

FELIPE SILVA MAURO
ARTHUR DUNLOP FERNANDES COACHMAN

Análise de investimentos em geração distribuída compartilhada

**PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
APRESENTADO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL DA
PUC-RIO, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO.**

Orientador: Fábio Rodrigo Siqueira Batista

Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, 17 de Novembro de 2023.

RESUMO

A partir de 2023, o ecossistema de Geração Distribuída (GD) é alterado pelo vigor da Lei 14.300, que incluí a cobrança da tarifa TUSD Fio B para projetos de geração de energia de forma distribuída. Nesse contexto, a viabilidade de investimento nesse tipo de empreendimento passa a ser questionada, por conta da diminuição dos fluxos de retornos obtidos. O presente trabalho analisa esse cenário com foco na geração fotovoltaica no estado do Rio de Janeiro, contemplando dois estudos de casos com modelos de investimento diferentes e atendidos pela mesma empresa concessionária distribuidora, a Light S.A. O artigo prevê uma contextualização do avanço da matriz elétrica brasileira e dos marcos regulatórios que controlam esse formato de geração, de forma a situar o cenário onde os projetos são aplicados. Para cada caso analisado, foi realizado um levantamento dos custos e despesas envolvidos para o levantamento do projeto e a capacidade de geração de cada um deles. Com esses dados, é possível projetar os fluxos de retorno e descontá-los para valor presente por meio do custo de capital dos projetos. Por fim, foram selecionados indicadores econômicos para definir uma conclusão em relação as suas atratividades financeiras.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica, Fluxo de Caixa Descontado, Indicadores de Viabilidade Econômica, Análise de Sensibilidade

ABSTRACT

From 2023 onwards, the Distributed Generation ecosystem is strongly changed by the force of Law 14.300, which includes charging the TUSD Fio B tariff for distributed energy generation projects. In this context, the viability of investing in this type of enterprise comes to be questioned, due to the decrease in the flow of returns obtained. The present work analyzes this scenario with a focus on photovoltaic generation in the state of Rio de Janeiro, covering two case studies with different investment models and served by the same distribution concession company, Light S.A. The article provides a contextualization of the advancement of the Brazilian electrical matrix and the regulatory frameworks that control this generation format, in order to situate the scenario where the projects are applied. For each case analyzed, a survey of the costs and expenses involved in surveying the project and the generation capacity of each of them was carried out. With this data, it is possible to project return flows and discount them to present value through the capital cost of the projects. Finally, economic indicators were selected to define a conclusion regarding their financial attractiveness.

Key-Words: Distributed Generation, Photovoltaic Solar Energy, Discounted Cash Flow, Economic Viability Indicators , Sensitivity Analysis.

SUMÁRIO

RESUMO – 2

ABSTRACT – 2

1 – INTRODUÇÃO – 8

2 – REFERENCIAL TEÓRICO – 10

2.1 – Evolução histórica da matriz elétrica brasileira – 10

2.2 – Evolução histórica da energia solar – 12

2.3 – A energia solar, uma vocação natural brasileira. – 13

2.4 – Definição e composição do Sistema Solar Fotovoltaico – 14

2.4.1 Os três tipos de Sistema Solar Fotovoltaico – 15

2.4.2 Componentes de um Sistema Solar Fotovoltaico *OnGrid* – 17

2.5 – A Geração Distribuída – 18

2.5.1 Geração Distribuída e Geração Centralizada – 18

2.5.2 Marcos Regulatórios da Geração Distribuída – 19

2.5.3 As regras para a Geração Distribuída – 22

2.5.4 O Sistema de Compensação no Modelo de Geração Distribuída – 24

2.5.5 Grupos Tarifários do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil – 25

2.5.6 Tarifas e Encargos do setor elétrico brasileiro – 26

3 – METODOLOGIA – 30

3.1 – Métodos para valoração de um empreendimento – 30

3.1.1 Recebíveis – 31

3.1.2 OPEX – 31

3.1.3 Depreciação – 31

3.1.4 CAPEX – 32

3.1.5 Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização – 32

3.1.6 Lucro antes de impostos e juros – 32

3.1.7 Lucro Líquido Operacional – 32

3.1.8 Fluxo de Caixa para a Firma – 32

3.1.9 Fluxo de caixa livre para o aconista – 33

3.1.10 Taxa de Desconto – 33

3.1.11 CAPM – 34

3.1.12 Ativo Livre de Risco – 34

3.1.13 Premio de Risco do Mercado – 35

3.1.14 Retorno de Mercado – 35

3.1.15 Fator de Risco Beta – 36

3.2 – Indicadores de Viabilidade Econômica – 37

3.2.1 VPL (Valor Presente Líquido) – 37

3.2.2 TIR (Taxa Interna de Retorno) – 38

3.2.3 Payback – 38

4 – ESTUDO DE CASO – 39

4.1 – Caso 1 (Usina Benvindo de Novaes) – 39

4.1.1 Modelo de Negócio – 40

4.1.2 Premissas Calculadas – 42

4.1.3 Fluxo de Caixa Descontado – 42

4.1.3.1 Receita Bruta – 43

4.1.3.1.1 Geração de Energia – 43

4.1.3.1.2 Tarifa Líquida – 46

4.1.3.2 Impostos diretos – 47

4.1.3.3 OPEX – 48

4.1.3.4 CAPEX – 50

4.1.3.5 Depreciação – 51

4.1.3.6 Imposto de Renda – 52

4.1.4 Resultados – 52

4.1.4.1 Análise de Sensibilidade – 53

4.1.4.2 Isenção do pagamento do Fio B – 56

4.2 – Caso 2 (Usina Sapucaia) – 57

4.2.1 Modelo de Negócio – 57

4.2.2 Premissas Calculadas – 57

4.2.3 Fluxo de Caixa Descontado – 58

4.2.3.1 Receita Bruta – 59

4.2.3.1.1 Geração de Energia – 60

4.2.3.2 OPEX – 62

4.2.3.3 Depreciação – 64

4.2.3.4 Financiamento – 64

4.2.3.5 CAPEX – 65

4.2.4 Resultados – 66

4.2.4.1 Análise de Sensibilidade – 68

4.2.4.2 Isenção do pagamento do Fio B – 69

5 – CONCLUSÃO – 71

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira em 2011(<i>Síntese de Relatório Integrado 2012</i>).....	11
Figura 2 – Evolução da Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil (ABSOLAR/ANEEL, 2023).....	14
Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira em 2023 (ABSOLAR/ANEEL, 2023).....	15
Figura 4 – Comparativo entre os Sistemas <i>OnGrid</i> x <i>OffGrid</i> (<i>NeoSolar</i>).....	16
Figura 5 – Dados de entrada do PVSyst da UFV Benvindo de Novaes (Elaboração própria).....	44
Figura 6 – Balanços e Resultados Principais do PVSyst da UFV Benvindo de Novaes (Elaboração própria).....	45
Figura 7 – Dados de entrada do PVSyst da UFV Sapucaia (Elaboração própria).....	59
Figura 8 – Dados de saída do PVSyst da UFV Sapucaia (Elaboração própria).....	60

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Geração mensal Usina Benvindo de Novaes (Elaboração própria).....	45
Gráfico 2 – Análise de Sensibilidade do VPL com variação da Taxa Genial (Elaboração própria).....	50
Gráfico 3 – Geração mensal Usina Sapucaia (Elaboração própria).....	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sequência do Modelo de Fluxo de Caixa da UFV Benvindo de Novaes.....	43
Tabela 2 – Cálculo da Tarifa Líquida.....	45
Tabela 3 – Cálculo da TUSD G.....	47
Tabela 4 – Composição da despesa de O&M da UFV Benvindo de Novaes.....	47
Tabela 5– Composição do CAPEX da Usina Benvindo de Novaes.....	49
Tabela 6 – Projeção do Fluxo de Caixa Anual (Usina Benvindo de Novaes).....	51
Tabela 7 – Indicadores Financeiros (Usina Benvindo de Novaes).....	52
Tabela 8 – Análise de Sensibilidade Taxa Genial (UFV Benvindo de Novaes).....	53
Tabela 9 – Análise de Sensibilidade Beta (UFV Benvindo de Novaes).....	54
Tabela 10 – Indicadores Financeiros isentos do Fio B (Usina Benvindo de Novaes).....	54
Tabela 11 – Sequência do Modelo de Fluxo de Caixa da UFV Sapucaia.....	57
Tabela 12 – Composição da despesa de O&M da UFV Sapucaia.....	60
Tabela 13 – Cálculo do empréstimo.....	63
Tabela 14– Composição do CAPEX da UFV Sapucaia.....	63
Tabela 15 – Projeção do Fluxo de Caixa Anual (Usina Sapucaia).....	64
Tabela 16 – Evolução do Juros no fluxo da Usina Sapucaia.....	65
Tabela 17 – Indicadores Financeiros (Usina Sapucaia).....	65
Tabela 18 – Análise de Sensibilidade UFV Genial.....	66
Tabela 19 – Indicadores Financeiros isentos do Fio B (Usina Sapucaia).....	67

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a busca por fontes de energia renováveis vem ganhando bastante destaque no Brasil e no mundo. As mudanças climáticas do planeta, juntamente com a busca de uma agenda ESG por empresas, comprovam a necessidade pela descarbonização da matriz de geração de energia elétrica mundial, setor este responsável por 23,3% das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) totais. (CLIMATE WATCH, 2023)

Atualmente, ainda é predominante a presença de fontes não renováveis e de alto teor de carbono no processo de geração de eletricidade. De acordo com dados de 2022 da plataforma *Our World in Data*, na seção de Matriz Elétrica, tais fontes são responsáveis por 67% da capacidade de geração mundial, incluindo a queima de carvão, o gás natural e a fonte nuclear. Entretanto, a utilização de fontes renováveis de energia vem ganhando mais espaço com o passar dos anos, em parte por conta da conscientização mundial em relação à sua necessidade e também pela maior acessibilidade proporcionada para a adesão a esse formato. Essa mudança é perceptível pelo aumento considerável na porcentagem de geração elétrica renovável mundial, limitada em 20% da geração total até o ano de 2015.

Já no Brasil, desde o início é grande a participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica, em virtude do grande potencial do país para o aproveitamento da fonte hidrelétrica. No início do Século 21, a porcentagem de tal presença superava a faixa de 90%, sendo o restante fornecido por meio de usinas termelétricas ou nucleares (NEXO, 2021). Com o passar dos anos a matriz elétrica vem sendo diversificada, com o objetivo de mitigar a dependência dessa fonte principal, por meio do investimento em outros projetos de geração de energia, principalmente pelas fontes solar e eólica, ambas com ótimo potencial de produção no território brasileiro. Atualmente, a matriz elétrica brasileira possui a seguinte composição: Hidrelétrica (50,1%); Solar Fotovoltaica (15,4%); Eólica (12,3%); Gás Natural (8,0%); Biomassa e Biogás (7,7%); Petróleo e outros Fósseis (4,0%); Carvão Mineral (1,6%); Nuclear (0,9%); Importação (3,7%). (ANEEL, 2023)

É neste cenário que se enquadra a geração distribuída de energia, um formato que viabiliza a produção desse bem no próprio ponto de consumo, ou próximo a ele. Utilizando, em sua grande maioria, fontes renováveis de energia, este modelo pode abastecer um único

consumidor, como uma residência ou empresa, podendo também fazer parte de uma pequena rede, abastecendo estruturas maiores como condomínios, indústrias e outros exemplos.

