principalmente os combustíveis fósseis. Assim, se desenvolveram biocombustíveis, aproveitamento de energia eólica, solar, das marés, nuclear, geotérmica e algumas formas que ainda são objetos de estudo, como o uso de nitrogênio como combustível para carros, que teria como produto secundário apenas água.

É importante frisar que mesmo as fontes renováveis de energia não possuem zero impacto ambiental. A produção dos elementos necessários para o processo também consome grande energia, e muitas vezes subprodutos que são de efeito negativo para o meio ambiente. Como exemplo, a produção de painéis solares fotovoltaicos necessita de grande temperatura para se trabalhar, normalmente, o silício, e esse processo é poluidor.

No entanto, ao se fazer a análise de toda vida útil dos elementos, seus efeitos são consideravelmente menores ao uso dos combustíveis fósseis. Devido a isso, essas formas de energia passaram a ser mais estudadas, a fim de se tornarem alternativas viáveis.

A energia solar, em particular, por muito tempo não conseguia ser competitiva, visto que o custo de produção dos módulos fotovoltaicos era extremamente caro. Porém, os avanços tecnológicos e o ganho de escala reduziram significativamente esses custos. Além disso, a crescente conscientização mundial da necessidade de preservação do meio ambiente, ratificada pela assinatura de acordos globais que estabelecem como meta, entre outros, a redução da emissão de gases do efeito estufa; fez que com que diversos governos, principalmente de países mais desenvolvidos, criassem formas de incentivo para o uso desse tipo de energia, seja na

produção ou importação dos equipamentos, ou vantagens tarifárias para o consumo da energia proveniente dessas fontes de "energia limpa".

No Brasil, o uso de energia solar vem crescendo exponencialmente, em vista de aproveitar o grande potencial solarimétrico do país. A menor radiação incidente no país, que ocorre no litoral do estado de Santa Catarina, ainda é comparável ao que ocorre nos maiores países da União Europeia, como Alemanha, Espanha e França, onde esse tipo de energia é amplamente utilizada. Apesar do alto potencial, em junho de 2019 a energia solar ainda era responsável, apenas por cerca de 1,3% da matriz energética nacional, enquanto usinas termoelétricas, principais poluidoras, são responsáveis por aproximadamente 24,5% da energia nacional (em junho de 2019).

Em 2012, o país deu um grande passo em direção à ampliação do uso de energia solar ao regularizar a situação da geração distribuída pela Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2012) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Por meio de um sistema de créditos de energia, a agência reguladora criou um benefício ao uso desse tipo de energia. Outro fato importante é a descentralização da produção de energia, que é responsável por diminuir os custos totais de consumo de energia, já que como a fonte geradora fica mais próxima das áreas consumidoras, os custos com transmissão de energia tendem a diminuir.

Dado às vantagens financeiras, ambientais e um ambiente jurídico mais sólido, a geração distribuída no Brasil vem crescendo exponencialmente. Segundo dados da ANEEL, desde a segunda regulamentação feita pela agência em 2015 (Resolução Normativa 687), o número de conexões no sistema cresceu mais de 80 vezes, chegando a um total de cerca de 83 mil conexões já registradas pela agência.

Segundo o Ministério de Minas e Energia, como divulgado no Plano Decenal de Energia 2027 (Ministério de Minas e Energia, 2017), a geração solar distribuída deve alcançar valores próximos a 10GW de potência instalada em 2027, contra cerca de 880MW dos dados atuais, refletindo uma taca composta de crescimento anual de 35,2%. Vale ressaltar que pelas projeções feitas pelo mesmo estudo em 2017 apontavam que a potência ao final de 2019 alcançaria 850MW de potência instalada, valor já superado na metade do ano. O Gráfico 1 a seguir mostra a expectativa de crescimento de energia solar distribuída.

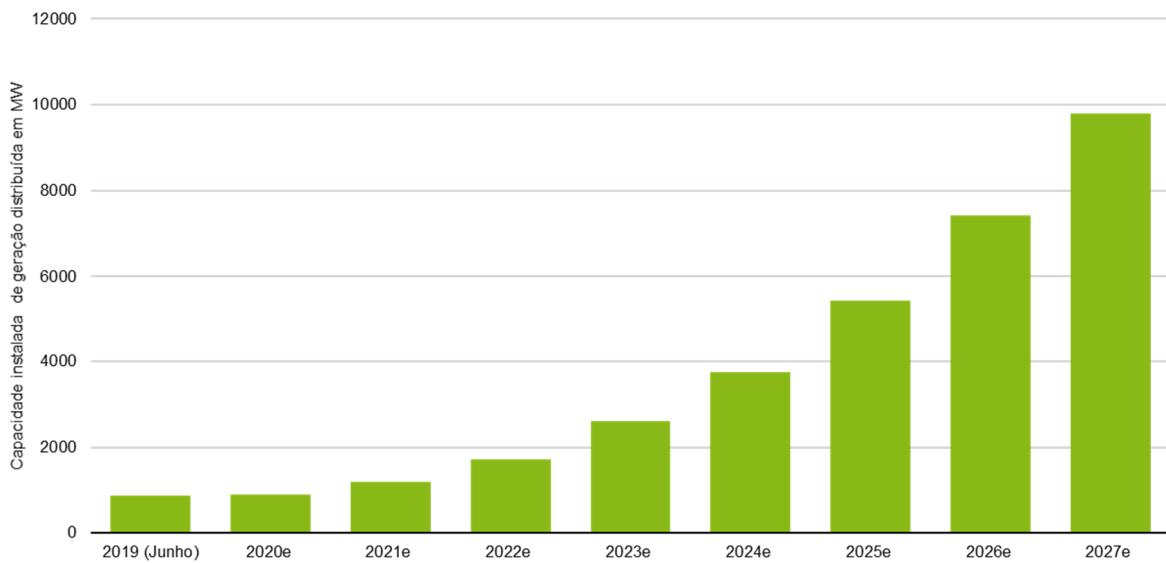


Gráfico 1 – Histórico e expectativa de crescimento de energia solar distribuída – Fonte: PDE 2027

Nesse contexto, áreas antes totalmente não aproveitadas passaram a ter um potencial produtivo. Principalmente edificações mais horizontais, onde a relação área de cobertura por área construída tende a ser maior, ou seja, o potencial de geração tende a ser maior, sendo benéfico tanto para o atendimento da demanda local, quanto para uma possível geração para terceiros. Lajes de telhado e coberturas de estacionamento são atualmente as áreas mais utilizadas para a geração distribuída de energia solar, principalmente em estabelecimentos com alto consumo de energia, como supermercados. No entanto, áreas com grande potencial produtivo ainda não são aproveitadas, como coberturas de ginásios, arenas, galpões, lojas de departamento, shopping-centers, entre outros.

O potencial de geração, no entanto, ainda abre margem para maior crescimento. No Brasil, segundo a Associação Brasileira de Supermercados (ABRAS), em 2018 o país alcançou o número de 89673 lojas de supermercados no país, com uma área total de 22,2 milhões de metros quadrados. Uma parte significativa dessas lojas se encontram em locais que não abrem possibilidade para a instalação de painéis fotovoltaicos, como dentro de shoppings. No entanto, é de se esperar que a maioria desses estabelecimentos dispõe de grandes áreas, tanto em lajes quanto em coberturas de estacionamento que poderiam receber a instalação de painéis.

Ainda, um dos maiores potenciais a ser explorados são os telhados de galpões logísticos. Normalmente, esses locais se encontram fora dos centros de grandes centros urbanos, o que implica em uma alta exposição ao sol e poucas sombras geradas por edificações ao redor. Ainda, por terem grande necessidade de espaço e rápida movimentação, usualmente são espaços horizontais e de grande porte. Segundo a consultoria imobiliária JLL, em 2017 o país possuía 38,9 milhões de metros quadrados de galpões logísticos, o que se traduz em um imenso potencial de geração ainda pouco explorado no país.

Apenas com dois tipos potenciais de edificações a serem exploradas, supermercados e galpões logísticos, se tem um total de metros quadrados potencialmente exploráveis de mais de 60 milhões de metros quadrados pelo Brasil. Além disso há grande área disponível em coberturas de *shoppings centers* que podem ser exploradas para geração distribuída. Portanto, é pertinente a análise do potencial produtivo dessas áreas, visto a sua atual baixa utilização, bem como o tamanho expressivo.

Outro aspecto importante é a penetração desse tipo de sistema nas diferentes regiões do Brasil. Possuem um diferencial competitivo para geração distribuída os Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) que determina:

Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Este é o caso dos estados líderes nacionais em capacidade instalada de geração distribuída: Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo, além de outras Unidades da federação. No entanto, principalmente as regiões Nordeste e Norte, tem baixa penetração de geração distribuída; em contraste aos altos índices de incidência solar na região na primeira. Sugere-se assim, um grande potencial de expansão da geração distribuída, para a região Nordeste.

No entanto, é necessário considerar que a ANEEL discutiu durante o ano de 2019 mudanças regulatórias para o sistema de compensação de créditos de energia, tornando o negócio de geração distribuída menos atraente, porém não o inviabilizando.

Cabe dizer que até Janeiro de 2020 a ANEEL não se posicionou sobre qual será a mudança a ser implementada, porém cabe dizer que, qualquer instalação de geração distribuída anterior à publicação da regulamentação deverá ter seu direito adquirido preservado por alguns anos. A Figura 1 a seguir mostra a geração distribuída por potência instalada nos estados brasileiros.

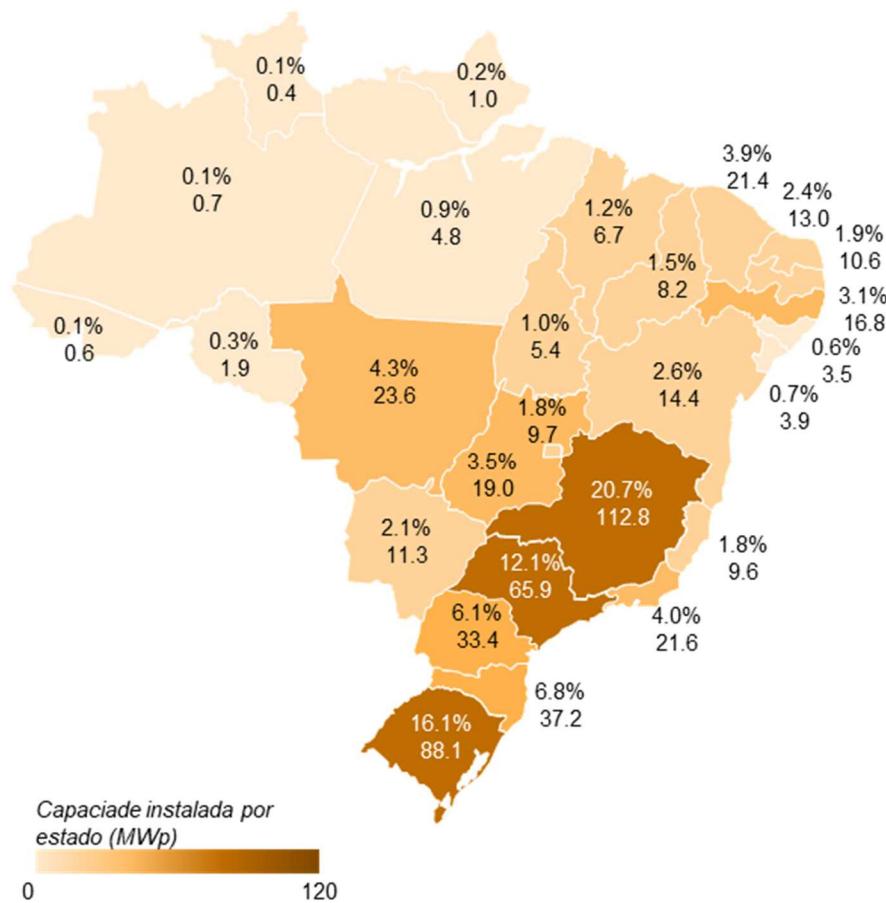


Figura 1 - Geração distribuída por potência instalada - Fonte: Aneel, 2019

## 1.1. Objetivo

Ao passar a ter um potencial produtivo para geração solar distribuída, as áreas de coberturas de edificações, antes sem potencial exploratório, passam a deter algum valor econômico, pois podem ser alugadas ou vendidas a empreendimentos de geração distribuída.

Sendo assim, esse trabalho de conclusão de curso tem como foco validar, por meio de um estudo de caso, a utilização das áreas de cobertura de edificações para

uma empresa investidora em geração distribuída e mensurar a geração de valor na ótica de empreendedores imobiliários advindo da locação destas áreas, hoje, subutilizadas. Por meio da instalação de sistemas de geração fotovoltaica para o negócio de geração distribuída, seja para o consumo da própria edificação ou para exportar a energia a um terceiro consumidor.

## 1.2. Metodologia

Para o desenvolvimento do trabalho foi realizada uma revisão bibliográfica que envolve o estudo do funcionamento das células fotovoltaicas, dos tipos de sistemas e das tecnologias disponíveis baseadas no livro Energia solar Fotovoltaica (VILLALVA, 2015) e no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CRESESB, 2014), além disso, foi feita uma análise do potencial brasileiro para a geração fotovoltaica por meio dos dados solarimétricos. Para este estudo da irradiação solar foram utilizados dados solarimétrico de São Paulo, Brasil, a partir da base de dados da CRESESB (CRESESB, 2019). Os mecanismos de incentivo à geração distribuída no Brasil, como o sistema de compensação de créditos estabelecido pela ANEEL e a legislação brasileira também foram alvos da revisão bibliográfica deste trabalho.

Os tipos de empreendimentos que serão alvos das análises neste trabalho são os edifícios comerciais da tipologia de galpões logísticos, pois suas principais características são sua grande área de laje livre e o baixo consumo de energia elétrica, condições julgadas como favoráveis para que a presente análise.

Para a análise dos sistemas serão utilizadas algumas premissas, retiradas de literaturas como (C. Whitaker, 2011) e (M. Culligan, 2007) que serão desenvolvidas ao longo deste trabalho, como o tipo de sistema, os equipamentos e a disposição dos painéis fotovoltaicos pela laje. Com isso e alguns dados específicos da localização do edifício teremos uma capacidade de geração estimada para cada metro quadrado de laje disponível.

Além do viés de viabilidade técnica da instalação de painéis solares, será abordado também, a questão econômico-financeira, que busca validar este tipo de investimento. Uma vez que é necessário um aporte de capital inicial importante para este tipo de solução para consumo de energia, é possível adotar métricas de rentabilidade

capazes de balizar a tomada de decisão de investir ou não em geração distribuída, em comparação ao padrão de investimento sem risco.

O estudo será apoiado em um caso de um galpão logístico desenvolvido para terceiros. Deste estudo de caso, busca-se a resposta da quantificação da geração de valor que surge da exploração das áreas, hoje subutilizadas. Na Figura 2 a seguir há um resumo da metodologia deste trabalho.

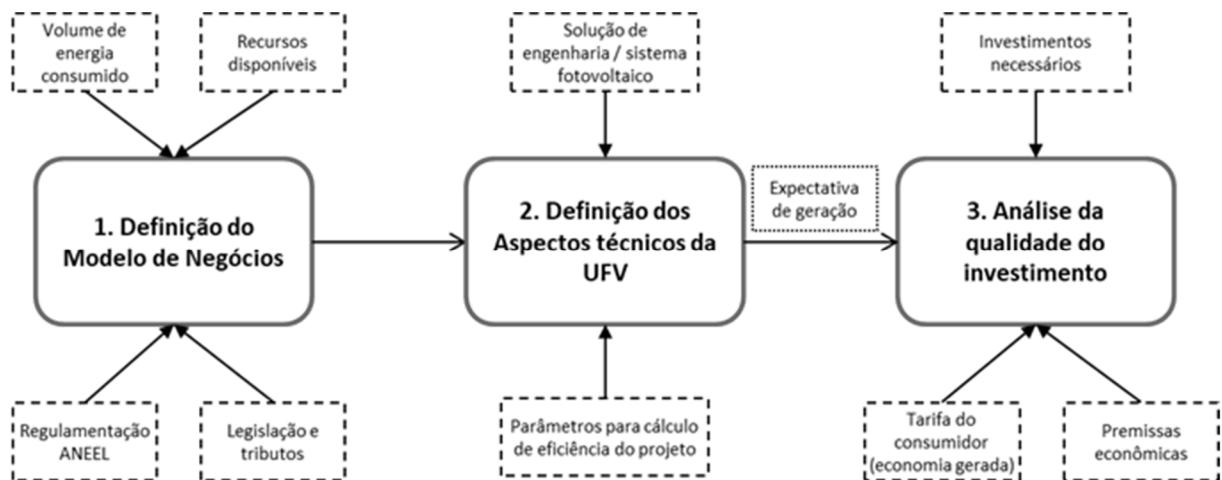


Figura 2 - Resumo da metodologia do trabalho. Fonte: autores

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A principal contribuição da fundamentação teórica para o trabalho é colaborar para o entendimento da tecnologia e do mercado de geração distribuída. Ao detalhar o funcionamento da solução fotovoltaica e os diversos tipos de tecnologia que a compõem, a fundamentação teórica permite o embasamento para a escolha da solução técnica do sistema fotovoltaico.

Além disso, pretende trazer conceitos para balizar a análise do investimento e relacionar a geração fotovoltaica distribuída com o ambiente do Real Estate.

### 2.1. Breve histórico

Segundo o (CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014), o efeito fotovoltaico foi descoberto pelo físico experimental francês Edmund Becquerel em 1839, quando fazia estudos com filme de selênio depositado sobre um substrato de ferro, o cientista observou a diferença de potencial criada no material semicondutor quando se tinha incidência de luz. Em 1876, foi montado o primeiro módulo de conversão de energia, porém apenas em 1956 começou a produzir tais módulos industrialmente.

O desenvolvimento dessa tecnologia se deu principalmente com o impulso gerado pela corrida espacial durante o período da Guerra Fria, pois o uso de módulos fotovoltaicos ampliava a vida útil de satélites e sondas, que não mais dependiam inteiramente de baterias. O alto custo desta tecnologia, porém, inviabilizava o seu uso em larga escala.

Na década de 70, a crise energética criada pelo corte de fornecimento no petróleo por países do Oriente Médio fez com que o mundo buscasse novas formas de energia, o que impulsionou os estudos dos módulos fotovoltaicos. No entanto, esta tecnologia ganhou ainda mais destaque com os esclarecimentos sobre o aquecimento global nas décadas de 90 e 2000, pois a energia fotovoltaica é uma fonte considerada ambientalmente amigável. Assim, o desenvolvimento tecnológico, somado à ampliação dos mercados consumidores, fez com que os custos baixassem

consideravelmente e tornasse a energia fotovoltaica uma solução economicamente viável.

Atualmente, no Brasil a energia fotovoltaica vem ganhando importância no cenário nacional, tanto em geração centralizada, quanto em geração distribuída. Hoje, segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2019), esse tipo de energia é responsável por 1,2% da matriz energética nacional, com 2.084 MW de potência instalada de geração centralizada, e mais cerca de 3.700 MW já contratados que entrarão em operação até 2022. Há ainda 735 MW de potência instalada em sistemas de geração distribuída.

## 2.2. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica

O efeito fotovoltaico ocorre em materiais chamados de semicondutores, que se caracterizam pela presença de banda de valência (com presença de elétrons) e banda de condução (“vazia”). Quando incidido por fôtons com energia maiores que o *gap* necessário para a mudança de camada, os elétrons da banda de valência se excitam e migram para a banda de condução. Esta aceleração das cargas numa região onde o campo elétrico é diferente de zero gera uma corrente elétrica, e uma diferença de potencial associada, o que gera o chamado efeito fotovoltaico. A Figura 3 a seguir ilustra o funcionamento de uma célula fotovoltaica.

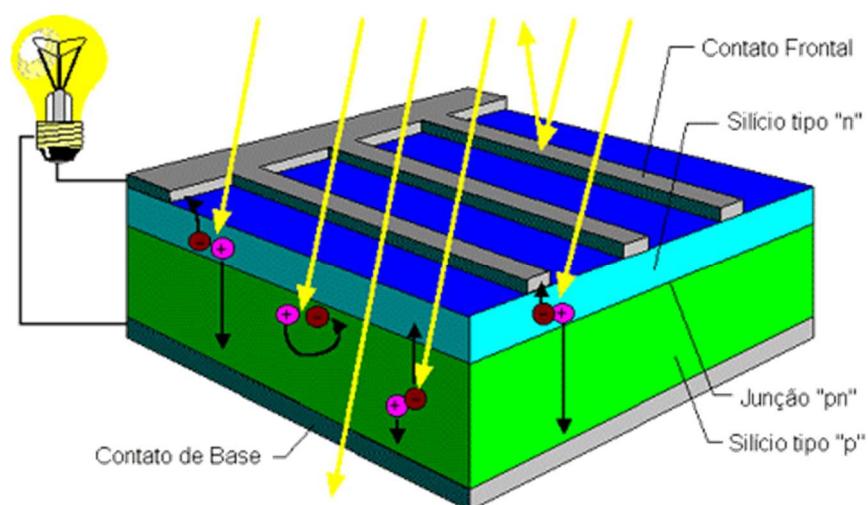


Figura 3 - Célula fotovoltaica - Fonte: CRESESB

O material mais utilizado como semicondutor para se fazer a conversão de energia é o silício. Seus átomos possuem 4 elétrons que se ligam aos vizinhos formando uma rede cristalina. O semicondutor deve ser disposto em duas camadas, uma chamada tipo “n”, doadora de elétrons, e outra tipo “p”, receptora.

Para se construir tais camadas, uma técnica comum utilizada nas células fotovoltaicas é a dopagem do material. Utiliza-se um dopante<sup>1</sup> “n”, (como o fósforo), que possui 5 elétrons de ligação, deixando um elétron livre na camada de valência, enquanto na camada de condução se faz a dopagem com átomos com três elétrons de ligação (como o boro), constituindo um material aceitador de elétrons.

### 2.3. Tipos de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são classificadas principalmente considerando o material pelo qual é formada. A eficiência de conversão de energia das células está intimamente ligada ao material utilizado. O uso final dos módulos também influencia no tipo de material usado, pois há a possibilidade, por exemplo, de constituir as células em filmes flexíveis, que garantem maiores disponibilidades de alocação e arranjo dos sistemas.

Como já mencionado acima, o material mais utilizado na fabricação das células fotovoltaicas é o silício, em suas diferentes formatações. Quanto mais puro e com configuração cristalina, o silício possui uma melhor eficiência, porém o custo associado ao processo de fabricação também aumenta.

O silício monocristalino (c-Si) foi historicamente o material mais utilizado na fabricação dos painéis. Atualmente possui uma taxa de conversão entre 15 e 21% (Sowmy, 2019) e ainda tem um alto custo de fabricação, principalmente devido a um elevado grau de pureza do material que se é necessário para o processo. Na Figura 4 a seguir é ilustrada uma célula fotovoltaica de silício monocristalino.

<sup>1</sup> O dopante é o material que facilita a transferência de elétrons entre as bandas

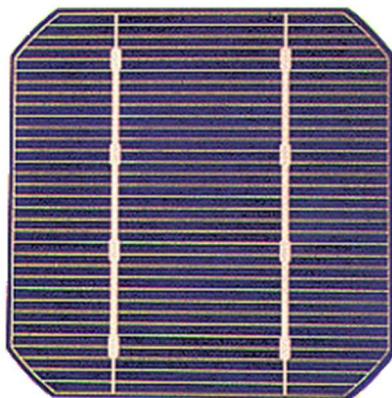


Figura 4 - célula de silício monocristalino - Fonte: CRESESB

Outra formatação do silício que atualmente é largamente utilizada, principalmente devido ao seu menor custo de produção, é o policristalino, conforme ilustrado na Figura 5. Hoje, esse tipo de material detém mais de 50% da fabricação mundial, e pode ser produzido em fitas (Sowmy, 2019).

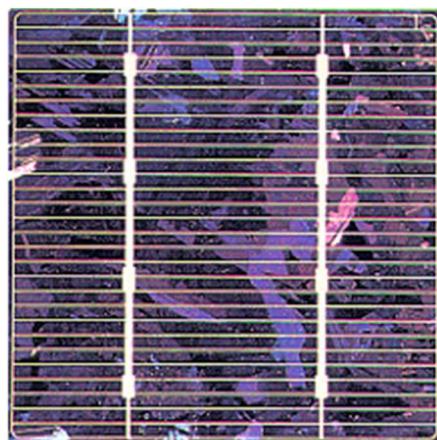


Figura 5 - Célula de silício policristalino – Fonte: CRESESB

O silício ainda pode ser produzido em sua constituição amorfa (Figura 6), no qual o silício é depositado em filmes finos em um substrato que pode ser formado por diferentes materiais, dependendo da necessidade. Assim, é possível construir painéis finos, leves, flexíveis e em diferentes formatos, sendo que um dos usos deste tipo de módulo é, por exemplo, para revestimento de estruturas (Sowmy, 2019).



Figura 6 - Célula de silício amorfo - Fonte: CRESESB

## 2.4. Principais componentes do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico pode ser alterado de acordo com a maneira que o mesmo será aplicado. Nos tópicos a seguir são apresentados os principais componentes a serem utilizados no sistema.

- Módulo fotovoltaico: composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir corrente e tensão suficientes para utilização da energia, as células, conforme explicado anteriormente, tem a função de converter energia solar em energia elétrica. (CRESESB, 2019)

- Díodo de desvio ou díodo *by-pass*: devem ser instalados nas caixas de conexões dos módulos e conectados em paralelo e com polaridade inversa com um conjunto de células fotovoltaicas em série, sua função é evitar que ocorram os chamados “pontos quentes”, quando uma ou mais células recebe menos radiação solar que as outras da mesma associação, produzindo assim um calor intenso sobre a célula afetada e podendo chegar a fusão de polímeros e metais (CRESESB, 2019).

- Díodo de bloqueio: utilizados em conexões de módulos ou conjunto de módulos conectados em série em paralelo, sua função é impedir fluxos de corrente no sentido oposto, por exemplo de módulos com maior tensão para módulos com menor tensão ou corrente derivada da rede de distribuição (CRESESB, 2019)

- Inversor: tem a função de fornecer energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de energia elétrica de corrente contínua. (CRESESB, 2019)

## 2.5. Tipos de sistema fotovoltaicos

Existem duas configurações para sistemas fotovoltaicos, abaixo estão descritos os tipos e suas principais características.

### 2.5.1. Sistema isolado (off-grid)

O sistema *off-grid* é caracterizado por ser um sistema sem vínculo com a rede pública de distribuição de energia elétrica, por esse motivo, necessita além do módulo fotovoltaico, do controlador de carga e do inversor, de um sistema de armazenamento de energia elétrica, afim de suprir a demanda de energia nos momentos em que os módulos fotovoltaicos não são capazes de produzir a quantidade de energia demandada. Nesse caso, durante o dia os painéis geram energia elétrica e carregam as baterias com o restante de energia que não está sendo consumida pelo sistema. As baterias devem ser dimensionadas para uma total autonomia do sistema conforme for o tamanho da demanda do sistema (VILLALVA, 2015). A Figura 7 a seguir ilustra um sistema *off-grid*.



Figura 7 - Sistema off-grid - Fonte: Villalva

### 2.5.2. Sistema conectado (*on-grid*)

Diferentemente do sistema isolado, o sistema *on-grid* é conectado e opera em paralelo com a rede pública de distribuição de energia elétrica, nesse caso não tem um sistema de armazenamento próprio para a energia excedente produzida nos módulos fotovoltaicos durante o dia, conforme ilustrado na Figura 8, o que ocorre é que esse excedente é entregue à rede de distribuição e pode ser utilizado posteriormente, quando a produção de energia pelos módulos não for suficiente para suprir a demanda, sendo assim, podemos observar que a rede funciona como um sistema de armazenamento.

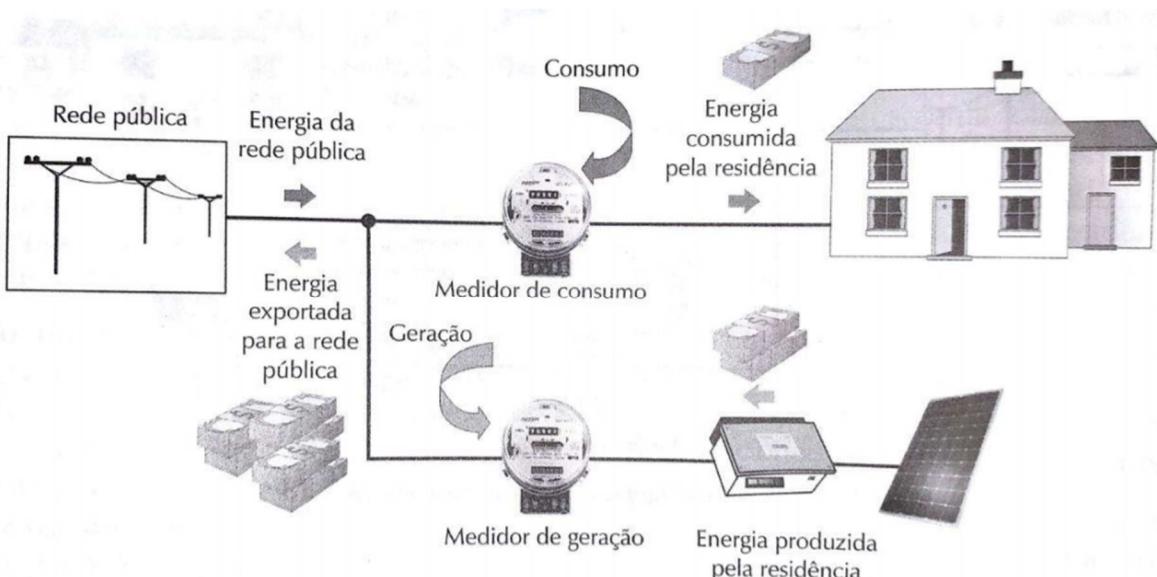


Figura 8 - Sistema on-grid - Fonte: Villalva

Para o sistema on-grid o inversor deve, além de alterar o tipo de corrente, deve atender à norma ABNT NBR 16149:2013, que estabelece parâmetros como: faixas de variação de frequência e tensão, fator de potência, entre outras (CRESESB, 2019)

Outro componente indispensável no sistema on-grid é o medidor de energia. Segundo a COPEL – Especificação Técnica para Medidor Eletrônico Bidirecional – ETC 4.15, de março de 2019, o medidor deve medir e registrar a energia ativa em ambos os sentidos de fluxo, totalizando-a em diferentes totalizadores.

## 2.6. Análise do mercado de geração distribuída

O mercado de geração distribuída no Brasil está vivenciando uma fase de vertiginosa expansão. Ainda incipiente, ele surgiu graças à nova regulamentação da ANEEL, REN 482 de 2012 e foi potencializado pelas novas regulamentações da REN 687 de 2015. Soma-se ao agente regulador, o grande avanço da tecnologia que vem reduzindo vertiginosamente os custos da tecnologia solar fotovoltaica. Com a colaboração desses dois fatores, a partir de 2012 e especialmente, nos últimos anos a Geração Distribuída vem se tornando uma alternativa cada vez mais utilizada no país.

No Brasil, a maioria dos consumidores participam do mercado cativo de energia, por uma questão de consumo mínimo, ou seja, compram energia de uma distribuidora. Os preços cobrados pela energia por essas empresas, regulado pela ANEEL em regime de monopólio natural, são extremamente elevados. Tal conjuntura faz com que haja espaço para a geração distribuída se desenvolver, por gerar benefícios, não somente ambientais, mas também econômicos a quem instalar um sistema.

Outro fator que colabora para o crescimento da potência instalada em geração distribuída fotovoltaica é a grande incidência solar no país, tornando o sistema mais eficiente e requerendo menos investimentos para uma geração mensal de energia.

A REN 482 da ANEEL estabeleceu que a geração distribuída poderia ocorrer, entre outras fontes, por geração fotovoltaica, em parques geradores de capacidade instalada de até 5 MW (com algumas subcategorias). Além disso criou o sistema de compensação de energia elétrica, que permite utilizar a rede distribuidora como "bateria", depositando a energia gerada, quando não consumida e se creditando dela para consumos futuros em um período de até 60 meses (conforme revisão na REN 687). Tal conformação gera benefícios ao sistema elétrico nacional por aproximar a geração da carga, aliviar a pressão sobre o sistema centralizado e diminuir o custo marginal de expansão; mas acima de tudo, gera benefícios aos consumidores cativos, que podem economizar em sua conta de energia.

Para a geração distribuída é possível produzir a energia junto à unidade consumidora, ou ainda, remotamente, no entanto o sistema de compensação financeira se altera para as modalidades na questão de tributária; já a parte de compensação de tarifa de energia, ainda hoje, não, pois a energia injetada na rede é valorada à tarifa cheia. Essa maneira de valoração deve passar por revisão no futuro próximo, conforme

previsto pela ANEEL, para equilibrar os custos X benefícios da expansão da Geração Distribuída; porém esse não é um tópico de estudo no presente trabalho.

A questão tributária está ligada à incidência de tributos, PIS/COFINS e ICMS sobre as parcelas da tarifa cobrada pelas distribuidoras. A mesma é constituída por duas partes: i) tarifa de uso do sistema de distribuição (33%) e ii) tarifa de energia (43%); sempre acrescidas de impostos (24%).