A adesão a este modelo fornece uma série de vantagens aos envolvidos, seja por meio do barateamento de custos ou pelo consumo mais eficiente de energia. Considerando que a geração distribuída é disponibilizada próxima ao consumo, a menor distância entre os pontos permite a redução dos custos com redes de transmissão e distribuição, além da redução de perdas de energia. Este formato também permite o armazenamento e distribuição por rede de fontes que outrora seriam desperdiçadas. Por fim, consiste no uso de uma energia renovável, de baixo impacto para o meio ambiente e sustentável.

O presente trabalho tem em seu escopo uma análise de atratividade econômica de investimento em empreendimentos de geração distribuída de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro, levando em conta as condições específicas estabelecidas para este mercado. Para melhor entender as variáveis que podem influenciar na avaliação, foram selecionados para análise dois estudos de caso considerando usinas solares fotovoltaicas de capacidade de geração semelhante, porém com métodos de investimento diferentes.

No capítulo 2 será abordado um referencial teórico, levando em conta o cenário de aplicação do empreendimento selecionado. Serão trazidas as definições dos termos que regem o modelo de geração distribuída, as tarifas e tributos a que estão sujeitas as empresas e uma evolução das resoluções normativas que regulam o setor.

No segundo capítulo, é explicada a metodologia de análise que será utilizada no estudo de caso, definindo os termos levantados.

Em seguida, no terceiro capítulo, é abordado o estudo de caso dos dois projetos escolhidos. Serão definidas as características de cada projeto, as premissas consideradas para realizar a análise, os indicadores selecionados e os resultados obtidos em cada uma delas.

Por fim, no último capítulo, será realizada uma conclusão dos resultados obtidos com base nos itens levantados ao longo do trabalho, indicando a viabilidade dos projetos considerados e as possibilidades deste setor para o futuro.

2. Referencial Teórico

Neste capítulo será abordada a evolução tecnológica da matriz elétrica brasileira até se chegar ao panorama atual, com forte penetração da geração distribuída. O objetivo é ter uma melhor compreensão do setor elétrico atual, para que se possa compreender melhor as tendências do futuro, com possível redução dos combustíveis fósseis e uma penetração ainda maior da geração distribuída.

2.1 Evolução histórica da matriz elétrica brasileira

– O desenvolvimento do setor elétrico no Brasil é fortemente marcado por fatores geográficos bastante favoráveis. Desde o início de sua estruturação, a existência de numerosos desníveis naturais em suas bacias hidrográficas favoreceu a vocação para o aproveitamento das quedas d'água. Em 1883 surge a primeira hidrelétrica do país. Em 1889, foi inaugurada a Usina Hidrelétrica de Marmelos, no Rio Paraibuna, a primeira usina da América Latina a fornecer energia para iluminação pública e particular, e sua entrada em operação deu partida a uma ressignificação do uso dos rios (FONSECA, 2013).

– Durante a década de 1930, o Código de Águas instituído pelo primeiro governo de Getúlio Vargas iniciou a regulamentação do setor elétrico, abrindo espaço para as primeiras iniciativas do Estado na geração de energia. Assim, ocorre em 1945 a criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) para o aproveitamento da Cachoeira de Paulo Afonso.

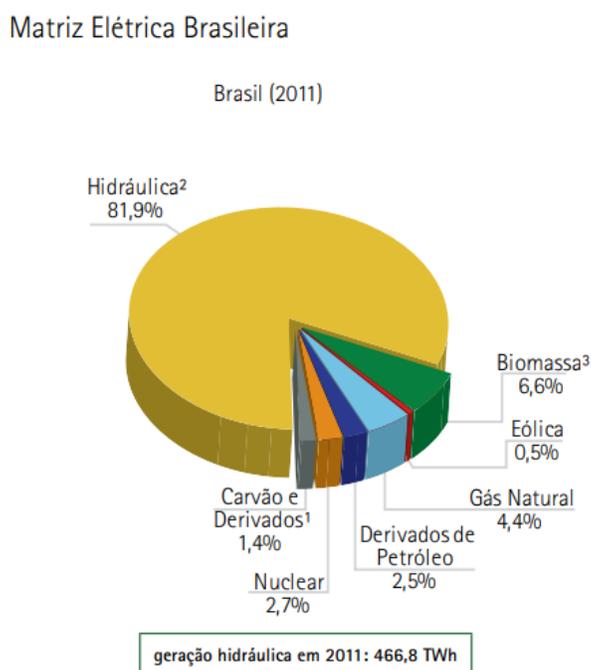
– Os anos 1950 foram caracterizados por forte intervenção do Estado no setor energético, com a criação de empresas estatais como a Petrobras, Cemig - Centrais Elétricas de Minas Gerais e Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras. Nessa década entraram em operação as Hidrelétricas de Paulo Afonso I, no Rio São Francisco, e Furnas e Três Marias, em Minas Gerais.

– Em julho de 1960 o presidente Juscelino Kubitschek criou o Ministério das Minas e Energia. Nas duas décadas que se seguiram, a evolução do setor elétrico brasileiro foi marcada pela completa nacionalização do setor. Além de vultosos investimentos na construção de hidrelétricas, foram implantadas extensas linhas de transmissão, interligando o sistema elétrico brasileiro.

– Os anos 1990 foram caracterizados pela implantação de um modelo de mercado para o setor, com a transferência para a iniciativa privada da expansão do sistema elétrico do país, através da venda de diversas empresas públicas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foram respectivamente criados em 1996 e 1998. No final da década, em 1999, entrou em operação comercial o “Linhão”, conectando o sistema de transmissão das regiões Norte e Nordeste ao sistema das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Esse processo, desenvolvido na segunda metade do século passado, consolidou um plano de uso de energia elétrica sustentado basicamente pela matriz hidrelétrica. Isso trouxe dois reflexos para a sociedade brasileira. Em primeiro lugar, uma das matrizes elétricas mais limpas do planeta, com 82,4% da sua geração proveniente de fontes renováveis já no ano de 2011, sendo 81,9% de fontes hidrelétricas e 0,5% de fontes eólicas, de acordo com dados do Síntese do Relatório Final de 2012 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Essa distribuição dos geradores de energia elétrica em 2011 pode ser observada pela Figura 1. Em segundo lugar, a dependência do recurso híbrido para o atendimento à sua demanda, cuja oferta é incerta e sujeita a períodos de poucas chuvas e escassez hídrica.

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira em 2011



Fonte: Síntese de Relatório Integrado 2012, EPE.

A virada para o terceiro milênio foi marcada pela maior crise de energia elétrica já registrada no país. Em 2001, a falta de investimentos na expansão do setor elétrico brasileiro – em particular no sistema de transmissão – associada à ocorrência de um cenário hidrológico desfavorável, prejudicou a oferta de energia elétrica e exigiu um rigoroso programa de racionamento de água e energia que durou até fevereiro de 2002. Durante esse período, foram acionadas as usinas termoelétricas alimentadas a óleo diesel, apesar de seu alto custo e impacto ambiental causado pela emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE). Dois meses depois, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), com o objetivo de redirecionar a matriz energética do país, com ênfase em parques eólicos, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e usinas a biomassa.

2.2 Evolução histórica da energia solar

– Os primeiros estudos sobre a energia solar ocorreram no Século Dezenove, quando o químico francês Antoine Lavoisier conseguiu gerar temperaturas de até 1.700°C por meio da concentração dos raios solares, utilizando uma grande lente de 52 polegadas junto a outro acessório de oito polegadas (MARQUES, KRAUTER e LIMA, 2009). Em 1839 o físico francês Alexandre Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico – a liberação de elétrons na absorção de fótons – e comprovou a possibilidade de converter a radiação luminosa em energia elétrica por meio da incidência de luz em um eletrodo mergulhado em solução de lítio. Em 1883, o norte-americano Charles Fritts criou a primeira célula fotovoltaica, produzida por selênio revestido de ouro, gerando uma corrente contínua e constante para uma conversão elétrica máxima de 1%.

O aproveitamento da energia solar tal como conhecemos hoje teve seu marco inicial em 1958, quando o norte-americano Russell Shoemaker Ohl patenteou a “célula solar moderna”, anunciada durante uma reunião da *National Academy of Sciences*. Naquele mesmo ano, uma placa de 1w foi anexada ao satélite artificial “Vanguard I”, alimentando seu rádio na viagem espacial. A partir de então, foi disseminada a implementação dos primeiros sistemas fotovoltaicos para residências, estabelecimentos comerciais e industriais e meios de transportes, como ônibus, navios e aviões.

A evolução tecnológica do sistema foi surpreendentemente rápida. Em 1976, os engenheiros David Carlson e Christopher Wronski criaram a primeira célula de silício amorfo, que

oferecia uma eficiência de 1,1%. Em 1992, experiências na Universidade da Flórida do Sul (EUA) com o emprego de filmes finos na produção dos módulos solares garantiu eficiência de 15,89%. Dois anos depois, o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) desenvolveu a primeira célula fotovoltaica que concentra 180 sóis de GaInP/GaAs, ou gálio fosforeto de índio / arsenieto de gálio, alcançando uma eficiência de conversão na ordem de 30%, número próximo ao das células atuais.

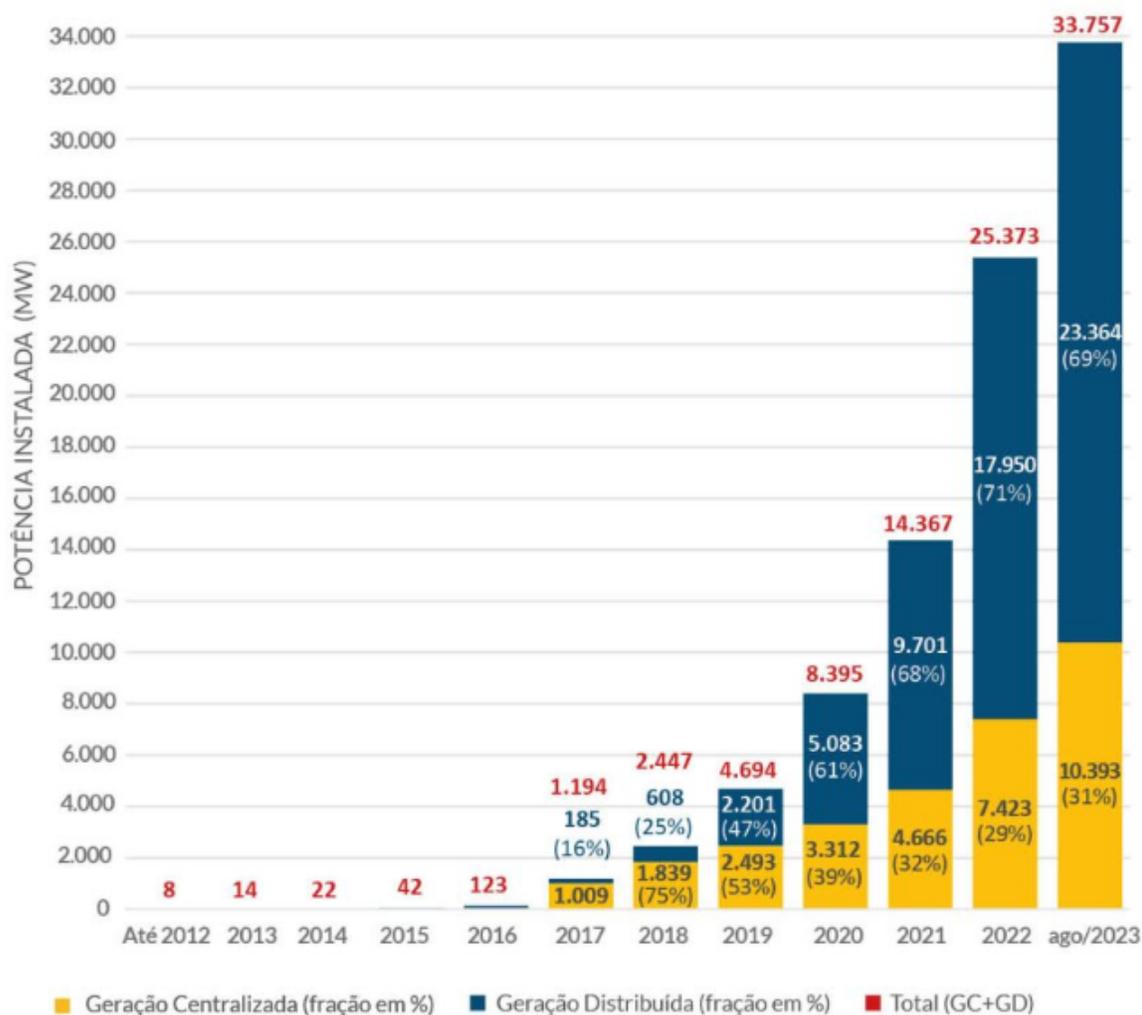
Na virada para o terceiro milênio, a capacidade total instalada de energia fotovoltaica no mundo inteiro já alcançava 1.000 MW (megawatts). Na mesma época, foram implementados os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*on-grid*) na maioria dos países desenvolvidos, suplementando a rede elétrica convencional. Em pouco tempo, a produção anual mundial de células fotovoltaicas subiu para 4.200 MWp. Em 2006, a adoção de células solares de polisilício permitiu atingir um nível de 40% de eficiência. Em 2011, a rápida expansão da produção chinesa reduziu os custos dos módulos fotovoltaicos de silício para menos de US\$ 1.25/w, propiciando acentuada propagação das instalações em todo o mundo.

2.3 A energia solar, uma vocação natural brasileira.

O território brasileiro reúne condições climáticas e geográficas privilegiadas para o aproveitamento da energia solar. Segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o Brasil recebe anualmente mais de 3 mil horas de brilho do sol, o que equivale a uma irradiação diária entre 4.500 e 6.300 kWh/m². Se compararmos este cenário com a Alemanha, país líder da produção de energia solar *per capita* e segundo maior na produção total em 2018, é possível perceber o imenso potencial do Brasil nesse setor. A Alemanha possui uma incidência de raios solares com valores médios anuais atingindo apenas 1.300Wh/m², quantidade 26% inferior à região brasileira de menor incidência anual, com 1.642 kWh/m² (PEREIRA, 2017).

Essas condições favoráveis, aliadas a uma estratégia de incentivo ao consumo de energia solar por parte do governo, coloca o Brasil no caminho para se tornar um grande produtor de energia solar. O gráfico seguinte demonstra a evolução da energia solar fotovoltaica no Brasil desde 2017:

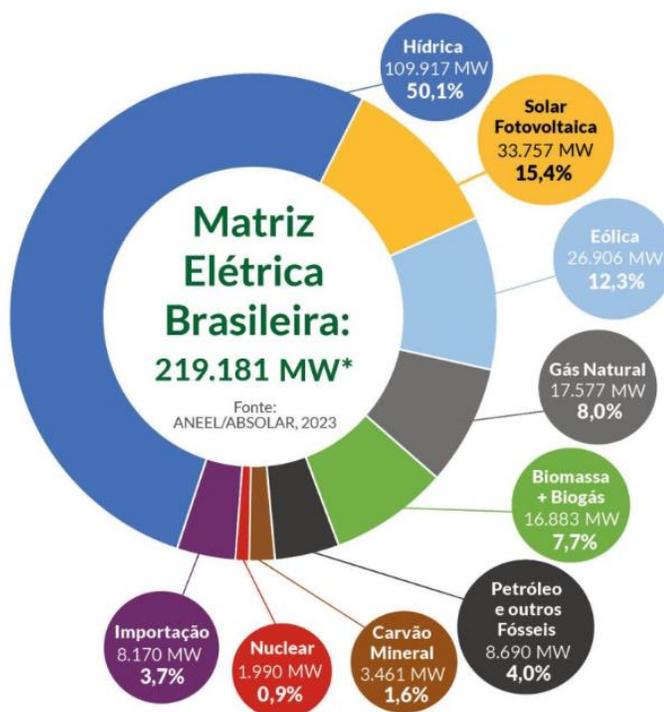
Figura 2 – Evolução da Geração de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil:



Fonte: ABSOLAR/ANEEL, 2023.

Devido à grande capacidade já instalada de hidrelétricas em diversas partes do país, é improvável que a geração fotovoltaica assuma a posição de principal fonte energética da matriz elétrica brasileira, mas ela pode consolidar sua atual posição como a principal fonte complementar, “limpa” e renovável. Hoje, a composição da matriz elétrica brasileira, que totaliza 219.181 MW, se divide conforme o gráfico seguinte:

Figura 3 – Matriz Elétrica Brasileira em 2023:



Fonte: ABSOLAR/ANEEL, 2023.

2.4 Definição e Composição do Sistema Solar Fotovoltaico

Diante desse cenário brasileiro de grande viabilidade de geração de energia elétrica por meio da fonte solar, ela foi selecionada como a forma de geração do projeto analisado por este trabalho. Dito isso, é necessário apresentar a definição e composição do conceito do sistema de energia solar.

A energia solar pode ser definida como a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade através do efeito fotovoltaico (FADIGAS, 1998) e ela pode ser gerada por meio da instalação de um Sistema Solar Fotovoltaico. Este sistema é composto por diferentes equipamentos elétricos e existem atualmente três principais tipos.

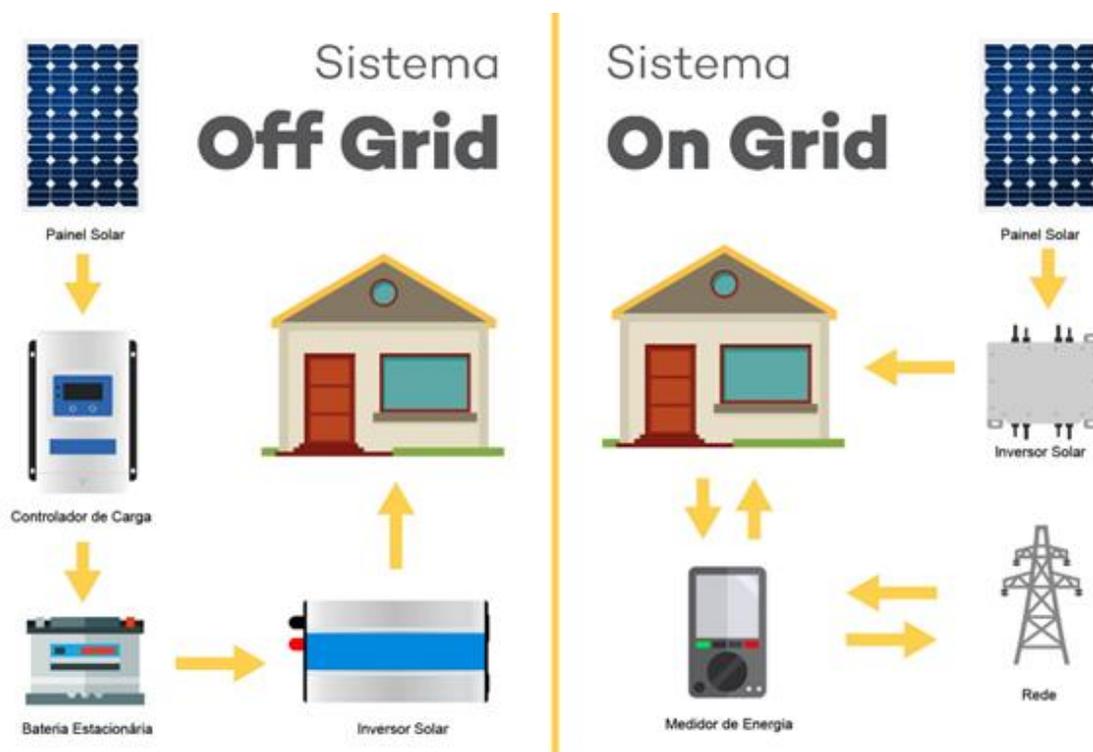
2.4.1 Os três tipos de Sistema Solar Fotovoltaico:

- **Sistema *OnGrid*:** É ligado à rede elétrica da distribuidora da região. Nesse caso não é necessário o armazenamento de energia, pois à medida que é produzida ela é injetada na rede. Caso o consumo da unidade seja superior à

geração, a distribuidora fornece a energia complementar necessária. Por outro lado, se a geração for superior ao consumo, a energia excedente é convertida em *créditos solares*, ou seja, o excedente de energia que não foi compensado no ciclo de faturamento em que foi gerado será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes ou vendido para as empresas concessionárias, como define a Lei nº 14.300/2023.

- **Sistema *OffGrid*:** É isolado de uma rede de energia, seja da distribuidora ou do próprio Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste formato é necessário o armazenamento da energia produzida em baterias, encarecendo o custo total do sistema.
- **Sistema Híbrido:** Pode apresentar diversas fontes de geração em uma mesma instalação, misturando sistemas *OnGrid* e *OffGrid*. Apesar de seu alto custo de aquisição, este sistema aproveita a melhor situação para cada fonte de geração.

Figura 4 – Comparativo entre os Sistemas *OnGrid* x *OffGrid*



Fonte: NeoSolar – Diferença entre Micro-Inversor e Inversor String.

No presente trabalho, o Estudo de Caso irá abordar exclusivamente o modelo *OnGrid*, portanto todos os dados mencionados daqui em diante serão referentes a este formato.