A resolução 16 de 2016 do Conselho Nacional de política fazendária (CONFAZ) definiu em alguns estados (SP, ES, PR, etc.) que as centrais de geração distribuída remotas ou *in-loco*, com geração e consumo de mesma titularidade, desde que, com potência instalada inferior a 1 MWp tivessem isenção de ICMS sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão (TUSD/ TUST) da energia injetada na rede, mas não sobre a Tarifa de Energia (TE). Sendo assim, da energia que é injetada na rede, a única parte que não se compensa, desde que se enquadre na resolução do CONFAZ, é o ICMS sobre a TE. Cada distribuidora de energia possui um valor para TE e cada estado um valor de ICMS. Aqui cabe ressaltar que Minas Gerais isenta o ICMS sobre a TUSD e a TE para qualquer empreendimento de geração distribuída, ou seja, até 5 MWp; aumentando a atratividade desse tipo de investimento no estado.

O mercado de geração distribuída é heterogêneo, devido a 3 fatores relacionados à exposição acima: (i) um país de grande extensão territorial com diferentes incidências solares nos diferentes estados; (ii) cada estado estabelece sua política tributária para a geração distribuída, quanto ao ICMS e (iii) os diversos preços da tarifa de energia praticados pelas distribuidoras, que podem varia de R\$550,00/MWh a R\$1000,00/MWh. Sendo assim, a atratividade de um empreendimento de geração distribuída varia muito conforme o estado e à área de concessão, sendo mais atrativo em estados com política fiscal mais favorável, custo de energia mais alto e altos índices de incidência solar. Por esses fatores, Minas Gerais é o estado com o maior número de instalações e o produto de Geração distribuída, depende das condições de onde está instalado, não se pode homogeneizar para todo o território nacional. No caso do presente trabalho, será estudada a situação da cidade de São Paulo e sua região metropolitana.

O mercado de geração distribuída cresce fortemente, pois se tornou uma grande oportunidade de negócios; seja para consumidores de energia com capital

disponível para investir em um sistema fotovoltaico ou não. Além de haver muitos financiamentos para esse tipo de empreendimento, a custos baixos, que permitem ao consumidor instalar em sua residência/empresa, sem dispor de todo o capital; há inúmeras empresas que vem atuando no mercado de geração distribuída. Desde players especializados, até grandes multinacionais do setor elétrico tradicional, vem oferecendo a clientes um modelo de negócio que lhes garante uma porcentagem de desconto frente à tarifa da distribuidora praticada atualmente e o cliente não precisa investir capital para construir o sistema. A empresa se responsabiliza pela construção e operação do parque gerador, seja no terreno do cliente ou remotamente. Esse último modelo de negócios garante que qualquer consumidor que se interesse por esse tipo de geração consiga colher benefícios e ainda garante bons níveis de rentabilidade às empresas empreendedoras.

Por fim, pode-se dizer que o mercado da geração distribuída no Brasil vem crescendo pela: (i) regulamentação favorável, (ii) incentivos fiscais; (iii) redução de custos da tecnologia; (iv) grande incidência solar; (v) oportunidades de negócios rentáveis para financiar a expansão.

No futuro próximo, talvez algumas mudanças regulatórias ocorram e diminuam um pouco a atratividade desse tipo de empreendimento, mas ainda assim, será algo extremamente interessante. Sendo assim, há grande potencial a ser explorado e as previsões de expansão preveem um crescimento vertiginoso, a molde do que vem ocorrendo atualmente.

## 2.7. Geração distribuída e Real Estate

Pelas regras vigentes da ANEEL para geração de energia distribuída, uma restrição que é imposta para a geração remota, ou seja, quando a unidade consumidora e a unidade geradora não estão localizadas no mesmo local, é que ambas devem estar na área de atuação de uma mesma companhia de distribuição de energia.

Historicamente no Brasil, as distribuidoras de energia normalmente são responsáveis por grandes áreas de atuação, inclusive em cidades diferentes, muitas vezes distantes. No estado de São Paulo, por exemplo, uma única distribuidora é responsável por atender 7,2 milhões de unidades consumidoras em 24 municípios diferentes.

Essa longa extensão de área faz com que haja grandes discrepâncias entre valores de ativos imobiliários presentes numa mesma área de distribuição. Assim, atualmente, as empresas que atuam no país no mercado de geração distribuída remota usam da estratégia de buscar espaços em localidades onde o valor dos terrenos é menor para a construção dos pequenos parques solares que fornecem a energia, que muitas vezes é consumida em áreas mais nobres, onde a aquisição ou arrendamento de um terreno para esse tipo de geração seria extremamente inviável. Outro fator importante para decidir por certa localização, além do preço do terreno é a incidência solar da região; pois para um mesmo investimento em sistemas fotovoltaicos, onde há maior índice solarimétrico, mais energia será gerada.

Outro fator importante para decidir por certa localização, além do preço do terreno é a incidência solar da região; pois para um mesmo investimento em sistemas fotovoltaicos, onde há maior índice solarimétrico, mais energia será gerada e um alto fator de capacidade é imperativo para o resultado econômico de um investimento em geração de energia. Sendo assim, pode-se delimitar os estados com maior potencial de retorno pela Figura 9.

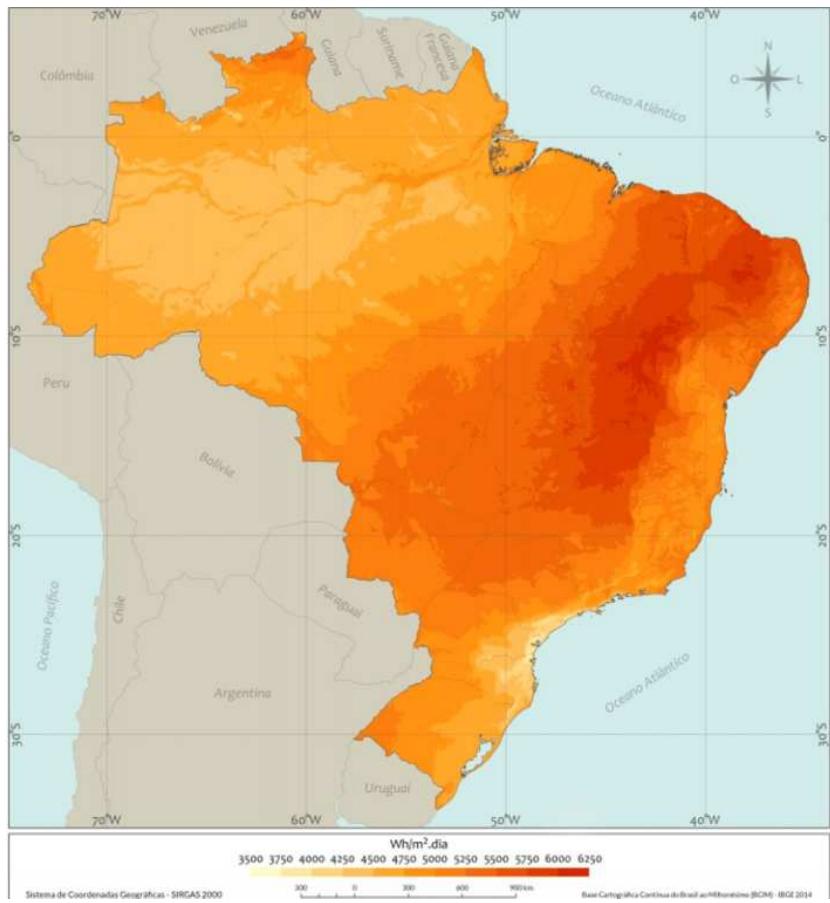


Figura 9 - Mapa solarimétrico brasileiro - Fonte: Atlas brasileiro de energia solar - 2a Edição, INPE 2017

No entanto, mesmo que tenham um custo menor, os terrenos localizados distantes dos centros urbanos geram outros custos além de seu valor intrínseco. Por exemplo, o próprio custo de construção dos parques tende a crescer dado que muitas vezes não se tem os insumos e/ou infraestrutura adequada para tal e também o custo de conexão da unidade geradora à rede de distribuição deve ser considerado para não inviabilizar o projeto. Além disso, durante a operação, aumentam-se os custos, principalmente devido ao deslocamento de equipes de operação e manutenção para esses locais. Ainda, a ANEEL determina que as unidades geradoras devem ser primeiramente cadastradas como unidades consumidoras. Assim, como normalmente se faz uso de terrenos sem qualquer construção prévia, há um custo de cadastramento desse terreno, bem como, e principalmente, o custo de ligação desses terrenos à rede de distribuição.

Levando em consideração a ainda crescente expansão urbana que os grandes centros passam no Brasil, é de se esperar que cedo ou tarde, tais terrenos

possuirão maior valor ou se tornem atrativos para atividades mais rentáveis. Assim sendo, surgirá a necessidade ou de se buscar locais ainda mais afastados, incrementando os custos acima mencionados, ou buscar áreas alternativas, mais próximas dos centros consumidores.

Nesse sentido, surge a ideia de aproveitamento de áreas antes não utilizadas, como telhados e coberturas. Assim, como antes introduzido, esses locais passam a ter um valor, dado que podem ter um potencial produtivo. Com isso, surge a necessidade de se pensar qual a melhor forma de aproveitar a disponibilidade desses locais, bem como a estratégia correta para monetizar e “incorporar” a geração de valor para empreendedores imobiliários.

## **2.8. A qualidade do investimento em geração distribuída**

A instalação de parques solares para geração distribuída ainda requer um montante de investimento que, em geral, não é trivial para o consumidor de energia, seja ele uma pessoa física (consumidor de pequeno porte) ou uma grande empresa. Sendo assim, para a tomada de decisão do investimento é importante que se analise se o mesmo faz sentido economicamente. Isto pois, apesar de sempre gerar um benefício ao consumidor, há alguns casos em que o retorno não se torna atraente frente outras oportunidades de investimento.

Para realizar essa análise da qualidade de um investimento é necessário utilizar conhecimentos de finanças, economia e contabilidade, pois estes estabelecem métricas quantitativas que possibilitam uma tomada de decisão criteriosa e com parâmetros bem definidos; ou seja, comparar a atratividade de dois investimentos distintos.

Para a análise da qualidade de investimentos, no presente trabalho, serão considerados os retornos frente ao investimento necessário, ou seja, o fluxo de recursos livres disponibilizados pelo projeto, a partir de indicadores de rentabilidade como a TIR (taxa interna de retorno) e do tempo de retorno do investimento (*Payback*). Segundo Rocha Lima, Monetti e Alencar em Real Estate: Fundamentos para análise de investimento *A Taxa de retorno, no conceito equivalente, para um fluxo básico de investimentos e retornos é aquela de uma operação virtual que produz, a cada unidade de tempo, os movimentos idênticos ao do fluxo, como se fosse representada por um*

*fundo de aplicações financeiras no qual o empreendedor investe seus recursos no regime dos Investimento e retira recursos - retorno - no regime dos Retornos.* Ainda definem que a TIR pode ser calculada pela seguinte expressão algébrica:

$$\sum_{j=0}^n \frac{Ij}{(1 + TIR)^j} = \sum_{j=0}^n \frac{Rj}{(1 + TIR)^j} \quad (1)$$

onde:

Ij é cada entrada de investimento no projeto;

Rj é cada saída de retorno do projeto e

n é o número de períodos do fluxo investimentos x retornos

Cada entrada de investimento no projeto é cada aporte de capital que o investidor tem de realizar para financiar os custos de implementação do sistema gerador de energia. Por sua vez, cada retorno é aferido pela diferença entre as receitas geradas pelo projeto e os custos (operacionais, financeiros e não operacionais) e despesas.

Ainda é possível balizar a atratividade do investimento pela análise do valor da oportunidade de investimento (VOI). Este é o valor à vista referente aos retornos, quando orientados à taxa mínima de atratividade.

Para aferir o retorno que o investimento gera e assim, obter o fluxo de entradas e saídas de caixa do investidor será elaborado um modelo de simulação para o projeto, que deve prever as transações durante o tempo e ainda diferentes cenários econômicos. O modelo deve enxergar o investimento de óticas distintas; em primeiro lugar pela lente da empresa investidora em geração fotovoltaica e que será a consumidora da energia gerada e depois para o empreendedor imobiliário que pretende alugar sua área de cobertura para a primeira. Para o investidor em geração distribuída, os custos se dividem entre os investimentos necessários para a implementação do sistema, ou seja, aquisição dos equipamentos e sua instalação, e também os custos de operação e manutenção, seguros e tarifa de uso do sistema de distribuição, bem como o aluguel a ser pago ao empreendedor imobiliário, objeto de estudo deste trabalho. Enquanto isso, tal investidor teria um resultado virtual representado pela economia no custo de energia pelo seu consumo. Para o locador, os custos seriam eventuais adequações da estrutura para a implantação do sistema de geração e suas receitas

seriam os aluguéis pagos pelo investidor pelo uso da cobertura, conforme esquematizado na Figura 10 abaixo.

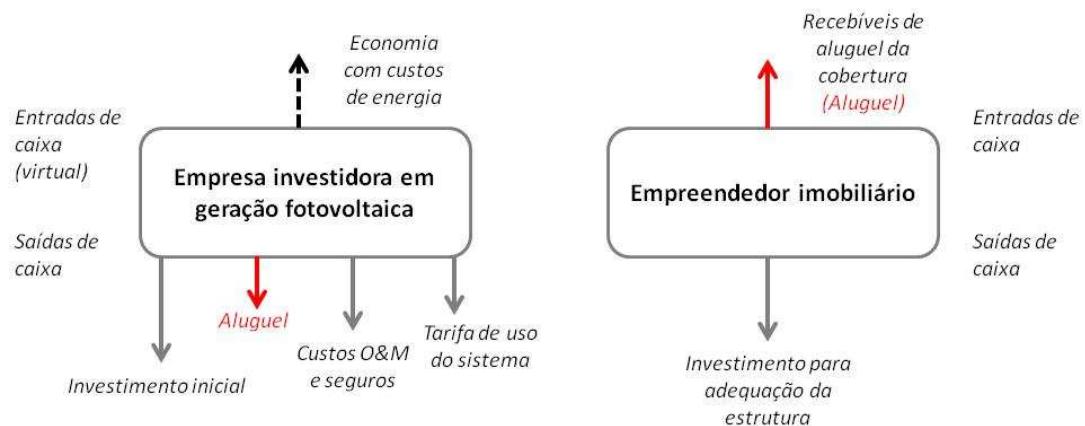


Figura 10 - Esquema de fluxo de caixa para stakeholders da geração distribuída e real estate

A construção da estrutura do Fluxo de Caixa do investimento depende do modelo de negócios utilizado, assim como os indicadores a serem adotados; a depender do *stakeholder* adotará diferentes indicadores e comparará com suas expectativas de retorno e atratividade.

Cabe dizer que o cenário de premissas que for escolhido é de grande importância para a análise da qualidade do investimento, pois, com um modelo de simulação flexível, é possível analisar diversos cenários com base na variação de cada uma das premissas que forem adotadas.

### 3. DIRETRIZES E RESOLUÇÕES PARA O NEGÓCIO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O item seguinte tem como função expor quais são os principais aspectos que devem ser analisados para um projeto de geração distribuída fotovoltaica, trazendo assim uma rotina de análise de negócios. Busca agregar o procedimento e o embasamento legal, bem como o procedimento de dimensionamento do sistema fotovoltaico.

#### 3.1. Aspectos legais e normativos

A descrição dos aspectos legais é importante por trazer a regulamentação de geração distribuída vigente no Brasil, o embasamento legal para a cessão de lajes para exploração e ainda os procedimentos necessários para a regularização de uma unidade geradora descentralizada.

### **3.1.1. Aspectos gerais e modalidades de geração distribuída vigentes no Brasil**

A principal novidade estabelecida para a geração distribuída é a instituição do sistema de compensação de energia elétrica. Foi estabelecido que, caso as unidades geradoras produzissem mais energia do que consomem, essa energia seria disponibilizada para a rede, gerando um crédito de energia. A ANEEL não permite a comercialização da energia gerada ou dos créditos, que só podem ser utilizados pelo mesmo ente jurídico (há uma exceção à regra, regulamentado pela ANEEL na RN687 que permite que a compensação de créditos em diferentes entes jurídicos, desde que os consumidores constituam um condomínio). Esses créditos possuem 60 meses de validade, e não há qualquer tipo de compensação ao gerador de energia caso eles se expirem.

Na atual formatação das normas sobre geração distribuída, há uma diferenciação entre mini e microgeração. Pela ANEEL, microgeração ocorre quando a potência instalada não supera o valor de 75kW, enquanto minigeração ocorre quando essa potência se encontra entre 75kW e 5MW.