2.4.2 Componentes de um Sistema Solar Fotovoltaico *OnGrid*:

- **Módulo Fotovoltaico:** Chamado popularmente de “painel solar”, é formado pela junção de várias células fotovoltaicas. É revestido por um material semicondutor (geralmente o silício) que, ao ser exposto à radiação solar, gera eletricidade. O silício pode ser utilizado nos formatos *monocristalino* ou *policristalino*, o que influi na eficiência do módulo. Enquanto o painel com células monocristalinas consegue atingir uma geração na faixa de 16,08% / 24,2%, o índice máximo alcançado por um painel policristalino é de 20,3% (PORTO, 2019). A capacidade dos módulos é mensurada por sua potência em Watts.
- **Inversor:** Aparelho eletrônico responsável pela conversão da energia produzida pelos módulos de corrente elétrica contínua (CC) para alternada (AC), compatível com os equipamentos consumidores na ponta. Dimensionado em função da quantidade de módulos presente no sistema, sua capacidade é medida em Volts, de acordo com a corrente elétrica que pode suportar.
- **Estrutura de Fixação:** O material mais comum utilizado para o suporte físico do equipamento é o aço inoxidável, mas isso pode variar de acordo com o tipo de instalação. Em telhados residenciais, normalmente a estrutura para fixação do módulo consiste em duas barras paralelas horizontais. Em usinas terrestres, são estacas de aço fincadas no solo com capacidade de seis a oito placas para cada uma.
- **Cabos e Conectores:** Têm a função de unir os componentes dos sistemas solares para produzir um fluxo de eletricidade estável e de qualidade. Os conectores apresentam um formato específico chamado de MC4, desenvolvido especialmente para sistemas fotovoltaicos. Algumas de suas vantagens são o travamento automático e a segurança na desconexão.

2.5 A Geração Distribuída

2.5.1 Geração Distribuída e Geração Centralizada

Existem dois principais modelos de geração de energia elétrica permitidos e regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – a *Geração Distribuída* (GD) e a *Geração Centralizada* (GC). Apesar de ambos fornecerem energia elétrica a partir das mesmas fontes de energia, os dois modelos se diferenciam bastante, em função de características como o destino da energia produzida, a capacidade de geração por instalação e, em consequência disso, pela legislação que os monitora.

- **Geração Centralizada:** Consiste basicamente em um pequeno número de unidades geradoras produzindo eletricidade para muitos consumidores. A produção pode ser feita por meio de usinas de diferentes fontes de energia, sejam renováveis ou não. A energia é transportada por meio de redes de alta tensão com correntes superiores a 36 kV, sendo necessários grandes cabos de transmissão para esse fim. Na grande maioria dos casos, este formato é contratado pelas empresas concessionárias da distribuição em diferentes estados, para fornecer energia aos habitantes de sua região.
- **Geração Distribuída:** Expressão usada para designar a geração de energia elétrica realizada junto ou próximo dos consumidores, independente da fonte de energia, sua potência e tecnologia empregada (Instituto Nacional de Eficiência Energética - INEE). Neste modelo estão incluídos apenas os geradores de energia por meio de fontes renováveis, mas são várias as formas de geração. Desde placas solares instaladas em telhados de residências até pequenas usinas hidrelétricas e fazendas eólicas, a geração distribuída tem se mostrado uma excelente solução para se obter eficiência energética a baixo custo.

A Geração Distribuída oferece algumas vantagens sobre a Centralizada, a começar por sua maior facilidade de acesso e instalação. Por não demandar longos trechos de transmissão em alta tensão, o investimento em GD é bem inferior ao necessário na GC, principalmente no caso da energia solar fotovoltaica, cujas placas podem ser facilmente instaladas em qualquer

local do país, por mais isolado que seja. Além disso, no modelo GC é muito frequente a perda de energia nos processos de transmissão.

De acordo com dados da ANEEL de 2023, no Brasil a capacidade instalada e em operação comercial da geração de energia distribuída é de 23,9GW, número ainda pequeno em relação ao modelo centralizado, com um total operacional de 198,4GW. Entretanto, a GD está em fase de crescimento exponencial, beneficiada pela preferência popular e o incentivo fiscal do governo. Somente no ano de 2022, foram instaladas cerca de 794 mil novas unidades, num total de 8,3 GW.

2.5.2 Marcos Regulatórios da Geração Distribuída

A inserção de novas fontes de energia – renováveis ou não – no cenário da matriz elétrica brasileira desencadeou um processo de transição que impôs a necessidade de uma nova regulamentação para o setor. A seguir descrevemos as principais leis e resoluções que regulamentaram a GD no Brasil de acordo com Santos et al. (2017), além da Lei nº 14.300, que representa atualmente o marco legal deste modelo de geração:

Lei nº 10.848/2004: Editada em 2004 pelo Governo Federal, foi responsável pela reorganização do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Instituiu a realização de grandes leilões para a contratação de energia de geração centralizada e definiu o conceito de geração distribuída. Foi complementada pela publicação do Decreto nº 5.163/2004, que concluiu a regulamentação da comercialização de energia elétrica, além dos procedimentos de outorga. Em seguida, a REN 77/2004 estabeleceu os procedimentos vinculados à redução das tarifas do uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para GD.

Resolução Normativa nº 482/2012: Instituída pela Aneel em abril de 2012, estabeleceu as regras gerais para o acesso à geração distribuída. O modelo GD foi dividido em microgeração (projetos limitados até 100 kW de potência) e minigeração distribuída (projetos entre 100 kW e 1 MW). Além disso, instaurou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que autoriza qualquer consumidor a gerar sua própria energia renovável conectada à rede de distribuição, com o acúmulo de créditos energéticos. Segundo Santos et al. (2017), o excedente de energia é transferido para a empresa

distribuidora local. Em contrapartida, há compensação no consumo de energia elétrica da unidade consumidora, identificado por cadastro de pessoa física (CPF) ou cadastro nacional de pessoa jurídica (CNPJ). Além disso, o eventual saldo positivo de energia elétrica de um mês seria usado para deduzir do consumo do respectivo mês ou na fatura dos meses subsequentes, formando assim os créditos de energia, com validade de 36 meses.

Resolução Normativa nº 687/2015: Visando aprimorar a REN nº 482/2012, a Aneel determinou que geradores com potência até 75kW seriam considerados como microgeração de energia fotovoltaica, enquanto geradores entre 75kW e 3MW seriam considerados como minigeração. A validade dos créditos solares foi aumentada para sessenta meses e foi concedido o direito de transferência dos créditos para unidades com a mesma titularidade de CPF ou CNPJ. Foram criados também diferentes formatos dentro da geração distribuída, nomeados de *autoconsumo remoto* e *geração compartilhada*, além de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (geração em condomínios).

Portaria nº 538/2015 do Ministério de Minas e Energia (MME): Criou o programa ProGD, com o objetivo de estimular a geração de energia pelo próprio consumidor, através de apoio e incentivos. O programa tem como foco principal a geração por meio de energia solar fotovoltaica e durante todo o seu período de aplicação serão investidos cerca de R\$ 100 bilhões (BLUE SOL, 2020).

Lei nº 14.300/2022: Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a instalação de projetos de geração solar distribuída cresceu de forma significativa a partir de 2019, tornando necessária a criação de regras definitivas para este modelo de geração de energia. A Lei nº 14.300 estabeleceu um período longo para manutenção dos benefícios de usinas já em operação e uma regra de transição para as usinas que fossem solicitadas dentro de certo período.

A regra de transição estabeleceu o início da cobrança de uma tarifa pelo uso da infraestrutura da concessionária – a TUSD Fio B - que consiste em um dos formatos da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Os consumidores que já geravam sua própria energia antes da entrada em vigor da lei têm isenção da cobrança até 2045, sendo estendido esse benefício para as usinas instaladas ou homologadas até janeiro de 2023 (NEOSOLAR, 2022). Para os consumidores que decidirem aderir ao modelo de GD após janeiro de 2023, será feita uma cobrança gradual de duas formas diferentes:

Adesão entre 07/01/2023 e 07/07/2023: Regra de transição com validade até 2030.

Adesão a partir do dia 08/07/2023: Regra de transição com validade até 2028.

O avanço da cobrança gradual assume o seguinte formato:

- 15% da Tarifa Fio B a partir de 2023;
- 30% da Tarifa Fio B a partir de 2024;
- 45% da Tarifa Fio B a partir de 2025;
- 60% da Tarifa Fio B a partir de 2026;
- 75% da Tarifa Fio B a partir de 2027;
- 90% da Tarifa Fio B a partir de 2028.

Após o término do período de transição, será cobrada uma nova tarifa de GD ainda a ser definida pela ANEEL de acordo com o avanço do setor dentro das condições impostas pela Lei 14.300. Para os consumidores que aderirem após 2030, essa nova cobrança será realizada integralmente.

Por fim, outra alteração importante é a possibilidade de venda da produção de energia excedente para a concessionária, por meio de chamadas públicas. Isso permite uma compensação do valor do investimento feito no sistema em menos tempo do que o previsto, criando mais um incentivo à adesão à GD (ABSOLAR, 2022).

2.5.3 As regras para a Geração Distribuída

Conforme disposto nos regulamentos da ANEEL, é permitido o uso de qualquer fonte de energia renovável dentro do modelo de Geração Distribuída, além da *cogeração qualificada*, que consiste na geração simultânea de dois ou mais tipos de energia – por exemplo, elétrica e térmica – a partir do consumo de uma única fonte energética, desde que respeitado um nível mínimo de eficiência energética total. Desse modo, as empresas que pretendem investir na construção de uma usina no modelo de GD podem avaliar qual tipo de produção de energia será mais viável para o seu projeto.

Para viabilizar o investimento em GD e garantir que a usina construída fará parte do sistema de distribuição de energia, é obrigatória a realização das etapas de solicitação e o parecer de acesso por parte da concessionária distribuidora de energia da região em que o projeto será situado. Uma vez encaminhado pelo consumidor-gerador o requerimento, a distribuidora tem um prazo de trinta dias para emissão do parecer sobre o acesso. Se for necessária a realização de alguma obra, esse prazo é estendido para sessenta dias.

Como vimos, a Resolução Normativa nº 687/2015, complementando a REN nº 482/2012, estabeleceu as regras para a inserção da GD na matriz energética brasileira. De acordo com suas disposições, a *microgeração distribuída* inclui as centrais geradoras com potência instalada até 75kW, enquadrando como *minigeração distribuída* aquelas com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW.

A Resolução Normativa nº 687/2015 também categorizou a Geração Distribuída em duas modalidades – o *Autoconsumo Remoto* e a *Geração Compartilhada*, cada uma delas com subdivisões. Atualmente, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica abrange quatro formatos, que descrevemos a seguir:

Autoconsumo Local: Modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, em que o excedente de energia gerado por um consumidor-gerador (com titularidade de pessoa física ou jurídica) é compensado ou creditado em favor da mesma unidade (IMPrensa NACIONAL, Diário Oficial da União, 2022). Este formato é popularmente conhecido pelas placas solares em telhados residenciais ou comerciais, fornecendo energia para a própria unidade onde estão instaladas.

Autoconsumo Remoto: Fazem parte desta modalidade os consumidores de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica (incluídas matriz e filiais) em que todas as suas unidades são atendidas pela mesma distribuidora (IMPrensa Nacional, Diário Oficial da União, 2022). A única diferença para o Autoconsumo Local é que neste caso podem ser conectadas duas ou mais unidades consumidoras a um mesmo sistema gerador, desde que todas tenham a mesma titularidade de CPF ou CNPJ. Depois de abastecerem sua própria unidade geradora, os créditos excedentes são compartilhados com as demais unidades conectadas ao sistema.

Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras: Conjunto de unidades consumidoras de diferentes titularidades localizadas em uma mesma propriedade, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento (IMPrensa Nacional, Diário Oficial da União, 2022). A instalação é feita no mesmo local onde estão os consumidores e é definido um rateio da porcentagem de geração da usina que irá abastecer cada unidade participante do modelo.

Consórcio de Consumidores de Energia Elétrica: Grupo de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora (IMPrensa Nacional, Diário Oficial da União, 2022). Neste formato, os consumidores se unem por meio da formação de um consórcio, cooperativa ou até mesmo uma associação civil, definindo a porcentagem da energia gerada que será enviada para cada um deles.

No presente trabalho, o Estudo de Caso irá abordar exclusivamente o modelo de Consórcio de Consumidores de Energia Elétrica, portanto todos os dados mencionados daqui em diante serão referentes a este formato.

2.5.4 O Sistema de Compensação no Modelo de Geração Distribuída

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), também conhecido como *Net Metering*, é utilizado para regular a injeção e consumo de energia elétrica nos modelos de GD. Quando um sistema fotovoltaico, por exemplo, gera uma quantidade de energia acima das necessidades da unidade consumidora, o excedente de energia é enviado para a empresa distribuidora e transformado em um crédito de energia elétrica. Por outro lado, se a unidade produz abaixo da quantidade que precisa ou deixa de produzir, é possível utilizar a energia enviada pela distribuidora normalmente para atender ao consumo. No final de cada mês, o saldo total é contabilizado e compensado.

O crédito gerado pela energia não compensada também é regulado pela ANEEL. Sua posse pode fornecer benefícios financeiros ao consumidor-gerador, mas caso não seja utilizado torna-se uma energia ociosa armazenada que poderia estar sendo utilizada de outra maneira mais eficiente. Para evitar isso, foi estipulado um prazo de validade para o crédito, além de regras para o seu uso. Inicialmente, o prazo limite para utilização dos créditos era de 36 meses, logo ampliado pela REN nº 687/2015 para sessenta meses.

O sistema permite que os consumidores-geradores utilizem o crédito para abater o próprio consumo dos meses seguintes, por meio da injeção na rede da distribuidora para consumo em momento posterior ou repassando-os para outras unidades com a mesma titularidade e atendidas pela mesma distribuidora. Além disso, com a instauração da Lei nº 14.300, é possível também realizar a venda do crédito de energia para a própria empresa concessionária de energia.

A criação do SCEE em 2012 e as modificações feitas posteriormente para adaptá-lo às novas estruturas de mercado foram essenciais para a implementação da Geração Distribuída no Brasil, ao permitir que os consumidores pudessem economizar significativamente em suas despesas com energia, além de contribuir para a consolidação de um amplo mercado para o setor de energias renováveis.

2.5.5 Grupos Tarifários do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil

Os Grupos Tarifários são classificações das unidades consumidoras que têm a função de separar e organizar os consumidores conforme a tensão utilizada. Dessa forma, isso possibilita um melhor ajuste dos preços aos perfis de consumo dos contratantes. Abaixo estão os dois principais grupos, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000/2021:

- **Grupo A:** Composto pelas unidades consumidoras que recebem energia com tensão igual ou maior que 2,3 kV, ou atendidas por um sistema subterrâneo de distribuição em tensão inferior à 2,3 kV. Uma característica desta classe é a aplicação da tarifa binômica de consumo de energia elétrica, onde o consumidor precisa determinar qual será a potência de sua unidade consumidora e contratar o valor de demanda referente. Dentro do Grupo A existem os subgrupos abaixo:
 - A1 – atendido por tensão igual ou superior a 230 kV;
 - A2 – atendido por tensão de 88 kV a 138 kV;
 - A3 – atendido por tensão de 69 kV;
 - A3a – atendido por tensão de 30 kV a 44 kV;
 - A4 – atendido por tensão de 2,3 kV a 25 kV;
 - AS – atendido por tensão inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

- **Grupo B:** Composto pelas unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV. Neste modelo é aplicada uma tarifa monômica, ou seja, os consumidores têm tarifas aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica, não precisando contratar o valor de demanda. O grupo B é subdividido em:
 - B1 – classe residencial;
 - B2 – classe rural;
 - B3 – demais classes (comercial e industrial);
 - B4 – iluminação pública.

No presente trabalho, o Estudo de Caso irá abordar um modelo de geração distribuída ofertado somente para clientes pertencentes às subdivisões B1, B2 e B3 do Grupo B

2.5.6 Tarifas e Encargos do setor elétrico brasileiro

Tanto para a Geração Distribuída quanto a Centralizada, existe uma série de tarifas e encargos cobrados para o consumo, geração e distribuição de energia elétrica. Cada um desses custos é definido por diferentes agências reguladoras participantes do setor, podendo então apresentar condições diferentes para cada estado brasileiro.

No âmbito do consumo, a *Tarifa de Energia Elétrica* é cobrada mensalmente de qualquer consumidor brasileiro residencial, industrial, rural ou comercial por meio da “conta de luz”. De acordo com a seção “Entendendo a Tarifa” do site institucional da ANEEL, esta tarifa é composta pelos seguintes itens:

- **Contribuição para Iluminação Pública (CIP):** Valor arrecadado para repasse integral às prefeituras conveniadas com as concessionárias de energia de cada estado, com a finalidade de custear a manutenção da iluminação de logradouros públicos. Este encargo está previsto no artigo 149-A da Constituição Federal e assume valores gradativos para diferentes faixas de consumo de energia elétrica (LIGHT, 2021).
- **Custo de Disponibilidade:** Previsto pela Resolução nº 414 da ANEEL, consiste na quantia que a concessionária de energia cobra pela disponibilização do serviço de eletricidade às unidades consumidoras. Também conhecido como “taxa mínima de energia”, este encargo varia de acordo com o tipo de relógio instalado no consumidor, sendo de 30 kWh para monofásicos, 50 kWh para bifásicos e 100 kWh para trifásicos.
- **Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS):** A energia elétrica no Brasil é considerada uma mercadoria, sendo portanto cobrado ICMS na tarifa de energia e repassado para o Governo Estadual. O valor deste encargo varia em função do consumo de cada cliente e a regulação de cada estado (LIGHT, 2021).
- **Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS):** São contribuições também arrecadadas na tarifa de energia e repassadas ao Governo Federal que asseguram que o mesmo desenvolva atividades voltadas aos trabalhadores e à

seguridade social. Este encargo é definido pela ANEEL e está previsto na Resolução Normativa nº 162/2005 (EDP, 2023).

- **Tarifa de Energia (TE):** Valor pago à concessionária de energia pelo consumo da energia ativa injetada no relógio medidor de cada unidade consumidora.
- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):** Valor pago à concessionária de energia pelo serviço da distribuição e transmissão de energia ativa. A TUSD é composta por dois encargos diferentes, voltados para remunerar diferentes serviços:

TUSD Fio A: Este item da tarifa destina-se ao custeio da manutenção e operação das linhas de transmissão da rede básica, ou seja, do Sistema Interligado Nacional.

TUSD Fio B: Contempla os gastos vinculados ao uso da infraestrutura de distribuição da concessionária até o destino final, como estabelecimentos comerciais, residências, empresas e propriedades rurais. A TUSD Fio B não era computada no cálculo da Tarifa de Energia Elétrica para micro ou minigeradores, até que o Marco Legal de Geração Distribuída estruturou o modelo de cobrança deste encargo para unidades consumidoras que aderirem ao modelo a partir de 7 de janeiro de 2023, com validade até o ano de 2045 (HCC, 2023).

A fórmula utilizada pelas empresas distribuidoras de energia para calcular a tarifa cobrada pelo uso de energia elétrica aos consumidores atendidos por redes de baixa tensão é a seguinte:

$$\text{Tarifa de Energia Elétrica} = \frac{(TE + TUSD)}{\frac{(1 + PIS\backslash COFINS)}{(1 + ICMS)}}$$

Fórmula 1 – Cálculo da Tarifa de Energia Elétrica

(Fonte: ANEEL, 2023)

Multiplicando a tarifa acima pela quantidade de energia consumida mensal (em kWh), obtém-se o valor pago pelo consumo de energia elétrica. Ao somar este valor com os encargos de Custo de Disponibilidade e a Contribuição para Iluminação Pública, atingimos o valor total pago em uma “conta de luz”.

Em alguns estados brasileiros é viabilizada a isenção de alguns impostos mencionados acima na cobrança da tarifa de energia elétrica para consumidores aderidos ao modelo de geração distribuída. Este benefício fiscal varia de acordo com as condições de legislação de cada estado. No cenário de aplicação das usinas analisadas no estudo de caso deste trabalho, situadas no Rio de Janeiro, são duas as tarifas isentas de cobrança, o PIS/COFINS e o ICMS.

De acordo com a Lei nº 13.169 de 6 de outubro de 2015 da Presidência da República, o imposto PIS/COFINS não é cobrado sobre a quantidade de energia produzida pelo sistema fotovoltaico do consumidor-gerador e injetado na rede da distribuidora. A isenção do ICMS, definida por meio das diretrizes do Convênio ICMS 16/2015, de autoria do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), funciona da mesma forma. Conforme consta em sua cláusula primeira, é autorizado conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora.

A **TUSD G** é outra variação da tarifa TUSD, instaurada pela Lei nº 14.300 e cobrada na Tarifa de Energia Elétrica. Basicamente, consiste na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicável a uma central geradora ligada a uma rede de baixa tensão. Este encargo só pode ser cobrado quando a injeção de energia for maior que o consumo de energia em uma unidade geradora, e deve seguir a seguinte fórmula:

$$\text{Faturamento Uso Injeção} = \text{Máximo} [(Injeção - Consumo); 0] \times \text{TUSD}$$

Fórmula 2 – Cálculo da tarifa TUSD G

(Fonte: ANEEL, 2023)

Os encargos mencionados serão utilizados na seção de Estudo de Caso deste trabalho, onde será contextualizado o funcionamento do modelo de geração distribuída analisado. Tais dados são essenciais para a explicação da composição da Tarifa da Distribuidora, a Tarifa Líquida de recebimento dos projetos de GD e seus faturamentos brutos.

3. METODOLOGIA

Este capítulo tem o objetivo de esclarecer os critérios adotados para estabelecer os valores de custo de capital utilizados no presente estudo, cujo escopo é a valoração comparativa de duas empresas de geração distribuída de energia fotovoltaica – as Usinas “UFV Benvindo de Novaes” e “UFV Genial Solar”, ambas sediadas no Rio de Janeiro. O primeiro passo para o desenvolvimento da pesquisa foi a coleta e análise de dados na literatura especializada para fundamentação teórica da abordagem a ser adotada.

3.1. Métodos para valoração de um empreendimento

São cinco os métodos mais usuais utilizados para a valoração de um empreendimento ou ativo, sendo eles os seguintes:

- (i) Avaliação por Comparação de Mercado;
- (ii) Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado (*DFC - Discounted Cash Flow*);
- (iii) Avaliação de ativos;
- (iv) Avaliação por valor contábil;
- (v) Avaliação por *benchmarking*.