Na prática, essa diferenciação se dá principalmente para facilitar o acesso a esse sistema para consumidores residenciais, que não terão potência para ser enquadrado como minigeração. Dado este fato, a ANEEL estabelece algumas diferenças básicas. Usuários classificados como minigeneradores são responsáveis por possíveis custos de melhoria do sistema de distribuição advindos da sua ligação na rede, bem como pelo sistema de medição da energia gerada/consumida, afim da quantificação dos créditos e/ou tarifa, enquanto para os microgeradores, a companhia de distribuição é responsável por essas tarefas.

Com a Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL, algumas alterações no texto original da Resolução Normativa 482/2012 foram feitas, principalmente tendo em vista que o resultado prático da antiga normativa não tinha sido efetivo. Foram estabelecidas, então, quatro modalidades de geração distribuída: (i) autoconsumo *in-*

*loco*; (ii) autoconsumo remoto; (iii) geração compartilhada; e (iv) geração com múltiplas unidades consumidoras.

Basicamente, autoconsumo *in-loco* é a modalidade mais simples, onde a energia é gerada e consumida pela mesma unidade consumidora registrada na companhia de distribuição, em um mesmo local.

As três demais modalidades são caracterizadas pela geração não ocorrer exatamente no local onde é consumida (com uma particularidade para geração com múltiplas unidades consumidoras, explicada a seguir). O autoconsumo remoto se diferencia da primeira modalidade pelo fato de as unidades geradora e consumidora estarem fisicamente separadas, e cada um ser uma unidade consumidora diferente registradas na companhia de distribuição. Assim, como se utiliza o sistema da companhia distribuidora, há necessidade de pagamento de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), mesmo na energia gerada pela unidade geradora.

A modalidade de geração compartilhada permite a criação de um consórcio, com diversas unidades consumidoras espalhadas geograficamente, com participação definida pelo próprio consórcio na quantidade de energia a ser compensada pela unidade geradora. Os mesmos encargos de TUSD se aplicam a essa modalidade.

A modalidade de geração com múltiplas unidades consumidoras foi criada para regularizar, principalmente a situação de condomínios. Nesses empreendimentos, o sistema de geração distribuída fica instalado em área comum, enquanto, a utilização de energia possui medição individualizada. Assim, essa modalidade permite a atribuição de uma porcentagem de créditos de energia a cada condômino, ou seja, é possível que a geração distribuída atenda somente as áreas comuns ou distribua-se igualmente a cada unidade do condomínio; cada um possui sua conta de energia. Apesar de a unidade geradora não ser a mesma unidade consumidora, aqui se trata de uma exceção à regra, conforme citado anteriormente, o consumo da energia gerada se dá sem os custos de TUSD, o que torna essa modalidade ainda mais interessante para condomínios. Esta foi uma exceção criada pela REN 687, na qual permite, apenas neste caso, que a unidade consumidora seja um ente jurídico diferente da unidade produtora.

### **3.1.2. Direito de laje**

Em 2016, a Medida Provisória 759 introduziu no país o que é conhecido como Direito de Laje, que determina:

O direito real de laje consiste na possibilidade de coexistência de unidades imobiliárias autônomas de titularidades distintas situadas em uma mesma área, de maneira a permitir que o proprietário ceda a superfície de sua construção a fim de que terceiro edifique unidade distinta daquela originalmente construída sobre o solo (...)

. Assim, o locatário do galpão não teria problemas em fazer uma sublocação de sua cobertura para uma atividade diferente da atividade fim do empreendimento. Da mesma forma, caso o próprio locador do galpão quisesse subdividir as locações da área e da cobertura, estaria também coberto legalmente para tal.

Na prática, o que ocorre é a liberação de seção da laje para o aproveitamento de terceiros. No âmbito deste trabalho, é importante salientar esta mudança na legislação, pois propomos a possibilidade de seção do espaço subaproveitado para a geração por terceiros

Pelas regras vigentes da ANEEL no presente momento para a geração distribuída, nas modalidades em que o consumo é remoto, como anteriormente dito, é necessário que o mesmo ente jurídico seja tanto gerador quanto consumidor. Assim, no âmbito deste trabalho, o Direito de Laje é essencial para sustentar a proposta de seção das áreas subaproveitadas para o aproveitamento de terceiros, uma vez que para ser viável a geração distribuída é necessário que o investidor em geração distribuída tenha o direito de laje da edificação onde instalará seu sistema fotovoltaico, por se tratar da modalidade remota. Por se tratar de uma legislação ainda em sedimentação, ainda há dúvidas sobre sua perenidade. Portanto, é necessário destacar o risco jurídico existente neste negócio, pois caso haja mudanças na legislação, o investidor poderá correr risco de perder o direito de uso das instalações, e consequentemente, de aproveitar a energia gerada por elas.

### 3.1.3. Procedimentos de regularização

Legalmente, a geração distribuída possui facilitadores que tem como intuito incentivar essa atividade econômica. Assim, é cada vez mais facilitado o desenvolvimento dessa solução energética.

Um ponto importante para modalidades com geração remota é que o parque gerador e a unidade consumidora devem estar registrados sob titularidade de um mesmo ente jurídico. Portanto, é necessário se fazer os registros corretamente para não se ter problemas ao licenciar para o uso da rede.

Como as unidades geradoras de geração distribuída são consideradas, normalmente, instalações de baixo impacto ambiental, por serem de pequeno porte (abaixo de 1 MW, em geral), elas são isentas de elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Muitos estados, como Goiás e Pernambuco, possuem licenças ambientais simplificadas, que já garantem as tradicionais licenças prévia, de instalação e operação em um só documento. Em São Paulo, o licenciamento é feito junto à Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), que emite também uma única autorização ambiental, que garante o direito desde a instalação até a operação.

Em vários estados da nação, como já citado no item 2.6, tem-se isenção de ICMS, com destaque para Minas Gerais. Em São Paulo, ambiente de análise deste trabalho, parques solares com menos de 1MW de potência instalada ganham isenção de ICMS sobre a energia fornecida pela distribuidora.

Há ainda a necessidade de solicitação de parecer de acesso, feito junto à distribuidora de energia. Uma das principais diferenciações entre micro e minigeração se dá nesse ponto, pois para empreendimento caracterizados como microgeradores, os custos de adequação da rede, se necessária, são de responsabilidade da distribuidora, enquanto minigeradores devem arcar com estes custos.

Em resumo, o procedimento de regularização legal deve primeiro passar por uma cuidadosa fase de registro, seguida de solicitação de licenças ambientais e por fim, solicitação do parecer de acesso.

### **3.2. Aspectos técnicos**

A definição dos aspectos técnicos é de grande importância para analisar um projeto, uma vez que estes podem garantir alta eficiência ao sistema ou não, sendo assim, vitais para a viabilidade do investimento e dimensionamento do parque gerador.

#### **3.2.1. Aferição dos parâmetros de geração**

Para calcular a expectativa de capacidade de geração de energia de um edifício primeiro serão definidos os parâmetros de geração, serão eles: i) irradiação solar; ii) área de telhado disponível; iii) parâmetros dos equipamentos utilizados. O escopo do presente trabalho se limita a analisar empreendimentos na cidade de São Paulo, no entanto cabe dizer que a rotina detalhada abaixo poderia ser aplicável a qualquer localização.

##### **i) Irradiação Solar:**

Os dados de irradiação solar diária média podem ser obtidos através de diversos softwares ou estudos realizados para a região estudada, com isso se calcula a quantidade de Horas de Sol Pico (HSP), que é igual ao valor de irradiação solar média diária.

##### **ii) Área de telhado disponível**

A Área Disponível de Telhado (*ADT*) é o coeficiente que relaciona a área total de telhado (laje) disponível no edifício e área máxima de painéis fotovoltaicos que podemos instalar no mesmo.

Para edifícios com lajes planas, a disposição dos módulos fotovoltaicos geralmente se dá por fileiras posicionadas em paralelo, todas com a sua face apontada para o norte (em casos de o local de estudo ser no hemisfério Sul). Como há diversas séries de módulos em paralelo, há o problema do sombreamento de uma série na outra, que é inevitável em arranjos com mais de uma série.

O coeficiente de recuo (*SBR*) é definido pela distância horizontal entre as séries dividido pela distância vertical entre o ponto mais alto do módulo e a laje (ilustrada na figura a seguir). O coeficiente *SBR* é no mínimo 2:1 em regiões ensolaradas e com baixa latitude, já em regiões com uma latitude mais alta e nubladas, esse coeficiente sobe para 3:1, que é normalmente utilizado por diversos autores em pesquisas e é o valor que assumiremos neste trabalho (C. Whitaker, 2011). Para lajes com múltiplas séries, pode-se relacionar o coeficiente *ADT* com o coeficiente *SBR* pela equação (2) a seguir:

$$ADT = (\cos \beta + SBR * \sin \beta)^{-1} \quad (2)$$

$$SBR = \frac{b}{a} \quad (3)$$

onde:

*ADT* representa a área disponível de telhado;

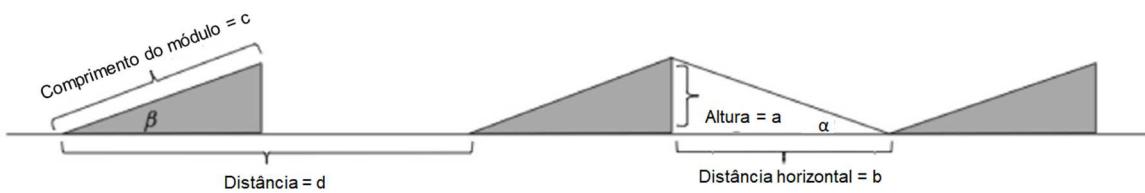
*SBR* o coeficiente que relaciona as distâncias;

*b* é a distância horizontal entre os módulos em metros;

*a* é a altura do ponto mais alto do módulo em relação a sua base, em metros e

$\beta$  é o ângulo de inclinação dos módulos em relação à horizontal

Algumas variáveis definidas acima estão ilustradas na Figura 11



Para um melhor aproveitamento da incidência nos painéis fotovoltaicos, é

Figura 11 - Diagrama esquemático sobre a distribuição de séries de módulos fotovoltaicos em lajes planas. Fonte: C. Whitaker (Adaptado)

importante que seu ângulo de inclinação aproxime o ângulo de incidência dos raios solares na superfície do módulo à zero. Para esse ângulo ser próximo ou igual à zero,

cada região da superfície terrestre demanda uma inclinação diferente que varia de acordo com a latitude. Na Tabela 1 é possível observar o ângulo de inclinação  $\beta$  recomendado de acordo com a latitude do local e na Tabela 2 a relação entre a inclinação  $\beta$  e o coeficiente ADT.

Latitude	Inclinação Recomendada dos Módulos (°)
0° à 10°	$\beta = 10°$
11° à 20°	$\beta = \text{latitude}$
21° à 30°	$\beta = \text{latitude} + 5°$
31° à 40°	$\beta = \text{latitude} + 10°$
41° à 50°	$\beta = \text{latitude} + 15°$

Tabela 1 - Inclinação recomendada dos painéis fotovoltaicos. Fonte: (VILLALVA, 2015)

Inclinação Módulos (°)	ADT
0	1
5	0,8
10	0,66
15	0,57
20	0,51
25	0,46
28	0,44

Tabela 2 - Relação entre a inclinação  $\beta$  e o coeficiente ADT

Empiricamente, os arranjos de módulos fotovoltaicos são inclinados na angulação apropriada para minimizar o efeito de sombreamento entre os painéis. Quanto maior for a inclinação do painel, maior será a demanda por espaço da laje, o que implica diretamente no decréscimo da *ADT*. De acordo com (VILLALVA, 2015), a inclinação recomendada para painéis solares varia de acordo com a latitude do local estudado. O valor da *ADT* calculada diminui conforme aumentamos a angulação do arranjo, porém com a angulação ideal temos uma melhor eficiência dos painéis, para cada caso existe uma melhor *ADT* para que se possa aperfeiçoar o sistema, sendo assim não se pode definir um valor de *ADT* ideal.

### iii) Parâmetros dos equipamentos utilizados

Em termos gerais cada projeto tem uma demanda específica e não se pode definir algum equipamento como solução específica, sejam eles os módulos, inversores ou qualquer outro componente. Neste trabalho será abordado no estudo de caso a definição de equipamentos a fim de propor uma solução para o caso estudado.

### 3.2.2. Rendimento global do sistema

O rendimento global que é a eficiência considerando as perdas do sistema (cabeamento, inversor, temperatura, etc.). A partir das singularidades de cada sistema é possível estimar seu rendimento e assim definir qual será o fator aplicado capacidade de produção dos módulos.

### 3.2.3. Metodologia para cálculo da expectativa de geração

Para o cálculo da expectativa de capacidade de geração de energia do edifício serão utilizados os parâmetros definidos na seção 3.2.1.

A potência de pico instalada ( $FV$ ) de um telhado qualquer, seja de residência, de comércio ou de galpões pode ser definida pela equação (4) a seguir:

$$FV = \text{área de telhado} * ADT * \frac{x}{y} \quad (4)$$

onde:

$FV$  é a potência de pico instalada, em kWp;

$x$  é a potência de pico do módulo e

$y$  é a área do módulo.

Sendo assim, a capacidade diária média de geração de um telhado, em kWh/dia, é calculada de acordo com a equação (5) a seguir:

$$\text{Cap. de geração} = FV * HSP * Rg$$

$$\text{Cap. de geração} = \text{área de telhado} * ADT * \frac{x}{y} * HSP * Rg \quad (5)$$

onde:

$HSP$  é a média de horas de sol pico na região e

$Rg$  é a taxa de rendimento global definido no item 3.2.2

Além disso, a capacidade diária média de geração de um telhado também será calculada utilizando o software PVsyst e por fim os resultados serão comparados.

### 3.3. Aspectos econômicos

A análise dos aspectos econômicos é a última etapa da rotina proposta para desenvolvimento de novos projetos relacionados à geração distribuída solar. Ela deve utilizar como base os dados obtidos tanto na primeira etapa da análise (legal), quanto na técnica. Ou seja, já terá sido definido qual a modalidade de geração distribuída a ser utilizado, se micro ou mini; se *in-loco* ou remoto. Além disso, premissas como capacidade instalada, que define a área de painéis necessária será um dado que advém da análise técnica, bem como a tecnologia utilizada, não restringindo à análise financeira a busca de informações econômicas sobre o mesmo.

A rotina de análise não é trivial, nem tampouco direta, pois cada solução possui especificidades regulamentares, tributárias e cada região premissas operacionais e financeiras específicas. Soma-se a isso as possibilidades de modelo de negócios que deve ser observada; para cada uma exige-se uma estrutura de receitas e despesas.

O objetivo dessa análise financeira é poder calcular os parâmetros necessários para julgar a qualidade de um investimento; TIR, VOI e *Payback*. Para obtê-los é necessário prever o fluxo de caixa livre do investimento que será gerado durante a vida útil dos painéis solares; isto por sua vez, só é possível a partir da elaboração de uma modelagem financeira. Por fim, a rotina, aqui detalhada, se propõe a explicar o procedimento de elaboração desta última.

Cabe dizer que a rotina pretende, não somente abordar os benefícios que a geração distribuída pode trazer para um consumidor de energia, mas também qual seria

o retorno para alguém que cede seu telhado para a instalação desses equipamentos, ou seja, precisar esses espaços inutilizados atualmente.

### **3.3.1. Definição do modelo de negócio**

A primeira etapa da elaboração da modelagem financeira é escolher qual será o modelo de negócios adotado e também sobre qual ótica será analisado. Dessa forma, é necessário definir se o investimento será analisado na ótica de i) uma empresa que pretende investir em geração distribuída e aproveitar, para dedução de seu custo de energia, os créditos gerados; porém não possui área suficiente em sua edificação e necessita alugar a laje de um terceiro (Modelo 1 - geração distribuída remota), ii) um consumidor de energia que, independentemente de seu perfil, decide investir seu capital na construção de um mini ou microgeração distribuída e possui área suficiente em sua edificação para instalação do sistema fotovoltaico (Modelo 2 - geração distribuída local); ou iii) um investidor em geração distribuída que não consome a energia gerada pelo parque, mas sim arrenda o sistema gerador para um consumidor final de energia que toma os créditos de energia para si (Modelo 3). Sempre haverá análise pela ótica de um empreendedor imobiliário que decide ceder sua laje para instalação de uma usina fotovoltaica, porém não utiliza os créditos gerados pela mesma em conjunto com a do gerador. Somente pela visão deste é possível precisar as áreas de cobertura.

A tipologia da edificação e a densidade de consumo de energia definem qual é o modelo mais interessante. Edifícios com baixo consumo e pouco verticalizados, com grande área de cobertura, são grandes candidatos ao Modelo 1; por uma questão de viabilidade técnico-econômica. Por outro lado, edifícios que conseguem consumir toda a energia que pode ser gerada na área de cobertura devem explorar o Modelo 2.

Aqui, cabe reiterar que o foco do presente trabalho não é explorar apenas o mercado de geração distribuída, mas sim, sua interação com o âmbito do Real Estate; mais precisamente, o valor que pode ser gerado para empreendedores imobiliários quando da exploração de áreas de cobertura para instalação de painéis fotovoltaicos para geração distribuída. Disso vem que, o modelo de negócios mais adequado para

este estudo é o Modelo 1, pois assim, é possível ao empreendedor imobiliário, dono do ativo, arrendar sua laje para um terceiro explorar.

Dessa forma, é necessário explorar o Modelo de negócios definido acima em duas óticas: i) pela lente do investidor em Geração distribuída, que deve ver o investimento no parque gerador como algo atrativo e ii) pela lente do empreendedor imobiliário que recebe do investidor em geração distribuída, aluguéis pela cessão de uso do espaço de sua laje. A principal incógnita neste modelo de negócios é entender qual o valor implícito de aluguel para uma unidade de área de cobertura, que pode ser adicionado no custo de um projeto de geração distribuída, para que este continue atrativo ao investidor. Com essa incógnita, é possível atribuir o valor econômico dessas áreas.

### **3.3.2. Definição da estrutura da modelagem financeira:**

Tendo em vista o modelo de negócio aqui definido, é necessário que a modelagem financeira, descrita nessa rotina, se adeque ao mesmo e para tal, deve-se construir uma estrutura específica de receitas e despesas.

A primeira etapa para construção da estrutura é definir qual será a entrada de caixa, ou seja, a receita. Para a ótica do investidor em geração distribuída, a "receita" não é real, mas se resume à economia mensal que a geração da própria energia produz para ele. Em geral, essa economia deve ser calculada pela diferença na tarifa de energia (R\$/MWh) pré e pós instalação da geração distribuída. Já para a ótica do empreendedor imobiliário, que cede sua laje/ cobertura, as receitas se restringem ao aluguel mensal que ele recebe do investidor do parque gerador.

Após a constituição das receitas é necessário entender quais serão as despesas operacionais, que representam saídas de caixa. Para o investidor há despesas de operação e manutenção, seguro e aluguel. Um resumo das entradas e saídas de caixa podem ser vistos na Figura 12.

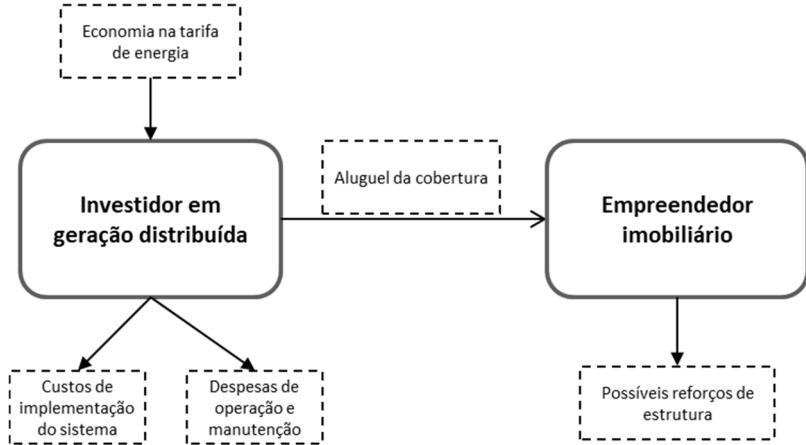


Figura 12 - Resumo entradas e saídas de caixa - Fonte: Autores

Estabelecidas receitas e despesas operacionais é possível obter o resultado operacional do investimento. A partir de então, é necessário estabelecer o modelo de *Funding* utilizado, pois há impactos posteriores na elaboração do fluxo de caixa livre devido à existência ou não de financiamento. Sendo assim, caso seja adotado algum financiamento é necessário introduzir na modelagem as entradas e saídas relacionadas a esse fluxo. No entanto, cabe dizer que o uso de capital de terceiros alavancando o projeto, pode alterar a atratividade do investimento, dessa forma, para analisar a qualidade do modelo de negócios, é necessário desconsiderar o financiamento.

Cabe ressaltar que como a receita gerada por esse investimento é virtual, ou seja, ela é advinda de uma economia, ela não gera impactos fiscais para o investidor. Ou seja, não se tem um pagamento maior de impostos advindos dessa atividade econômica.

Definidas as estruturas de entradas e saídas de caixa é possível construir uma modelagem que deve ser preenchida com premissas, resultando, por fim, no fluxo de caixa livre projetado para o investimento.

### 3.3.3. Premissas para modelagem do caso base

O conjunto de premissas deve ser capaz de preencher toda a estrutura da modelagem financeira, habilitando a ferramenta de cálculo a responder questionamentos sobre a atratividade do investimento para o caso definido. Pode-se dividir as premissas em duas grandes áreas: operacionais e pré-operacionais.

As premissas da fase de implantação estão relacionadas aos desembolsos advindos da instalação do parque gerador. Sendo assim, devem sintetizar todo o custo do módulo do sistema fotovoltaico, os custos de mão de obra para sua instalação e eventuais adaptações onerosas ao investidor na rede ou na edificação que sejam necessárias para receber o sistema. Para o modelo financeiro será considerado que a empresa investidora em geração distribuída comprará a planta de um EPCista *Full Turnkey*, ou seja, pronta para operar a partir de um desembolso único.

Operacionalmente, se tem como receita virtual a economia bruta de energia advinda da instalação do parque gerador. No entanto, essa atividade gera custos para o investidor. Foi considerado custos de seguro, aluguel, operação e manutenção. Ainda, o parque gerador deve pagar pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Geração (TUSD G). Assim, se tem uma economia de energia líquida gerada através da implantação do parque.

Cabe dizer ainda que premissas econômicas são importantes e a modelagem é extremamente sensível a elas; seja a inflação projetada a longo prazo, ou taxas de juros que são indexadores para custos de financiamento.

A modelagem, proposta pela rotina, é versátil e pode receber diversos valores de premissas, no entanto, a busca de premissas é de grande valia; pois apesar de ser possível estressá-las e analisar um intervalo de resultados, valores que se aproximam da realidade são importantes para tornar o resultado obtido mais crível e confiável. Além disso, as premissas adotadas podem viabilizar ou inviabilizar uma oportunidade de negócios, o que colabora ainda mais para atestar a importância dessa etapa, de obtenção de premissas.

### **3.3.4. Definição da tarifa de energia atual do cliente**

A tarifa de energia que cada consumidor paga depende, em primeira instância da sua classe de consumo, alta ou baixa tensão, cliente livre ou cativo. Para os clientes do mercado cativo, que são os menores consumidores, aplica-se a tarifa da distribuidora de energia que atende o local de consumo.

Esta tarifa é calculada pela ANEEL e fica vigente durante cada ciclo tarifário anual; podendo sofrer revisões para cima ou para baixo ano a ano. Ainda incidem os tributos estaduais e federais.

Este é um dado importante e muito sensível para o caso da Empresa que investe em geração distribuída, pois é um modelo de negócios que se baseia em um desconto que a empresa oferece ao consumidor; sendo assim, quanto maior a tarifa da distribuidora, maior pode ser o desconto e/ou maior a receita com aluguel do parque gerador. Isso também é transferido para o empreendedor imobiliário que aluga sua área de cobertura, pois quanto maior é a rentabilidade da Empresa, mais o Empreendedor tem espaço para cobrar aluguel por seu telhado.

Com base nisso, é importante, para cada análise definir qual o tipo de consumidor e posteriormente a tarifa vigente para o mesmo. Somente com esses dados é possível fechar a modelagem financeira e partir à análise final do investimento.

### 3.3.5. Análise da qualidade do investimento e *Valuation*

Por fim, propõe-se a métrica para análise da qualidade do investimento e sugere-se, em alguns casos, indicadores para tomada da decisão de investir ou não. Cabe ressaltar o uso de indicadores financeiros amplamente conhecidos, para assim padronizar a análise e tornar possível a comparação com outros tipos de investimentos.

Com a análise da qualidade do investimento buscar-se-á responder se é ou não interessante para o investidor em energia solar realizar tal investimento. Ou então, qual o cenário de premissas necessário para fazer sentido. No entanto, aceitar ou não um investimento, está ligado à percepção de risco que o investidor possui sobre o mesmo e é inevitável uma análise comparativa a outras oportunidades distintas. No caso de um investidor, é natural que haja uma estratégia de investimentos e mais precisamente, uma expectativa de rentabilidade para tal atividade. Sendo assim, o principal indicador para a ótica do investidor é a TIR (taxa interna de retorno) que será calculada a partir do fluxo de caixa livre que o empreendimento gerará.

Aqui se propõe o uso de uma taxa de atratividade setorial para o setor elétrico, no caso do investidor, somada a um *spread* para acomodar o risco da atividade

de geração distribuída frente a atividades menos arriscadas de geração de energia. Posteriormente, esses valores serão definidos para o estudo de caso, porém de maneira simplificada, pois a discussão de risco da atividade e do retorno condizente ao risco foge ao escopo deste trabalho.

Por outro lado, para a ótica do Empreendedor imobiliário além da rentabilidade (quando aplicável), o principal objetivo é valorar as áreas de coberturas, ou seja, realizar o *Valuation*. Dessa forma deve-se descontar os retornos advindos do aluguel que será recebido, à taxa de atratividade setorial, e calcular o Valor da Oportunidade de Investimento (VOI), este será o valor da área de cobertura, que pode ser agregado ao Empreendimento Imobiliário, quando de sua realização.

Dentro desta sessão, será possível analisar sensibilidades, ou seja, quais premissas podem ser alteradas para tornar o cenário de investimento mais favorável, ou valorizar ainda mais as coberturas; sempre buscando explorar a correlação entre as premissas ligadas à atividade de geração distribuída e o impacto no âmbito do *Real Estate*.

## 4. ESTUDO DE CASO – GALPÃO LOGÍSTICO

Uma vez estabelecida a rotina de análise de projetos acima, é necessário aplicá-la a um caso real para testar as hipóteses levantadas, bem como para concluir a valoração dos espaços de cobertura.

Os estudos preliminares demonstram que, para a análise do valor das coberturas, com foco no âmbito do Real Estate, faz sentido buscar por um imóvel com grande área de cobertura disponível e baixo consumo de energia, pois assim faz sentido que o parque solar gere energia para um terceiro e não para o próprio galpão, permitindo o aluguel da área de cobertura. Sendo assim, ficou estabelecido, como restrição para esse estudo de caso, que a edificação seria um galpão logístico: horizontal e com baixo consumo de energia.

De maneira a padronizar algumas variáveis que estão fora do controle do Empreendedor Imobiliário e da Empresa investidora, foi definido uma única região geográfica para estudo; sendo ela a Grande São Paulo. Será assim escolhido um empreendimento já existente para desenvolver o estudo de caso.

### 4.1. Descrição do empreendimento

O empreendimento escolhido foi um galpão logístico da empresa TSV Transportes Rápidos. A TSV é uma empresa fundada em 1995 que atua na distribuição de cargas de alto valor agregado, presente em toda região Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. A empresa com sede em São Paulo, conta com 14 filiais e 62 pontos de distribuição distribuídos pelo país e possui um faturamento anual de cerca de R\$100 milhões.

O galpão escolhido para o estudo de caso, além de ser sede da empresa, é um galpão do tipo *cross-docking*, que possibilita uma movimentação de carga mais rápida e eficiente. O galpão funciona 7 dias de semana, em horário comercial. A Figura 13 a seguir mostra a visão geral do galpão

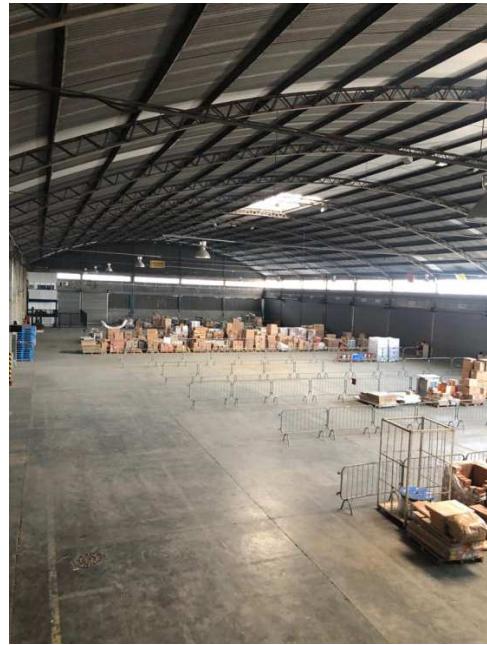


Figura 13 - visão geral do galpão

O consumo de energia no galpão se deve principalmente à iluminação e aos aparelhos das salas da diretoria, como computadores, condicionares de ar, impressoras, entre outros. No mês de agosto de 2019, o galpão consumiu 19,7 MWh de energia, o que denota uma baixa densidade de consumo.

O galpão conta com 5008,00 m<sup>2</sup> de área construída, ou seja, correspondente à área de telhado em planta (planta disponível no anexo 1). O telhado é formado por duas estruturas simétricas em formato de arco, como podemos ver nas figuras Figura 14 e na Figura 15.



Figura 14 - Telhado - lado esquierdo



Figura 15 - Telhado - lado direito

É interessante destacar que a região é formada primordialmente por galpões logísticos semelhantes, e, portanto, não há interferências relevantes de sombra, como podemos notar pela Figura 16.

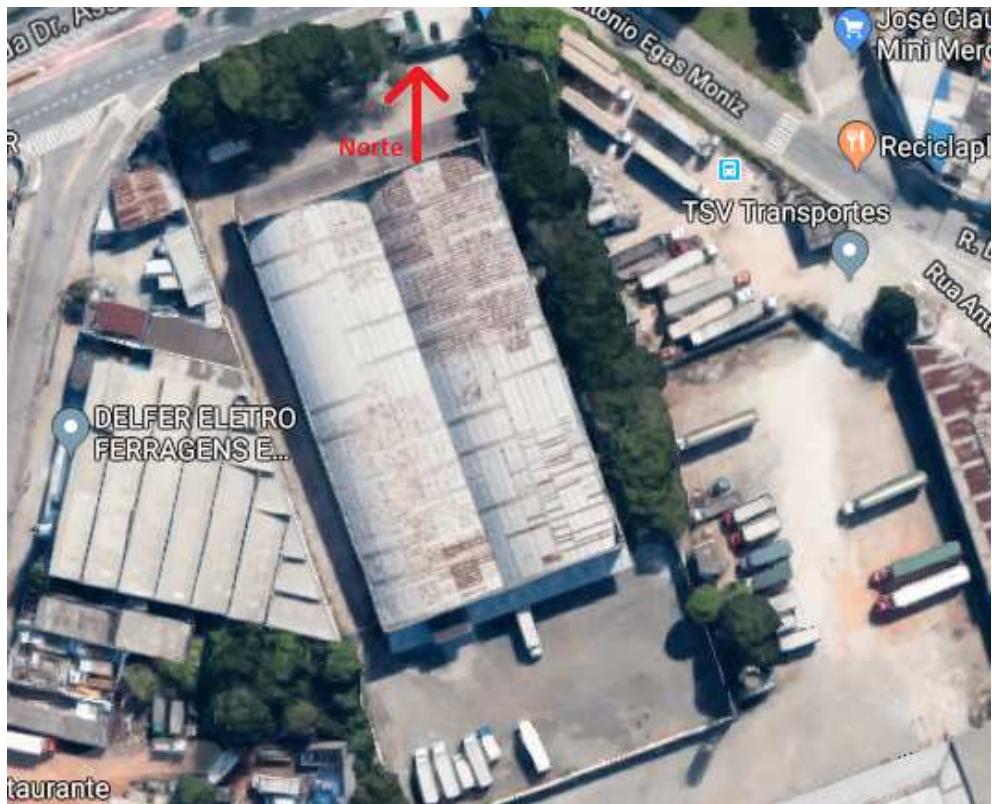


Figura 16 - visão aérea do galpão

O galpão é alugado pela TSV, com um custo mensal, em agosto de 2019 de R\$120 mil, dado relevante para julgar quanto significativo pode ser o valor de aluguel gerado pela cobertura do galpão para o empreendedor imobiliário.

#### 4.2. Modelo de exploração da área de cobertura

A baixa relação entre consumo de energia e área disponível para geração, ou seja, uma baixa densidade de consumo permite a exploração do galpão da TSV Logística para sublocação da sua área de cobertura para uma empresa investidora em geração distribuída.

A ideia do estudo de caso é perceber a influência que o preço do aluguel do telhado exerce sobre a rentabilidade do investidor e, portanto, quanto é possível cobrar

do mesmo; pois assim é possível valorar a área de cobertura para o empreendedor imobiliário, que pode i) aumentar sua rentabilidade com o empreendimento ou ii) transferir um desconto para o locatário do galpão referente ao montante que passa a receber pelo aluguel da cobertura e se tornar mais competitivo no mercado.