Cada um desses métodos oferece vantagens e desvantagens, sendo especificamente adequados para uma determinada situação, em função dos objetivos da análise, as características peculiares do empreendimento em pauta e a disponibilidade de dados e recursos.

No presente trabalho, o estudo de caso se propõe a comparar duas empresas de porte e perfil mercadológico semelhantes no contexto de usinas fotovoltaicas. Cabe assinalar que o valor de ambas não está concentrado majoritariamente na acumulação de ativos, mas sim no serviço de geração de energia. A possibilidade de ter acesso aos dados que compõem os seus fluxos de caixa – incluindo as receitas mensais, os custos operacionais e as taxas empregadas – determinou a nossa opção pelo método de avaliação por *Fluxo de Caixa Descontado*, que se baseia na projeção de fluxos de caixa futuros do empreendimento, que serão recalculados para o valor presente aplicando uma taxa de desconto apropriada, que geralmente é a Taxa de Custo de Capital, ou o “retorno exigido pelo investidor” (Damodaran, 2005).

As informações necessárias para o cálculo do Fluxo de Caixa Descontado são:

- (i) Vida útil do empreendimento;
- (ii) Estimativa dos fluxos de caixa durante a vida útil do ativo;
- (iii) Taxa de Desconto, ou Custo de Capital.

A determinação do valor está diretamente ligada à expectativa sobre a capacidade do empreendimento para a geração de benefícios futuros. Os riscos e os custos de oportunidade definirão a taxa que será aplicada para trazer as projeções de caixa ao valor presente.

Na fórmula (3), “FC” representa o fluxo de caixa em um determinado ano; “i” a taxa de desconto; e “n” o horizonte de projeção:

$$\text{Valor Presente Líquido} = \frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n}$$

Fórmula 3 – Cálculo do Valor Presente de fluxos descontados

Uma vez estabelecido o método de avaliação que será empregado para a avaliação comparativa dos empreendimentos, é necessário introduzir determinados conceitos importantes para este tipo de avaliação. São eles:

3.1.1 Recebíveis

Os recebíveis de uma empresa referem-se aos valores a serem recebidos no futuro, devido a vendas de produtos ou serviços. Eles representam uma parte importante do ativo circulante e são uma fonte de liquidez a curto prazo.

3.1.2 OPEX

Abreviação de "Despesas Operacionais" (*Operating Expenses*), a OPEX é uma categoria de despesas em que uma empresa incorre no decorrer de suas operações normais e diárias para manter e administrar seu negócio.

3.1.3 Depreciação

É um conceito contábil que se refere à alocação sistemática do custo de um ativo tangível ao longo de sua vida útil. Isso é feito para refletir o desgaste, a obsolescência e a perda de valor do ativo à medida que ele é utilizado na operação de uma empresa. A depreciação é uma despesa “não caixa”, o que significa que não envolve uma saída real de dinheiro, mas é usada para determinar o valor do lucro líquido e dos impostos a pagar de uma empresa.

3.1.4 CAPEX

Abreviação de "Despesas de Capital" (*Capital Expenditures*), refere-se a investimentos realizados por uma empresa para adquirir, melhorar, manter ou expandir ativos de longo prazo, como instalações, equipamentos, propriedades, infraestrutura e tecnologia.

3.1.5 Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização – LAJIDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – EBITDA*)

Este indicador financeiro é muito utilizado para avaliar empresas presentes no mercado da bolsa de valores. Ele informa o lucro de uma companhia antes de serem descontados os juros e impostos, além das perdas com depreciação e amortização.

3.1.6 Lucro antes dos impostos e juros - EBIT (*Earnings Before Interest and Taxes*)

É uma medida financeira utilizada para avaliar o desempenho operacional de uma empresa, isolando os efeitos de juros e impostos sobre os resultados. O EBIT é útil para analisar a capacidade da empresa de gerar lucro a partir de suas operações principais, independentemente de sua estrutura de capital (dívida) e das obrigações fiscais.

3.1.7 Lucro Líquido Operacional (*Net Operating Profit After Taxes – NOPAT*)

NOPAT é a sigla que representa os lucros líquidos de uma empresa após o pagamento dos impostos. Este indicador mede sua capacidade de gerar receita com o desempenho do negócio, para determinar sua lucratividade. As despesas que não influenciam na geração de caixa da empresa – como por exemplo a depreciação e a amortização – também são levadas em consideração.

3.1.8 Fluxo de Caixa para a Firma (*Free Cash Flow to the Firm - FCFF*)

Conhecido também como Fluxo de Caixa dos Credores, o *Free Cash Flow to the Firm (FCFF)* é uma importante métrica financeira utilizada para a avaliação da saúde econômica de uma empresa, bem como da sua capacidade de cumprir as obrigações contraídas, incluindo os débitos e a distribuição dos lucros perante o quadro societário. Ao informar as sobras de caixa que a empresa dispõe para pagar dividendos aos seus investidores, assim como os bancos e outras instituições, fornece uma régua financeira que avalia a capacidade do seu fluxo de caixa ser robusto o suficiente para arcar com as despesas geradas. O cálculo do Fluxo de Caixa para a Firma é obtido por meio da fórmula:

$$\begin{aligned}
 FCFE &= \{EBIT \times (1 - \text{Taxa de Impostos})\} \\
 & (+) \text{ Depreciação} \\
 & (-) CAPEX \\
 & (-) \text{ Capital de giro}
 \end{aligned}$$

Fórmula 4 – Cálculo do Fluxo de Caixa Livre para a Firma

3.1.9 Fluxo de Caixa Livre para o Acionista (*Free Cash Flow to Equity - FCFE*)

É o método financeiro que avalia a quantidade de capital disponível para ser distribuído entre os acionistas, ou seja, o caixa que pertence aos acionistas e credores (EBIT) deduzido de todas as despesas operacionais, investimentos em ativos de capital e pagamento de dívidas. Em suma, é o fluxo de caixa para a firma descontado do endividamento. Cabe assinalar que, se uma empresa não tem sobras de caixa, deve-se esperar um retorno menor em dividendos, caso seja esta sua base estratégica principal de capitalização para investimentos.

Para avaliar ambos os casos estudados no presente trabalho foi escolhido o Fluxo de Caixa do Acionista, pois um dos empreendimentos em questão teve aplicação somente de capital próprio – ou seja, não possui dívida – e no outro caso deseja-se tomar a ótica do acionista, levando em conta todos os descontos de dívida aplicados. A fórmula básica para calcular o FCFE é a seguinte:

$$\begin{aligned}
 FCFE &= \text{Lucro Líquido (NOPAT)} \\
 & (+) \text{ Depreciação e Amortização} \\
 & (-) CAPEX \\
 & (-) \text{ Variação no Capital de Giro Líquido} \\
 & (-) \text{ Pagamento de Dívidas}
 \end{aligned}$$

Fórmula 5 – Cálculo do Fluxo de Caixa Livre para o Acionista

3.1.10 Taxa de Desconto (Custo de Capital)

A Taxa de Desconto é uma variável de extrema importância para o modelo de Fluxo de Caixa Descontado. Ela representa o custo de oportunidade do capital investido, ou seja, o retorno mínimo que o acionista espera receber por seu investimento. Este indicador será utilizado para trazer os fluxos de caixas futuros para o seu valor presente.

3.1.11 CAPM (*Capital Asset Pricing Model*)

O CAPM, modelo de referência para a precificação de ativos financeiros, é atualmente o instrumento mais utilizado para o cálculo do Custo de Capital Próprio. Ele determina o retorno esperado que os investidores exigiram para assumir um determinado nível de risco.

Caso o acionista deseje aplicar em um ativo com risco sistemático, calcula-se um prêmio de risco com base no beta do ativo em questão. Um ativo livre de risco é usado para representar o retorno e é adicionado o prêmio de risco a este retorno. Dessa forma, o CAPM é composto por uma soma de duas parcelas – a primeira, o retorno sem risco; a outra, o prêmio associado ao risco inferido do ativo.

Um dos pontos fracos deste modelo é o Beta expressar apenas o fator de risco não diversificável (o risco sistemático). Além disso, cabe lembrar também que o beta é derivado de uma regressão linear simples, na qual é assumido um erro médio e normalmente distribuído (PÓVOA, 2020). A fórmula para o cálculo do Custo de Capital Próprio por meio do CAPM é:

$$rp = rf + \beta [rM - rf]$$

Onde: rp = Taxa de retorno exigida pelo investidor; rf = Taxa livre de risco; β = Beta do ativo;

$rM - rf$ = Prêmio de Risco do Mercado.

Fórmula 6 - Cálculo do CAPM

3.1.12 Ativo Livre de Risco

Trata-se de um investimento com rentabilidade fixa e certa. Por um lado, não existe risco na operação, que entretanto está normalmente associada a uma baixa rentabilidade. No contexto do modelo CAPM, o Ativo Livre de Risco representa a parcela mínima de um investimento, pois nunca será viável uma aplicação de capital, qualquer que seja, que proporcione uma rentabilidade inferior a esta.

Para este estudo optou-se por títulos brasileiro prefixados de longo prazo, escolhendo papéis com prazos de vencimento semelhantes aos dos modelos de investimento adotados.

3.1.13 Prêmio de Risco do Mercado

É a precificação do valor que o investidor deve receber acima do montante referente ao título livre de risco. Este é um parâmetro importante para determinar o custo de capital em uma empresa ou avaliar a atratividade relativa de diferentes classes de ativos. Quanto maior for o Prêmio de Risco de Mercado, mais os investidores serão recompensados por assumir o risco

de investir em ações ao invés de ativos mais seguros. Na prática, cada investidor individual possui seu próprio prêmio de risco, que pode variar de acordo com o hábito de fazer aplicações em renda variável. A fórmula para cálculo do Prêmio de Risco do Mercado é:

$$\text{Prêmio do Risco do Mercado} = [rM - rf]$$

Onde: rM = Retorno do mercado; rf = Retorno do ativo livre de risco.

Fórmula 7 - Cálculo do Prêmio de Risco do Mercado

3.1.14 Retorno de Mercado

O Retorno de Mercado foi calculado a partir da média mensal de retorno real do IBOVESPA. Foram apurados dados mensais de valor do IBOVESPA (B3, Brasil, Bolsa e Balcão, 2023) e dados da inflação – IPCA (IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2023) entre 2015 e 2020. Os dados foram utilizados para calcular o Retorno Nominal e o Retorno Real de cada período estipulado conforme as fórmulas 8 e 9, respectivamente. A partir da taxa de Retorno Real foi possível obter os valores de IBOV referentes a cada período a partir de uma base inicial aplicando a fórmula 10. Com isso obteve-se valores iniciais e finais referentes ao primeiro e ao último período e aplicando as fórmulas 11 e 12 foi possível determinar o Retorno Total e o Retorno Médio Mensal:

$$\text{Retorno Nominal}(t) = \frac{\text{Valor IBOV}(t)}{\text{Valor IBOV}(t-1)} - 1$$

Onde t é o período específico que está sendo analisado.