#### **4.3. Definição das características da unidade consumidora**

A regulamentação da ANEEL RN 687/15 prevê a possibilidade de autoconsumo remoto, ou seja, neste quesito, propor-se-á o modelo de negócio que atende a esses requisitos. Para isso a unidade geradora pode estar fora do local de consumo do cliente, desde que estejam na mesma área de concessão de uma distribuidora. Sendo assim, como o galpão, que é o local de instalação da unidade geradora está sob concessão da ENEL SP, o consumidor deve ser cliente da mesma distribuidora.

Além disso, para definir os encargos e toda a tarifa do cliente, é necessário definir qual a sua classe de consumo, que, no caso, será adotado hipoteticamente como B3, caracterizada como empreendimento com tensão inferior a 2,3kV e que não seja residencial, rural ou para iluminação pública, por ser uma das classes mais usuais para pequenos estabelecimentos comerciais, que podem ser os clientes mais prováveis para o parque solar.

##### **4.3.1 Definição da tarifa do cliente**

As tarifas das distribuidoras são reajustadas todos os anos e possuem ciclos quinquenais de revisão tarifária. Não há previsibilidade nas modificações de tarifa que ocorrerão; apesar de inúmeras projeções existentes no mercado, cabe dizer que há muita incerteza ligada a elas; sendo assim, para a base de comparação de tarifas, no presente trabalho, é utilizado o resultado do reajuste tarifário de 2019 para a ENEL SP.

A tarifa total para um consumidor de energia cativo se divide em duas partes, a Tarifa de Energia (TE), que é efetivamente o valor correspondente à energia consumida, e a Tarifa Fio (TUSD), que é o valor cobrado pelo uso do sistema de transporte da energia, nomeadamente, transmissão e distribuição. A ambos os componentes da tarifa são aplicados os impostos de PIS/COFINS e ICMS. Enquanto o

ICMS é estadual e fixo em 18% para o estado de SP, o PIS/COFINS varia mês a mês para cada distribuidora, portanto é adotado como média aproximada 6%.

Postas as premissas temos a seguinte composição tarifária para um cliente B3 da ENEL SP na Tabela 3:

<b>Tarifa</b>	<b>R\$/MWh</b>
TUSD	259,7
TE	255,9
ICMS sobre a TSUD	61,5
ICMS sobre a TE	60,6
PIS/COFINS sobre a TUSD	20,5
PIS/COFINS sobre a TE	20,2
<b>Total</b>	<b>678,4</b>

Tabela 3 – Composição da tarifa de energia em Novembro de 2019

A tarifa do cliente sem geração distribuída é importante, pois é a partir dela que se pode calcular a economia que a contratação de geração distribuída, no modelo proposto, representa para o consumidor final de energia. Nesse mercado, os descontos na conta de energia variam em torno de 20% a 30% sobre o valor sem geração distribuída atual para contratos de 10 a 15 anos com preço estável em termos reais.

#### **4.4. Definição das características da unidade geradora**

Nos tópicos seguir serão definidas as características da unidade geradora.

##### **4.4.1. Características regulatórias**

A unidade geradora será localizada no telhado do galpão, pertencente à área de concessão da ENEL SP, porém é ligada à rede em outra classe de consumo que o consumidor. A mesma deve pagar a tarifa fio de um gerador, como classe de consumo da A4 Verde; ou seja, para cada MWh injetado na rede pela unidade geradora será cobrada da mesma a tarifa pelo uso do sistema de distribuição para geradores (TUSDg), que na ENEL SP, em 2019, é 3,37 R\$/MWh, líquido de impostos. A unidade de geração distribuída é livre de demais encargos setoriais.

#### 4.4.2. Características técnica

Nos tópicos seguir serão definidas as características técnicas do sistema da unidade geradora.

##### 4.4.2.1. Fator de Capacidade

Um dos principais pontos é a definição do fator de capacidade da usina, o mesmo se dá pela razão entre a energia efetivamente gerada (MWh) e a potência instalada (MW) vezes o número de horas do período. Para obter a capacidade de geração é possível realizar estudos solarimétricos in situ, que demandam tempo de medição, quanto maior o tempo, maior a confiabilidade dos dados; 1 a 2 anos é algo desejável para projetos de grande porte. Com isso é possível calcular o Fator de Capacidade para o local:

$$FC = \left( \frac{G}{Pot} \right) \times \left( \frac{1}{Horas\ no\ ano} \right) \quad (6)$$

em que:

FC = Fator de capacidade (%);

G = Geração anual efetiva (MWh) e

Pot = Capacidade instalada (MWp)

Com isso, para fins do estudo de caso aqui proposto serão utilizados os dados disponíveis em SolarGis, que define, para o local do galpão, a capacidade de geração de 1452 MWh/ MWp instalado. Para um ano de 8760 horas (365 dias x 24 horas por dia), tem-se que o FC para o local da unidade geradora é de 16,58%. Tal grandeza é de grande importância para definir qual será a capacidade de geração do sistema fotovoltaico e, portanto, como consegue atender à demanda de algum cliente.

##### 4.4.2.2. Estrutura

Por se tratar de um galpão que foi construído sem o intuito de se implantar painéis fotovoltaicos em sua cobertura, é necessário garantir que a atual estrutura resista às eventuais cargas adicionadas. Com as informações concedidas para o estudo de caso, tem-se que a carga adicional máxima suportada pela atual estrutura é de 112 kg/m<sup>2</sup>.

A estrutura para os painéis fotovoltaicos escolhida é o triangulo, a Tabela 4 e a Figura 17 apresentam suas características:

Triângulo Horizontal Desmontado		
Compr. da Base [m]	Peso [kg]	Acabamento
1,18	3,0	Bruto
Ângulo Mínimo:	Variação a cada:	Ângulo Máximo:
5°	2,5°	25°
Material		Alumínio 6060-T5

Tabela 4 - Informações de cada componente da estrutura do sistema (Fonte: site do fornecedor)

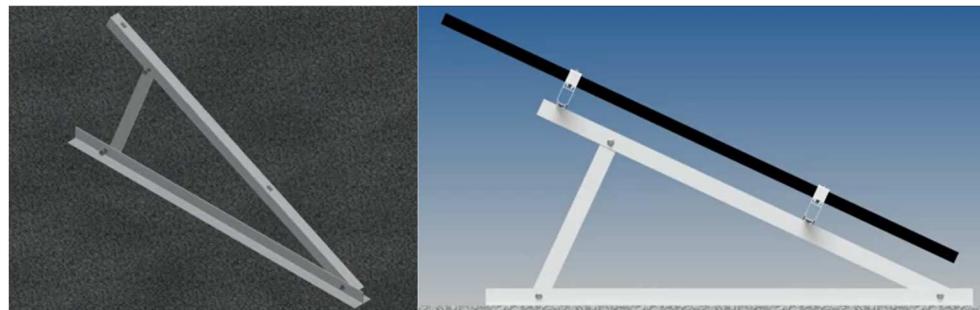


Figura 17 - Estrutura de suporte do tipo triangulo

Foi escolhida para esse caso a estrutura do tipo triangulo principalmente pela sua capacidade de alterar a angulação das séries de painéis, porém existem outros tipos de estrutura que poderiam ter sido escolhidas. O peso resultante total exercido na estrutura de cobertura do galpão em cada ponto de contato (base dos triângulos) é de aproximadamente 31,5 kg/m<sup>2</sup>, dentro do limite de carga suportada pela cobertura.

#### 4.4.3. Cálculo da capacidade instalada

##### 4.4.3.1. PVsyst

Foi feita uma simulação com o auxílio do programa PVsyst, essa simulação foi feita com os dados do caso para estimar a capacidade instalada tendo em vista o principal limitante, o formato do telhado (em arco), nesse caso será simulada a instalação em parte da laje, essa parte será localizada perto dos pontos mais altos do telhado para que as placas fiquem todas em um mesmo nível sem que seja necessária a instalação de uma estrutura muito pesada, encarecendo o projeto.

###### 4.4.3.1.1. Parâmetros do caso

Na figura 18 estão representados os parâmetros inseridos no programa PVsyst para a simulação, já a Figura 18 mostra como é a distribuição dos painéis fotovoltaicos para simulação de sombreamento.

Dado	
Local	Guarulhos
Latitude	23,43° Sul
Longitude	46,47° Oeste de Greenwich
Altitude	750 m
Inclinação dos painéis	25° (máx. inclinação do suporte)
Azimute	-10°
Séries de painéis	32
Painéis em série	16
Painel (Canadian CSI CS6K-270P) (total)	512
Inversores (12 kW - Genérico)	9
<b>Pot. Nominal (kWp)</b>	<b>138</b>

Tabela 5 - Informações inseridas no software PVsyst para simulação

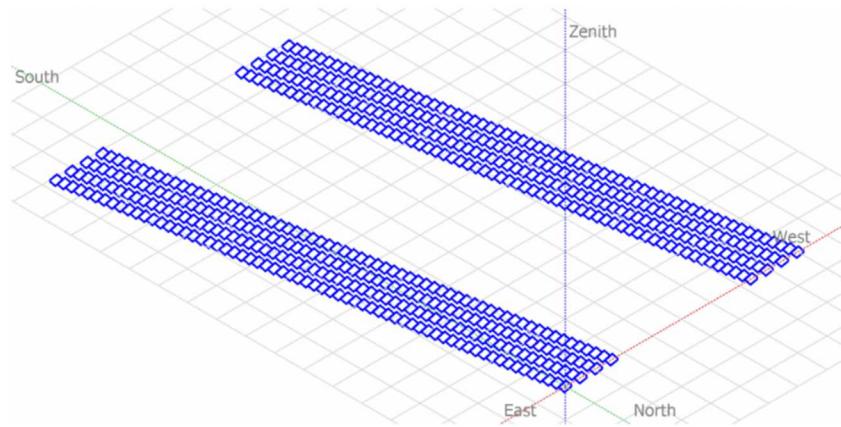


Figura 18 - Distribuição dos painéis fotovoltaicos para simulação de sombreamento

Na Figura 19 está representado o sistema com a distribuição dos módulos pelo telhado do galpão estudado, tanto em planta como em relação ao norte.

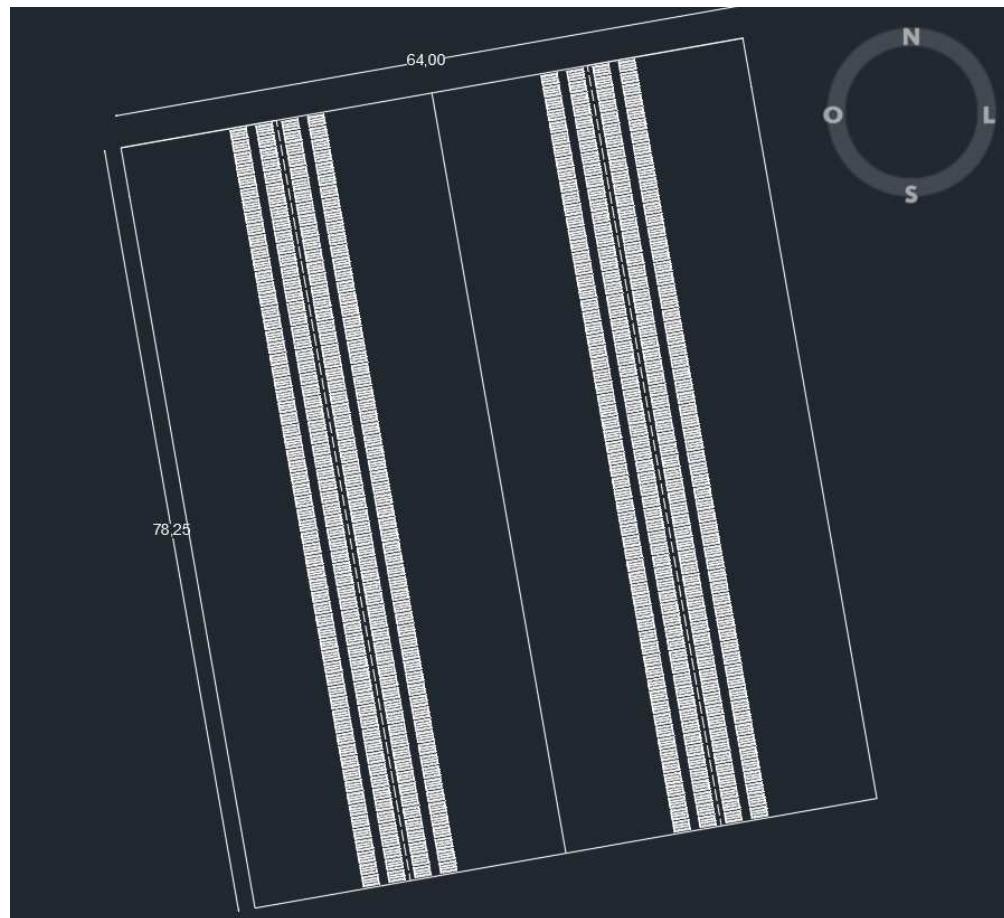


Figura 19 - Planta do telhado esquematizando o posicionamento dos painéis (512 un.) próximos aos pontos mais altos do telhado

#### 4.4.3.1.2. Potência instalada e expectativa de geração

A potência de pico instalada calculada para o sistema descrito acima é 138 kWp, além disso tem-se a seguinte curva de geração estimada por mês na Tabela 6 a seguir:

<b>Mês</b>	<b>kWh</b>
Janeiro	14.865
Fevereiro	14.610
Março	14.372
Abril	14.118
Maio	13.105
Junho	12.633
Julho	14.266
Agosto	14.987
Setembro	13.367
Outubro	14.812
Novembro	15.175
Dezembro	14.116
<b>Ano</b>	<b>170.426</b>

Tabela 6 - Geração estimada para o sistema

Conforme a Tabela 6 é possível verificar que a produção média anual estimada é de 170.426 kWh.

#### 4.4.3.2. Cálculo da expectativa de geração

Retomando a definição dos parâmetros no tópico 3.2.1 e utilizando o método demonstrado no tópico 3.2.3, será calculado a expectativa de geração média anual para o caso. Nomeadamente a quantidade de horas de sol pico e os valores de ADT para as diferentes inclinações dos módulos são necessários, sendo assim será utilizado a ADT para inclinação de 25° em relação à horizontal que equivale a 0,46 e o valor de 4,45 horas de sol pico para o local.

Os dados de irradiação solar foram obtidos para o estado de São Paulo (Latitude 23,401° S, Longitude 46,449° O) e estão apresentados na Tabela 7 a seguir

<b>Latitude [°]</b>	<b>Longitude [°]</b>	<b>Irradiação solar diária média [kWh/m<sup>2</sup>.dia]</b>
23,401° S	46,449° O	4,45

Tabela 7 – Média de Irradiação solar diária no estado de São Paulo – Fonte: CRESES

Com isso, é calculada a quantidade de Horas de Sol Pico (*HSP*) em São Paulo, que é igual a média de irradiação solar diária, neste caso seria de 4,45.

A seguir serão definidos os parâmetros dos equipamentos e o fator global (*Rg*) do sistema, que inclui as perdas citadas anteriormente.

#### **4.4.3.2.1. Parâmetros dos equipamentos**

O módulo escolhido para as simulações é o Painel Solar Fotovoltaico Canadian CSI CS6K-270P, com células de Silício Policristalino, com uma potência máxima de 270 Watts-pico e as seguintes dimensões (1,650 m x 0,992 m). A escolha desse módulo foi feita devido ao fato de a Canadian Solar ser uma das maiores fabricantes mundiais de painéis solares fotovoltaicos, reconhecidos em todo mundo por fabricarem placas solares confiáveis, muito eficientes e de alta qualidade, além de seus módulos terem alto rendimento, facilitando assim a comparação em escalas globais. Ainda, os módulos do tipo silício policristalino são hoje em dia os mais difundidos comercialmente, pois apesar de serem menos eficientes, são consideravelmente mais baratos que os módulos monocristalinos.

O módulo selecionado (Figura 20) dispõe das certificações de qualidade TÜV Rheinland para ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007 e ISO 16949:2009. Além disso, possui garantia do fabricante de 10 anos contra defeito de fabricação e garantia de 25 anos para perda de eficiência maior que 20%.



Figura 20 - Painel solar - Fonte: Canadian Solar Inc.

#### 4.4.3.2.2. Rendimento Global

Com o auxílio de um software utilizado para a simulação do sistema estudado neste trabalho, o PVsyst, é possível estimar o rendimento global de um sistema fotovoltaico. Para isso foram considerados os dados a seguir: número e tipo dos painéis e inversores, inclinação do telhado e posicionamento dos painéis, região onde o sistema se encontra e sombreamento ao qual o sistema estava submetido.

Todos os dados inseridos no software são os dados quais serão utilizados neste capítulo, ou seja, a região é Guarulhos - São Paulo, os painéis utilizados são Canadian CSI CS6K-270P e a inclinação e inclinação dos painéis é a máxima permitida pelo tipo de estrutura de suporte ( $25^\circ$ ), a quantidade de painéis, sua disposição, o tipo e quantidade de inversores, sendo assim pode-se assumir um valor de rendimento próximo ao obtido na simulação pelo software, os rendimentos globais obtidos para cada mês do primeiro ano de operação estão representados na Figura 21 a seguir.

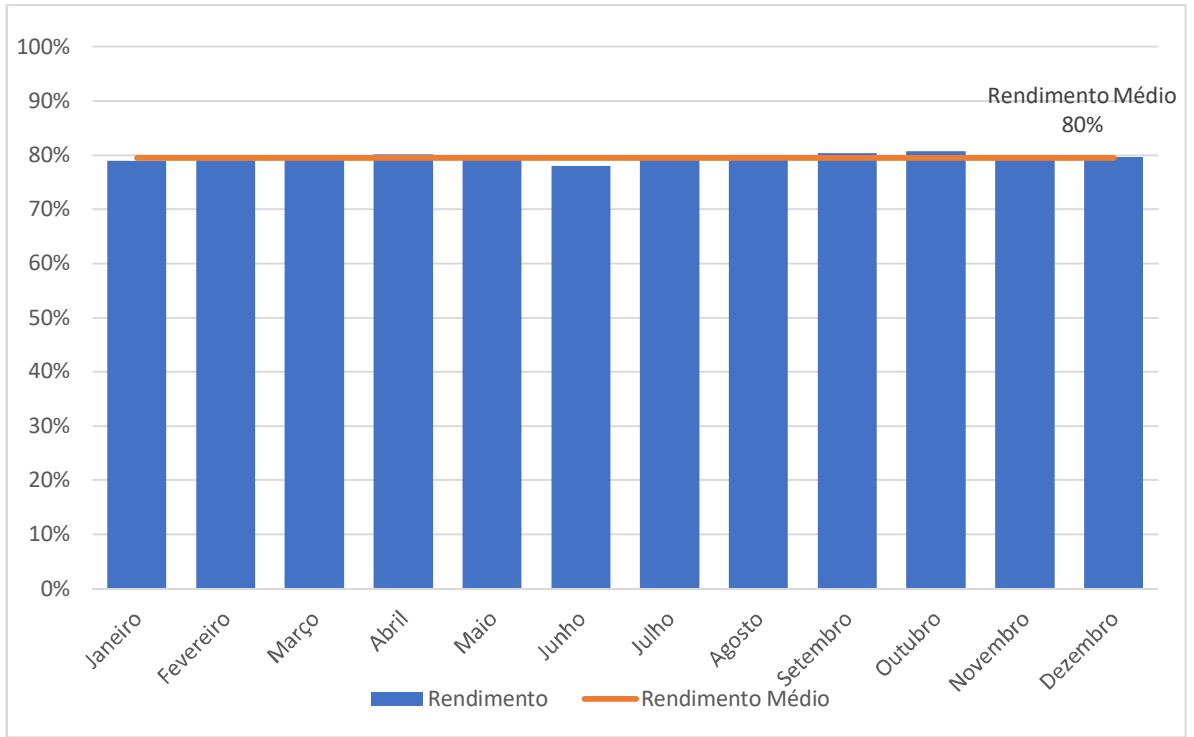


Figura 21 - Simulação da eficiência do sistema no primeiro ano de operação - Fonte: Elaboração própria baseada em dados obtidos através da simulação de um sistema fotovoltaico no software PVsyst, 2019.

Pode-se notar ainda na Figura 21 que entre os diferentes meses do ano não há uma variação no rendimento global do sistema muito expressiva (máx. = 81%, mín. = 79%), sendo assim o valor adotado será a média (80%).

#### 4.4.3.2.3. Expectativa de geração para o caso

A partir dos parâmetros definidos acima, da área total definida para a instalação dos módulos e da equação (4), é possível chegar ao seguinte modelo para obter a potência de pico instalada ( $FV$ ):

$$FV = \text{área de telhado} * ADT * \frac{x}{y} \quad (4)$$

Com:

$$x = 0,27 \text{ kWp};$$

$$y = 1,6368 \text{ m}^2;$$

$$ADT = 0,46 \text{ e}$$

$$\text{Área de telhado} = 2 * 830 = 1660 \text{ m}^2, \text{ temos:}$$

$$FV = 1660 * 0,46 * \frac{0,27}{1,6368}$$

$$FV = 126 \text{ kWp}$$

Com o valor de FV para o sistema projetado é possível calcular o valor da capacidade diária média de geração:

$$\text{Cap. de geração} = \text{área de telhado} * \text{ADT} * \frac{x}{y} * \text{HSP} * \text{Rg} \quad (5)$$

Com:

$$\text{Rg} = 80\%;$$

$$\text{HSP} = 4,45 \text{ e}$$

$FV = 126 \text{ kWp}$ , temos:

$$\text{Cap. de geração} = 1660 * 0,46 * \frac{0,27}{1,6368} * 4,45 * 0,8$$

$$\text{Cap. de geração} = 448,4 \text{ kWh/dia}$$

Com a geração média diária, basta multiplicar por 365 dias para ter a média anual esperada:

$$\text{Cap. de geração} = 163.666 \text{ kWh/ano}$$

A Tabela 8 a seguir apresenta as diferenças dos resultados obtidos e os parâmetros utilizados no software PVsyst e no método desenvolvido no capítulo 3.2.3.

Parâmetro	Software PVsyst	Método do capítulo 3.2.3
Horas de Sol Pico	3,96	4,45
Inclinação dos módulos	25°	25°
Azimute	-10°	-10°
Painel utilizado	Canadian CSI CS6K-270P	Canadian CSI CS6K-270P
Quantidade de painéis	512	467
Área de telhado utilizada (m <sup>2</sup> )	830	830
<b>Potência de pico Instalada (kWp)</b>	<b>138</b>	<b>126</b>
<b>Geração anual estimada (kWh)</b>	<b>170.426</b>	<b>163.666</b>
<b>Fato de Capacidade</b>	<b>14,1%</b>	<b>14,8%</b>

Tabela 8 - Parâmetros e resultados de cada método de cálculo

Pode-se notar ao comprar a potência de pico instalada calculada pelo software PVsyst e pelo método do tópico 3.2.3 uma diferença significativa devido à quantidade de módulos, variável que depende diretamente do adensamento (definido pelo coeficiente *ADT*) que foi dado à área disponível, com isso pode-se ressaltar que o fator que influenciou essa diferença foi o *SBR* = 3.

Ao analisar também o Fator de Capacidade (FC) obtido em cada um dos casos nota-se valores menores que o fornecido pelo SolarGis anteriormente (16,57%), o FC obtido através do PVsyst foi 14,1% e no cálculo pelo método do tópico 3.2.3 foi de 14,8%, diferença essa obtida principalmente pelo adensamento dos módulos e do fator Horas de Sol Pico (HSP) utilizado em cada um dos casos.

#### 4.5. Premissas para a modelagem

Para a análise da oportunidade do investimento, como dito anteriormente, foi construído um modelo financeiro a fim de se projetar os indicadores de tomada de decisão. Para isso, premissas devem ser adotadas para a construção de diferentes cenários que balizem a tomada de decisão, tanto do investidor em geração distribuída quanto para o empreendedor imobiliário.

O ciclo de análise do empreendimento foi considerado de 25 anos, pois este é o tempo que o fornecedor oferece de garantia para os módulos solares. Ou seja, o ciclo de análise se dará entre os anos 0 (implementação) e 25. Para o início do ciclo,

como demonstrado no dimensionamento acima, temos uma capacidade instalada de 138kWp. A data base para todo o modelo é o ano 0.

Para isso, é necessário se ter premissas do cenário macroeconômico no país:

- Índice de preços ao consumidor amplo (IPCA) – projeções do Banco Central do Brasil até 2023, com a manutenção em regime do valor de 2023 até o fim do ciclo de análise;

		2019	2020	2021	2022	...	2044
Inflação	%	3.60%	3.75%	3.50%	3.50%	...	3.50%

Tabela 9 - Premissas de inflação

O modelo é construído nominalmente, porém o cálculo das métricas são feitas de forma efetiva, ou seja, ao final do cálculo, todos os parâmetros são divididos pelo índice IPCA acumulado.

Além disso, deve-se fazer estimativas sobre os custos de construção, bem como de reposição dos inversores, que possuem uma vida útil inferior à dos painéis fotovoltaicos. Para o presente trabalho, as premissas operacionais foram extraídas dos valores utilizados por um grande operador do mercado de geração distribuída no Brasil e no mundo. A GreenYellow é uma empresa francesa presente no Brasil desde o ano de 2013. Os valores representam a compra de uma planta solar já em operação, ou seja, o custo engloba os custos de aquisição dos aparelhos e instalação. As premissas utilizadas foram:

- Custos de construção: a prática usual do mercado é de se firmar um Contrato de EPC<sup>2</sup>, “também conhecido como contrato de *engineering* que compreende outros 3 (três) contratos: i) contrato de engenharia; ii) contrato de gestão de compras e iii) contrato de construção”; sendo a empresa responsável pela entrega do ativo completamente operacional. Assim, apesar de um custo maior, o investidor não fica responsável pelo risco de construção. Foi

<sup>2</sup> Chen, Daniel S. C. em Contrato de engineering; Âmbito jurídico, 2012. Disponível em: <https://ambitojuridico.com.br/edicoes/revista-104/contrato-de-engineering/>. Acesso em 06/12/2019

adotado um valor de R\$4.950,00 reais por kWp instalado, a partir de dados obtidos em outubro de 2019;

- Troca dos inversores: Como os inversores têm uma vida útil inferior à dos módulos fotovoltaicos, usualmente de 15 anos, deve se especificar o valor desta troca e quando será feita. Foi adotado um valor de R\$230,00 reais por kWp instalado, a partir de dados obtidos em outubro de 2019, e que tal troca ocorrerá ao fim de 15 anos de operação dos inversores, ou seja, no ano 16 de análise. No modelo admitiu-se que na data da troca há o desembolso total do caixa necessário, ou seja, não se constitui um fundo para reter recursos para realização da troca dos inversores.

Ainda, premissas operacionais e de custos devem ser adotadas para se analisar a quantidade de energia gerada durante os anos. As premissas utilizadas, também extraídas do mesmo operador do setor, foram:

- Perda por degradação anual: os painéis fotovoltaicos sofrem com uma perda na capacidade de produção com o decorrer da sua vida útil. Foi adotado uma perda anual de 0,5% na capacidade de produção;
- Custos de seguro dos equipamentos: a fim de se diminuir os riscos sobre a operação, é de praxe no setor a adoção de seguros para os equipamentos. Foi adotado um valor de seguro equivalente a 0,2% do valor de investimento nos equipamentos;
- Operação e manutenção: os custos de operação e manutenção são destinados a um terceiro operador do sistema, responsável por manutenções preventivas e corretivas, assim como a limpeza do sistema. Foi estimado um custo de R\$5.500,00 anuais por kWp instalado, corrigidos pelo IPCA

Além disso, como descrito acima, o preço de energia vigente foi considerado para um consumidor do tipo B3 na área de concessão da ENEL SP. Foi considerado que o preço da tarifa de energia foi atualizado conforme o IPCA, anualmente. De mesma forma, os custos de Operação e Manutenção, o valor da tarifa

da TUSD G, os custos com seguro e aluguel, também sofreram reajustes indexados ao IPCA anual.

#### **4.6. Metodologia para arbitragem do valor do aluguel**

Com as premissas do cenário base definidas, bem como o retorno exigido para o investidor, se faz um exercício a fim de se determinar qual o valor de aluguel que pode ser pago para o investidor ainda assim atingir a sua taxa de retorno requerida. Com auxílio da função *Atingir Meta* do Excel, pode-se variar o valor mensal do aluguel até que se atinja a taxa de retorno requerida definida de 8% de TIR real. Este valor está em linha com o que é praticado pelo mercado na atividade de geração distribuída.

A fim de se ter uma visão mais ampla, o mesmo exercício é feito para outros cenários, a fim de se ter uma melhor visão sobre o risco do investimento, bem como qual a variação no preço possível de ser pago para o aluguel da área do telhado utilizada para a implantação do sistema de geração distribuída.

#### **4.7. Arbitragem dos cenários de avaliação**

Com intuito de explorar novos cenários, o mesmo exercício é repetido para duas outras taxas de retorno requeridas pelo investidor, a fim de se ter uma melhor visão sobre o risco do investimento, bem como qual a variação no preço possível de ser pago para o aluguel da área do telhado utilizada para a implantação do sistema de geração distribuída.

O resultado do período de exercício, conforme mostrado na Equação 6 é composto pela economia de energia atingida, subtraída dos custos de aluguel, de seguro, da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geradores – TUSD G – e também dos custos de operação e manutenção. A economia de energia é calculada multiplicando-se a tarifa de energia vigente pela energia produzida pela planta de geração. Assumiu-se que a tarifa de energia será ajusta conforme o IPCA anualmente, assim como os custos de aluguel, seguro, operação e manutenção e TUSD G.

$$RODi = ROLi = Economia - Aluguel - Seguros - O&M - TUSD \quad (6)$$

Sendo assim, serão explorados 3 diferentes cenários, variando a taxa de retorno exigida pelo investidor para 1,0 ponto percentual para cima e para baixo (ou seja, 7,0% e 9,0%).

Para avaliação do cenário, serão apresentados, além da TIR real do investidor, o preço do aluguel mensal no primeiro ano de operação (objeto de estudo do presente trabalho), o VOI em valores reais do investimento, bem como em quantos anos o investidor em geração distribuída atingiria o *payback*.

Vale ressaltar que as receitas e resultados da operação são virtuais, dado que o investidor não vai ter qualquer entrada de caixa advinda do sistema de geração distribuída. No entanto, o benefício econômico advindo da diminuição da energia consumida da distribuidora, ou seja, a economia de energia é considerada no modelo como a receita bruta do investidor.

Outro ponto a se destacar, como mencionado na seção 4.5, o investimento previsto de troca dos inversores no ano 15 ocorrerá em uma única saída de caixa, ou seja, não se constituirá um fundo para reposição dos ativos. Este fato se deve também à natureza do negócio de não produzir caixa, e uma possível constituição de fundo para reposição dos ativos seria feita com recursos do investidor advindos de outras atividades, e não do próprio empreendimento.

Desta forma, como demonstrado na Equação 6 acima, o Resultado Operacional Disponível é equivalente ao Resultado Operacional Líquidos, que é calculado descontando-se da economia obtida (que representa a receita bruta como supracitado) os custos operacionais, também descritos na equação 6. Abaixo, vemos na Figura 22 a demonstração de resultados para o ano 1, o primeiro ano típico de operação.

Demonstração de resultados para o ano 1		
Energia produzida	(MWh)	135.4
Tarifa de energia	(R\$)	678.4
<b>Economia total (Receita Bruta)</b>	<b>(R\$ mil)</b>	<b>95.2</b>
Aluguel da cobertura	(R\$ mil)	(29.2)
Seguros	(R\$ mil)	(1.4)
Operação e Manutenção	(R\$ mil)	(7.9)
TUSD	(R\$ mil)	(0.5)
<b>RODI</b>	<b>(R\$ mil)</b>	<b>56.2</b>

Figura 22 - Demonstração de resultados para o ano 1

#### 4.7.1. Apresentação dos resultados

Como descrito acima, a diferença entre os cenários explorados é a taxa de retorno exigida pelo investidor em geração distribuída. Os demais parâmetros e premissas se mantém constante nos diferentes cenários. A data base do modelo é o início do ano 0. Como referência, os valores obtidos foram todos acessados em outubro de 2019, inclusive inflação.

#### Cenário i) – Taxa de retorno de 7% ao ano, efetiva, acima do IPCA

<b>TIR real (%)</b>	<b>7.0%</b>
<b>Aluguel pago no primeiro ano (R\$ mil da base)</b>	<b>R\$ 2.7</b>
<b>VOI - efetivo (R\$ mil da base)</b>	<b>R\$ 73.0</b>
<b>Payback (anos)</b>	<b>13</b>

Tabela 10 - Resultados do cenário i

#### Cenário ii) Taxa de retorno de 8%

<b>TIR real (%)</b>	<b>8.0%</b>
<b>Aluguel pago no primeiro ano (R\$ mil da base)</b>	<b>R\$ 2.3</b>
<b>VOI - efetivo (R\$ mil da base)</b>	<b>R\$ 149.4</b>
<b>Payback (anos)</b>	<b>12</b>

Tabela 11 - Resultados do cenário ii

### Cenário iii) Taxa de retorno de 9%

TIR real (%)	9.0%
Aluguel pago no primeiro ano (R\$ mil da base)	R\$ 2.0
VOI - efeito (R\$ mil da base)	R\$ 229.0
Payback (anos)	11

Tabela 12 - resultados do cenário iii

Nas tabelas 10, 11 e 12, temos a apresentação dos resultados obtidos nos diferentes cenários calculados.