Fórmula 8 - Cálculo do Retorno Nominal

$$\text{Retorno Real}(t) = (1 + \text{Retorno Nominal}(t)) / (1 + \text{IPCA}(t)) - 1$$

Onde t é o período específico que está sendo analisado.

Fórmula 9 - Cálculo do Retorno Real

$$\text{Valor}(t) = \text{Valor}(t-1) * (1 + \text{Retorno Real})$$

Onde t é o período específico que está sendo analisado.

Fórmula 10 - Cálculo do Valor do empreendimento.

$$\text{Retorno Total} = \frac{\text{Valor final} - \text{Valor Inicial}}{\text{Valor Inicial}}$$

Fórmula 11 - Cálculo do Retorno Total

$$\text{Retorno Médio} = (1 + \text{Retorno Total})^{\frac{1}{n}} - 1$$

Onde n é o número total de períodos sendo analisados

Fórmula 12 - Cálculo do Retorno Mensal

3.1.15 Fator de Risco Beta (β)

O Beta (β) representa o fator de risco associado a um determinado ativo, comparando a sua volatilidade com a do mercado em geral. No Brasil, o índice mais utilizado para representar o mercado de capitais é o Ibovespa (Índice da Bolsa de Valores de São Paulo).

O Beta será usado para avaliar o risco sistemático (não diversificável) dos ativos estudados, representando o risco associado às condições gerais do mercado que afetam todos os ativos. Para melhor entendimento, ativos com um Beta = 1 têm volatilidade média e se movem em linha com o mercado. Ativos com um Beta > 1 são considerados mais voláteis que o mercado e por fim, ativos com um Beta < 1 são menos voláteis. A fórmula para o cálculo do Beta compara a proporção entre a *Covariância* dos retornos do ativo e do mercado e a *Variância* dos retornos do mercado:

$$\text{Beta } (\beta) = \frac{\text{Covariância } (R_i, R_m)}{\text{Variância } (R_m)}$$

Onde: R_i = Retorno do ativo “i”; R_m = Retorno do mercado.

Fórmula 13 - Cálculo do Beta (β)

Conforme sugerido por Samanez [2010], como os empreendimentos estudados não tem capital aberto, o Beta utilizado para o cálculo do custo do capital próprio foi obtido a partir do Beta de dez empresas de capital aberto que atuam no setor de energia renovável. Foram obtidos os seus Betas alavancados, os quais foram desalavancados pelas dívidas líquidas de cada empresa, assim como demonstrado na fórmula 14, obtendo-se a média deste valor como Beta desalavancado. O valor obtido poderá ser usado para casos de empreendimentos puramente constituídos por capital próprio, mas para casos com endividamento líquido é necessário alavancar o Beta em relação à dívida, como demonstra a fórmula 15.

$$Beta\ desalavancado = \frac{Beta\ alavancado}{1 + (1 - IR) * \left(\frac{E}{1 - E}\right)}$$

Fórmula 14 - Cálculo do Beta desalavancado

$$Beta\ alavancado = Beta\ desalavancado * \left(1 + (1 - IR) * \left(\frac{E}{1 - E}\right)\right)$$

Onde IR é Imposto de Renda e E é o endividamento do empreendimento.

Fórmula 15 - Cálculo do Beta alavancado

3.2 Indicadores de Viabilidade Econômica

Os indicadores de viabilidade econômica são ferramentas utilizadas para mensurar a atratividade financeira de um investimento ou empreendimento. O objetivo é auxiliar na tomada de decisão, fornecendo informações determinísticas sobre rentabilidade, riscos e benefícios. Para medir a atratividade financeira do empreendimento optou-se pelos indicadores de VPL, TIR e Payback, os quais serão detalhados nos tópicos a seguir:

VPL (*Valor Presente Líquido*)

O método do Valor Presente Líquido (VPL) tem como finalidade valorar em termos de valor presente o impacto dos eventos futuros associados a um projeto ou alternativa de investimento, ou seja, mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo da sua vida útil. Um VPL positivo sugere que o retorno é superior ao investimento inicial.

TIR (*Taxa Interna de Retorno*)

A TIR é a taxa de desconto que torna o VPL zero, indicando a taxa de retorno interna do projeto. Optou-se por usar VPL e TIR em conjunto, pois eles fornecem informações complementares. Um projeto que obtenha uma TIR superior à taxa de custo de capital que desconta seus fluxos de retorno é geralmente considerado viável.

Payback

O Payback indica o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. Empresas muitas vezes buscam projetos com payback mais curto, pois isso implica em recuperação rápida dos investimentos, reduzindo riscos associados.

4. ESTUDO DE CASO

Nesta seção, dois projetos de usinas solares fotovoltaicas serão avaliados segundo o modelo de Consórcio/Associação de Consumidores de Energia Elétrica, sendo ambos situados no Estado do Rio de Janeiro e atendidos pela rede de transmissão e distribuição da Light S.A. O primeiro empreendimento, intitulado Usina Benvindo de Novaes, está localizado no bairro do Recreio dos Bandeirantes e se encontra em fase de implementação. O investimento desta usina é realizado por pessoa física, sem a captação de capital de terceiros. Já a segunda, a Usina Sapucaia, é um projeto da empresa Genial Solar [Referência da Genial], pertencente ao grupo Genial Investimentos, que atua no segmento de geração distribuída. Esta usina está localizada no bairro Aparecida, cidade de Sapucaia, e também se encontra em fase de implementação.

Apesar dos dois projetos serem semelhantes, eles são diferentes em diversos aspectos, como nas condições de geração de energia, na estrutura de investimento e no modelo de negócio, o que impacta na modelagem dos seus respectivos fluxos de caixa, como será detalhado a seguir.

Considerou-se que a análise de casos reais, que estejam aplicando os aspectos regulatórios descritos no Capítulo 2 do artigo, agrega valor ao presente trabalho, no sentido que traz uma real noção da viabilidade econômica de projetos de geração distribuída e os retornos fornecidos para os seus proprietários. Foram levantados dados qualitativos por meio da análise de planilhas e materiais fornecidos pelas empresas participantes, leituras bibliográficas e realizadas entrevistas com funcionários.

4.1 Caso 1 (Usina Benvindo de Novaes)

A UFV Benvindo de Novaes é uma usina solar fotovoltaica dimensionada para conter 1 MW de potência instalada. O terreno onde será implementada é de propriedade do investidor do projeto e está localizado na Estrada Benvindo de Novaes, no Recreio dos Bandeirantes, bairro da cidade do Rio de Janeiro. De acordo com o Atlas Solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro, realizado em 2016 pela Empresa de Gestão e Pesquisa de Energia (EGPE), o bairro

considerado possui um potencial de irradiação solar médio de 4,5 kW/(m²·dia), valor acima da média quando comparado com outros locais do estado.

Os materiais escolhidos para compor a usina foram módulos fotovoltaicos de 550 W (Watts) produzidos pela empresa chinesa “JA Solar”, inversores de 100 kW da fabricante chinesa “Huawei”, e estruturas de aço inoxidável. Serão necessários 2.124 módulos, 10 inversores e 531 estruturas de aço, totalizando uma potência nominal de 1.168 kWp (Kilo-Watt pico) e uma área de 10 mil metros quadrados para implementação da usina.

O investimento inicial necessário, considerando a compra dos materiais e o serviço de instalação da usina, totaliza R\$ 4.008.412,00 e será integralmente realizado por meio de desembolsos de capital próprio. Como não há capital de terceiros, o único custo de oportunidade a ser remunerado é o custo do capital próprio.

4.1.1 Modelo de Negócio

A estrutura do modelo de negócio de implementação de usinas fotovoltaicas para geração distribuída compartilhada pode ser dividida em duas principais frentes – a implementação da usina e a comercialização dos créditos de energia por ela gerados.

Para a Usina Benvindo de Novaes, a primeira frente não apresenta maiores dificuldades, tendo em vista o pequeno número de partes interessadas envolvidas nessa etapa. O terreno para a instalação do projeto é de propriedade do investidor, o que elimina a fase de busca de uma área viável para implantação, além da negociação dos termos do aluguel do local. Em adição, o capital utilizado para financiar o CAPEX do projeto é inteiramente próprio e independente da participação de outras fontes de financiamento. Por fim, o fornecimento de todos os materiais que compõem o sistema fotovoltaico é feito por uma única empresa.

Já na frente de comercialização da energia gerada, é necessária uma estrutura mais elaborada para o modelo de negócio, visto que a instalação deve estar de acordo com as normas regulatórias e homologatórias da empresa distribuidora Light S.A e da agência reguladora do setor elétrico brasileiro, a ANEEL. Desse modo, o modelo a ser aplicado conta com a contratação da empresa especializada “Genial Solar” para realizar a comercialização da energia gerada e a gestão dos clientes compradores. Por esse serviço é cobrada uma taxa

sobre a receita bruta da usina, definida por meio de um estudo da sua localização e capacidade de geração.

A “Genial Solar” opera por meio da criação de duas estruturas empresariais que coexistem durante toda a vida útil da usina: uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) e uma Associação Civil ou Consórcio. A SPE é uma modalidade de *joint venture* pela qual se constitui uma nova empresa, limitada ou sociedade anônima, com um objetivo específico. Ela apresenta características bem semelhantes ao formato da Associação Civil, porém com personalidade jurídica e escrituração contábil própria e a capacidade de adquirir bens móveis, imóveis e participações. Desse modo, no cenário da “Genial Solar”, a SPE é utilizada para realizar a compra dos materiais utilizados nas usinas, e arcar com os custos necessários para contratação dos serviços para as instalações.

Já a Associação Civil consiste em uma pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, e sua função é viabilizar a compensação de créditos de energia obtidos por centrais geradoras fotovoltaicas. Por meio da Associação Civil, serão alocadas instalações em nome de Pessoas Físicas ou Jurídicas e será definida para cada uma delas uma porcentagem de participação da usina, ou seja, a propriedade de um percentual da sua geração. Por fim, na data de conexão da usina à rede da Light S.A. a titularidade da usina, antes da SPE, é transferida para o nome da Associação Civil, permitindo a homologação dos associados.

A partir do início da compensação da conta de energia elétrica dos integrantes da Associação, a “Genial Solar” passa a emitir mensalmente faturas que contemplam o custo da energia consumida por cada instalação (clientes da usina) e aplica um desconto em cima desse custo. Isso faz com que o valor da energia fornecida pela usina solar seja sempre inferior ao valor cobrado pela tarifa da distribuidora Light S.A, aumentando a atratividade desse serviço para possíveis clientes. A aplicação do desconto sobre o custo da energia consumida pelos associados é possível em função da possibilidade de gerar energia através da usina solar de forma mais barata do que aquela cobrada pela tarifa da Light S.A e receber retornos suficientes para remunerar o valor investido no projeto e ainda obter lucro.

A Associação recebe o pagamento dos clientes a ela associados, compondo a Receita Bruta da operação. Todavia, essa empresa consiste em uma instituição não financeira, portanto todo o valor por ela arrecadado é repassado diretamente para remunerar as despesas da SPE, com

exceção do pagamento da tarifa TUSD G. Após isso, serão descontados os impostos e despesas restantes que incidem diretamente sobre o retorno desse investimento financeiro, atingindo então os valores de Receita Líquida do projeto.