#### 4.8. Discussão de resultados

Os resultados mostrados acima levam em consideração a manutenção dos valores dos demais parâmetros, apenas se variando o valor pago de aluguel para se atingir as taxas de retorno requisitadas em cada cenário.

Podemos notar que em todos os cenários considerados, o investidor em energia solar consegue atingir o *payback* relativamente rápido, no pior dos casos (cenário i) na metade da vida-útil dos módulos solares. Como esperado, os incentivos governamentais para o negócio de geração distribuída tornam a atividade atrativa, gerando forte economia financeira por meio de uma fonte de energia mais barata.

Assim, vemos que a análise é bastante sensível ao grau de exigência do investidor. Portanto, investidores que tomam maior risco, obviamente, serão mais competitivos, podendo pagar por um valor de aluguel consideravelmente mais alto.

Para o empreendedor imobiliário locatário do galpão, a única variável de análise seria o quanto receberia pela cessão da sua área de cobertura para o desenvolvimento do negócio de geração distribuída. Ainda, no estudo de caso deste presente trabalho, vemos que a estrutura suporta a sobrecarga gerada pela instalação dos módulos. Desta forma, o empreendedor não teria qualquer desembolso inicial, e, portanto, não é possível calcular uma taxa de retorno necessária ou mesmo um *payback*. Assim, economicamente falando, qualquer receita advinda do negócio é benéfica, e teria impacto positivo para o empreendedor.

Porém, ao compararmos o valor do aluguel do galpão em si (R\$120.000,00) com o valor que poderia ser cobrado pelo empreendedor (R\$2.700,00 no cenário mais positivo), vemos que o possível aluguel advindo da cessão da área de cobertura tem um valor marginal comparado ao aluguel do imóvel. Sendo assim, apesar de economicamente ser positivo, o empreendedor precisa avaliar outros aspectos, como o fato de ter que fornecer acesso à equipe de operação e manutenção ao seu imóvel que pode colocar em risco a segurança patrimonial do galpão.

## 5. CONCLUSÃO

O negócio de geração distribuída vem se desenvolvendo rapidamente no país, principalmente após a segurança jurídica e condições positivas advindas da REN687 em 2015. A produção fotovoltaica já é tecnologicamente disponível em larga escala, e os avanços fazem com que os custos de equipamento fiquem cada dia mais atrativos.

Na óptica do investidor em geração distribuída, caso as normas vigentes sejam mantidas, a exploração dessa atividade normalmente resultará em resultados bastante positivos, dado que se tem incentivos fiscais na compensação de energia. No entanto, atualmente se discute uma possível revisão da norma vigente, que acrescentaria para o produtor de energia fotovoltaica o custo de uso do sistema de distribuição, o chamado “custo de fio”, que teria forte impacto nas avaliações da viabilidade do negócio.

Uma possível forma de melhora dos resultados, seria o uso de linhas de financiamentos, amplamente acessíveis para investidores em geração distribuída. Assim, com um custo de dívida inferior ao custo de capital requerido, o investidor conseguiria ser mais agressivo, mantendo sua taxa de retorno.

Já na visão do empreendedor imobiliário que subloca a cobertura, na modalidade proposta neste trabalho, como dito anteriormente, economicamente seria uma atividade lucrativa dado que não há desembolsos, apenas receitas advindas da cessão da área de cobertura. Porém, ao se comparar os valores que poderiam ser recebidos com o faturamento anual da empresa, ou seja, aproximadamente R\$25.000,00 reais anuais de aluguel recebido, com o faturamento de R\$100 milhões anuais, percebe-se que o negócio pode não ser tão atrativo para o empreendedor. Somado a isso, apesar de o empreendedor não ser responsável pelo sistema de geração fotovoltaica, é inevitável o acrescimento de maior complexidade à sua operação. O empreendedor deve levar em consideração possíveis interferências advindas da instalação, operação e a manutenção do sistema fotovoltaico presente em sua cobertura.

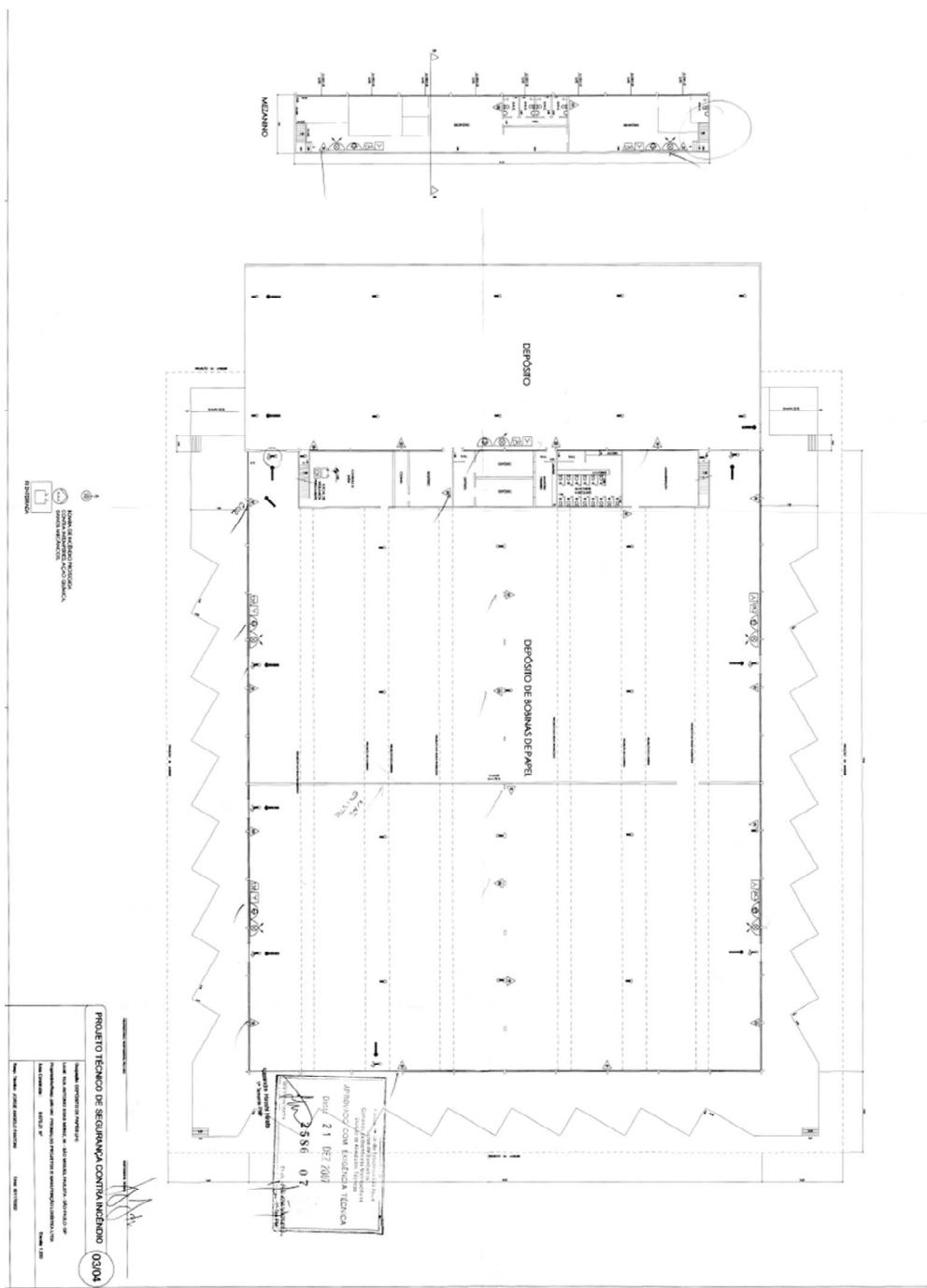
Outra alternativa para o empreendedor, seria o uso da sua área de cobertura para a instalação de um sistema de geração solar para seu próprio uso. O sistema poderia ser dimensionado para atender da melhor maneira possível a demanda do

galpão sem utilizar toda a capacidade de geração da cobertura. Considerando os resultados obtidos de economia para o investidor, e ainda o fato que o próprio empreendedor não teria custos de aluguel, os resultados podem ser positivos, apesar de se fazer necessário um desembolso inicial para a instalação do sistema.

## REFERÊNCIAS

- (INPE), I. N. (2017). *Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição*.
- ABSOLAR. (2019). *Infográfico*. Acesso em 19 de Maio de 2019, disponível em Site da ABSOLAR: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>
- ANEEL. (2012). *Resolução Normativa 482/2012*.
- C. Whitaker, T. T. (2011). Pv Systems. Em J. W. Sons, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (pp. 841-895).
- Chen, D. S. (06 de 12 de 2019). *Contrato de engineering*. Fonte: Âmbito jurídico: <https://ambitojuridico.com.br/edicoes/revista-104/contrato-de-engineering/>
- CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. (2014). Fonte: <http://www.creesb.cepel.br>
- CRESESB. (17 de novembro de 2019). Fonte: CRESESB: [http://www.creesb.cepel.br/index.php#localidade\\_6429](http://www.creesb.cepel.br/index.php#localidade_6429)
- Energética, E. d. (2017). *Plano decenal de expansão de energia - 2027*.
- Kurdgelashvili, L., Li, J., Shih, C.-H., & Attia, B. (2016). Estimating technical potential for rooftop photovoltaics in. *Renew. Energy*, 286-302.
- M. Culligan, J. B. (2007). *Impact of Tilt Angle on System Economics*, SUNPOWER.
- Ministério de Minas e Energia. (2017). *Plano Decenal de Energia 2027*. Ministério de Minas e Energia.
- Nowak S, G. M. (2002). *Nowak S, Gutschner M, Ross D, Toggweiler P, Schoen T*.
- PVsyst. (2019). PVsyst.
- Sowmy, D. (2019). *Material didático da curso de Energia Solar em Edifícios da Escola Politécnica da USP*. São Paulo.
- VILLALVA, M. G. (2015). *Energia Solar Fotovoltaica*.

## Anexo 1 – Projeto do Galpão do estudo de caso



## Anexo 2 – Fluxos de caixa dos cenários estudados

### Cenário i)

1 Projeto		0	1	2	3	4	...	25
<b>CAP EX</b>								
EPC	R\$ mil	683	0	0	0	0	...	0
Troca dos inversores	R\$ mil	0	0	0	0	0	...	0
<b>Produção</b>		0	1	2	3	4	...	25
Capacidade instalada	M Wp	0	0.138	0.138	0.138	0.138	...	0.138
Fator de capacidade	%	–	14.0%	13.9%	13.9%	13.8%	...	12.4%
Capacidade média	M Wméd	0.000	0.019	0.019	0.019	0.019	...	0.017
Horas do ano	–	8760	8760	8760	8760	8760	...	8760
Energia produzida	M Wh	0	135	135	134	133	...	120
2 Economias		0	1	2	3	4	...	25
<b>Economias</b>								
Preço da Energia	R\$/M Wh	678.4	702.8	729.2	754.7	7811	...	1608.7
Operação e manutenção	R\$ mil/M Wp	–	(7.9)	(8.2)	(8.4)	(8.7)	...	(8.0)
Tusd G	R\$ mil	–	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	...	(10)
Seguro	R\$ mil	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	...	(3.2)
A aluguel do telhado	R\$ mil	(32.4)	(33.6)	(34.8)	(36.1)	(37.3)	...	(76.9)
Economia obtida	R\$ mil	–	95.2	98.2	1012	104.2	...	193.1
<b>Resultado</b>	<b>R\$ mil</b>	<b>(33.8)</b>	<b>51.8</b>	<b>53.3</b>	<b>54.6</b>	<b>56.0</b>	...	<b>94.0</b>
3 Fluxo de caixa		0	1	2	3	4	...	25
<b>Custos de construção</b>	<b>R\$ mil</b>	<b>(683.1)</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	...	<b>–</b>
Economia de energia	R\$ mil	(33.8)	518	53.3	54.6	56.0	...	94.0
<b>Fluxo de Caixa Livre</b>	<b>R\$ mil</b>	<b>(716.9)</b>	<b>51.8</b>	<b>53.3</b>	<b>54.6</b>	<b>56.0</b>	...	<b>94.0</b>
<b>Fluxo de Caixa Livre - Base</b>	<b>R\$ mil da base</b>	<b>(716.9)</b>	<b>50.0</b>	<b>51.3</b>	<b>52.8</b>	<b>54.1</b>	...	<b>90.8</b>
<b>Fluxo de Caixa Livre acumulado - Base</b>	<b>R\$ mil da base</b>	<b>(716.9)</b>	<b>(666.9)</b>	<b>(615.6)</b>	<b>(562.8)</b>	<b>(508.7)</b>	...	<b>945.8</b>

### Cenário ii)

1 Projeto			0	1	2	3	4	...	25
CAP EX			0						
EPC	R\$ mil		683	0	0	0	0	...	0
Troca dos inversores	R\$ mil		0	0	0	0	0	...	0
Produção			0	1	2	3	4	...	25
Capacidade instalada	M Wp		0	0.138	0.138	0.138	0.138	...	0.138
Fator de capacidade	%		—	14.0%	13.9%	13.9%	13.8%	...	12.4%
Capacidade média	M wméd		0.000	0.019	0.019	0.019	0.019	...	0.017
Horas do ano	-		8760	8760	8760	8760	8760	...	8760
Energia produzida	M Wh		0	135	135	134	133	...	120
2 Economias			0	1	2	3	4	...	25
Economias			0						
Preço da Energia	R\$/M Wh		678.4	702.8	729.2	754.7	781.1	...	1608.7
Operação e manutenção	R\$ mil/M Wp		—	(7.9)	(8.2)	(8.4)	(8.7)	...	(8.0)
Tusd G	R\$ mil		—	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	...	(10)
Seguro	R\$ mil		(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	...	(3.2)
Aluguel do telhado	R\$ mil		(28.2)	(29.2)	(30.3)	(31.3)	(32.4)	...	(66.8)
Economia obtida	R\$ mil		—	95.2	98.2	101.2	104.2	...	193.1
Resultado	R\$ mil		(29.5)	56.2	57.8	59.4	60.9	...	104.1
3 Fluxo de caixa			0	1	2	3	4	...	25
Custos de construção	R\$ mil		(683.1)	—	—	—	—	...	—
Economia de energia	R\$ mil		(29.5)	56.2	57.8	59.4	60.9	...	104.1
Fluxo de Caixa Livre	R\$ mil		(712.6)	56.2	57.8	59.4	60.9	...	104.1
Fluxo de Caixa Livre - Base	R\$ mil da base		(712.6)	54.3	55.7	57.3	58.8	...	100.6
Fluxo de Caixa Livre acumulado - Base	R\$ mil da base		(712.6)	(658.4)	(602.6)	(545.3)	(486.4)	...	1,116.4

### Cenário iii)

1 Projeto			0	1	2	3	4	...	25
CAP EX			0						
EPC	R\$ mil		683	0	0	0	0	...	0
Troca dos inversores	R\$ mil		0	0	0	0	0	...	0
Produção			0	1	2	3	4	...	25
Capacidade instalada	M Wp		0	0.138	0.138	0.138	0.138	...	0.138
Fator de capacidade	%		—	14.0%	13.9%	13.9%	13.8%	...	12.4%
Capacidade média	M wméd		0.000	0.019	0.019	0.019	0.019	...	0.017
Horas do ano	-		8760	8760	8760	8760	8760	...	8760
Energia produzida	M Wh		0	135	135	134	133	...	120
2 Economias			0	1	2	3	4	...	25
Economias			0						
Preço da Energia	R\$/M Wh		678.4	702.8	729.2	754.7	781.1	...	1608.7
Operação e manutenção	R\$ mil/M Wp		—	(7.9)	(8.2)	(8.4)	(8.7)	...	(8.0)
Tusd G	R\$ mil		—	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	...	(10)
Seguro	R\$ mil		(14)	(14)	(15)	(15)	(16)	...	(3.2)
Aluguel do telhado	R\$ mil		(23.7)	(24.6)	(25.5)	(26.4)	(27.3)	...	(56.3)
Economia obtida	R\$ mil		—	95.2	98.2	101.2	104.2	...	193.1
Resultado	R\$ mil		(25.1)	60.8	62.6	64.3	66.0	...	114.6
3 Fluxo de caixa			0	1	2	3	4	...	25
Custos de construção	R\$ mil		(683.1)	—	—	—	—	...	—
Economia de energia	R\$ mil		(25.1)	60.8	62.6	64.3	66.0	...	114.6
Fluxo de Caixa Livre	R\$ mil		(708.2)	60.8	62.6	64.3	66.0	...	114.6
Fluxo de Caixa Livre - Base	R\$ mil da base		(708.2)	58.7	60.3	62.1	63.8	...	110.7
Fluxo de Caixa Livre acumulado - Base	R\$ mil da base		(708.2)	(649.5)	(589.2)	(527.1)	(463.3)	...	1,294.0