4.1.2 Premissas Calculadas

Foi utilizado o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), descrito pela fórmula 6, como modelo para cálculo do custo do capital do investidor na usina Benvindo de Novaes. As premissas utilizadas estão descritas a seguir:

Beta – Como a usina Benvindo de Novaes não possui dívida, o valor do Beta utilizado foi o Beta desalavancado calculado a partir das fórmulas apresentadas no tópico 3.1.14. O valor utilizado para Beta foi 0.41.

Ativo livre de risco – Optou-se por utilizar para a análise da Usina de BenVindo de Novaes o título de TESOIRO IPCA+2055 (Tesouro Direto, 2023), cujas datas de início e validade compreendem a vida útil da usina em questão. O valor do ativo livre de risco ficou em 5.95% a.a.

Retorno do Mercado – O retorno de mercado foi calculado a partir da média mensal de retorno real do IBOVESPA. Foram apurados dados de retorno das fontes (B3, Brasil, Bolsa e Balcão, 2023) e (IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2023) entre 2015 e 2020, chegando a uma taxa de retorno de 11.41% a.a.

Finalmente, aplicando as premissas apresentadas ao modelo CAPM, o valor encontrado para o custo de capital real foi de 8.20% a.a., equivalente a 0.67% a.m.

4.1.3 Fluxo de Caixa Descontado

Uma vez estabelecido o modelo de negócio que rege a forma como o projeto será remunerado, a próxima etapa da análise consiste no detalhamento do modelo de Fluxo de Caixa Descontado. Nessa etapa serão contextualizadas todas as premissas levadas em conta na análise e a origem dos dados utilizados nos cálculos realizados dentro do modelo. Foi utilizado o modelo previsto por Póvoa (2020). A tabela 1 descreve todos os custos, tarifas e impostos considerados no projeto, seguindo uma ordem sequencial de como serão descontados, desde a receita bruta da operação:

Usina Benvindo de Novaes
(=) Receita Bruta
(-) Impostos diretos
(-) TUSD G
(-) PIS/COFINS
(=) Receita Liquida
(-) OPEX
(-) O&M
(-) Terreno (IPTU)
(-) Taxa Genial
(=) EBITDA
(-) Depreciação
(=) EBT
(-) Imposto de Renda (IR)
(+) Depreciação
(-) CAPEX
(=) FCFE REAL

Tabela 1 – Sequência do Modelo de Fluxo de Caixa da UFV Benvindo de Novaes.

4.1.3.1 Receita Bruta

Como explicado anteriormente, o modelo de negócio aplicado no projeto tem o objetivo de distribuir toda a energia sendo produzida pela instalação, evitando sempre a possibilidade de alguma parcela gerada se tornar ociosa. Partindo dessa premissa, a receita bruta que o investimento gera é calculado por meio de uma multiplicação entre a quantidade de energia gerada mensalmente pela Usina Benvindo de Novaes e a Tarifa Líquida que é cobrada pelo seu consumo. Em seguida serão detalhados os cálculos e dados utilizados para se chegar aos valores mencionados:

4.1.3.1.1 Geração de energia:

A projeção dos valores de geração de energia a partir do sistema fotovoltaico implementado na usina foi feito a partir do programa PVSyst, um software francês utilizado para auxiliar no dimensionamento e desenvolvimento de projetos de geração solar fotovoltaica. O PVSyst é reconhecido pelas diferentes variáveis que podem ser consideradas, tais como dados meteorológicos e de localização da planta, que permite o cálculo de perdas na geração devido a sombreamento ou sujeira nos módulos, e o cálculo do fator de capacidade da usina. Desse

modo, é possível projetar valores de geração para a usina em questão, subsidiando as análises de sua viabilidade econômica.

Na Figura 5 a seguir é possível observar os dados de entrada que alimentaram o software PVSystem na simulação de geração energética:

Resumo do projeto			
Localização geográfica		Localização	
RECREIO DOS BANDEIRANTES		Latitude	-23.01 °S
Brazil		Longitude	-43.45 °W
		Altitude	10 m
		Fuso horário	UTC-3
Dados meteorológicos		Parâmetros projeto	
RECREIO DOS BANDEIRANTES		Albedo	0.20
Meteonorm 8.1 (2010-2021), Sat=100% - Sintético			

Resumo do sistema			
Sistema acoplado à rede		Sistema de sheds, fileira única	
Simulação do ano número 1			
Orientação do plano dos módulos		Sombras próximas	
Plano fixo		Sombras lineares	
Inclinação/Azimute	15 / 0 °		
Exigências do consumidor			
Carga constante fixa			
411 W			
Global			
3600 kWh/Ano			
Informação do sistema		Inversores	
Grupo FV		Número de unidades	
Nr. de módulos	2124 unidades	10 unidades	
Pnom total	1168 kWp	Pnom total	
		1000 kWca	
		Rácio Pnom	
		1.168	

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	JAM72-S30-550-MR	Modelo	SUN2000-100KTL-H1
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	550 Wp	Potência unitária	100 kWca
Número de módulos FV	2124 unidades	Número de inversores	10 unidades
Nominal (STC)	1168 kWp	Potência total	1000 kWca
Módulos	118 Strings x 18 Em série	Tensão de funcionamento	600-1450 V
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
Pmpp	1072 kWp	Partilha de potência neste inversor	
Ump	684 V	Potência total inversor	
I mpp	1567 A	Potência total	1000 kWca
Potência FV total		Número de inversores	10 unidades
Nominal (STC)	1168 kWp	Rácio Pnom	1.17
Total	2124 módulos		
Superfície módulos	5487 m ²		

Figura 5 – Dados de entrada do PVSystem da UFV Benvindo de Novaes.

A seguir, a Figura 6 ilustra os resultados fornecidos pelo software PVSystem que alimentaram o cálculo da receita bruta do projeto avaliado.

Balances e resultados principais										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janeiro	203.7	79.06	27.69	195.4	185.3	193378	305.8	160.2	188682	145.5
Fevereiro	168.6	82.79	27.59	167.9	159.1	167721	276.2	125.3	149667	150.8
Março	163.5	71.36	26.19	171.5	162.9	172790	305.8	150.0	168614	155.8
Abril	139.7	56.61	24.44	155.7	148.5	159606	295.9	137.3	155700	158.6
Mai	121.3	47.98	22.31	144.0	137.1	149880	305.8	116.8	130072	189.0
Junho	104.3	34.17	20.68	129.3	123.1	135829	295.9	115.1	121242	180.8
Julho	115.3	43.70	20.10	139.7	133.1	146999	305.8	127.4	143547	178.4
Agosto	128.7	55.17	21.21	146.6	139.9	152493	305.8	132.9	148768	172.9
Setembro	139.7	69.00	22.36	149.5	142.3	153618	295.9	142.2	149846	153.7
Outubro	161.2	80.81	24.51	163.2	155.0	165042	305.8	152.6	161017	153.2
Novembro	160.3	80.14	25.04	155.8	147.6	156512	295.9	157.0	152640	138.9
Dezembro	190.9	92.01	26.96	181.7	172.1	181591	305.8	165.6	177244	140.1
Ano	1797.2	792.82	24.07	1900.4	1805.9	1935461	3600.0	1682.3	1847038	1917.7

Figura 6 – Balances e Resultados Principais do PVSyst da UFV Benvindo de Novaes.

Neste caso, o PVSyst forneceu uma previsão de valores mensais da produção de energia da instalação considerada. As colunas da Figura 6 representam, respectivamente: Irradiação horizontal total; Irradiação difusa horizontal; Temperatura ambiente; Incidência global no plano dos sensores; Irradiação global efetiva, corrigida pelo sombreamento; Energia efetiva à saída do grupo; Energia fornecida ao consumidor; Energia do sol; Energia injetada na rede; Energia de rede.

Para os valores de geração utilizados no cálculo da receita bruta, foi considerada a coluna de Energia injetada na rede (E_Grid). Os valores expostos levam em conta a sazonalidade anual da irradiância solar na localidade do projeto e, conseqüentemente, o fator de capacidade da usina. Para a geração do primeiro ano de operação da usina foram considerados os valores da coluna E_Grid. Para calcular a projeção dos próximos 24 anos, foi projetada sobre a primeira medição uma taxa de depreciação energética mensal de 0,04% a.m. dos módulos solares e inversores utilizados. A variação mensal de geração retornada pelo PVSyst pode ser observada no Gráfico 1:

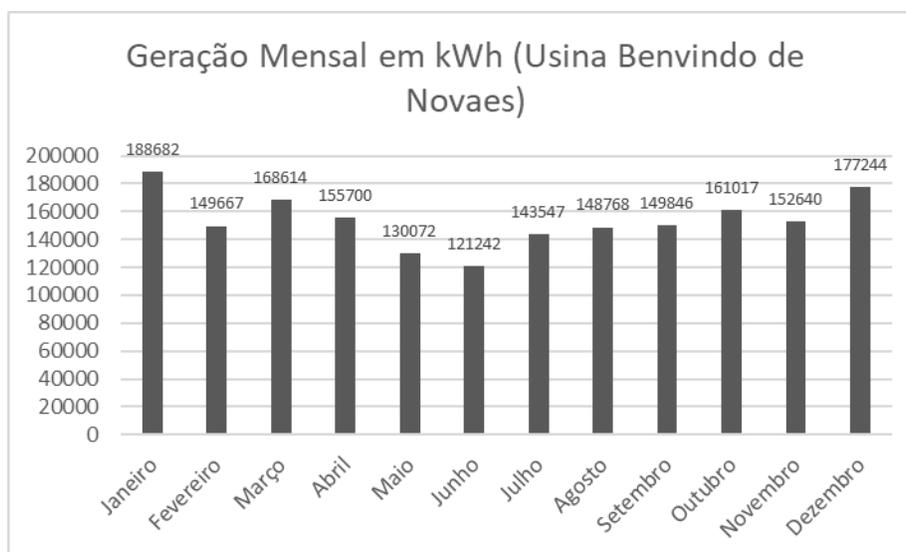


Gráfico 1 – Geração mensal Usina Benvindo de Novaes.

4.1.3.1.2 Tarifa Líquida:

A tarifa líquida cobrada pelo consumo de energia da usina prevista neste modelo é calculada a partir da tarifa que a empresa distribuidora cobra pelo consumo de sua energia. Desse valor serão deduzidos os encargos que devem incidir sobre o modelo, além do desconto que será fornecido aos clientes que aderirem a esse formato de consumo de energia. A demonstração dos componentes utilizados para o cálculo da tarifa final pode ser vista na Tabela 2. Os valores apresentados foram calculados por meio da aplicação das alíquotas previstas na Base de Dados de Tarifas da ANEEL, no cenário de produção de uma usina com potência de 1MW.

Tarifa da Distribuidora [R\$/MWh]	1.105,07
(-) Desconto [R\$/MWh]	111,00
(-) ICMS TUSD [R\$/MWh]	126,00
(-) PIS/COFINS Tarifa Regulada [R\$/MWh]	66,00
(-) TUSD Demanda Usina [R\$/MWh]	76,00
(-) Fio B [R\$/MWh]	55,00
Tarifa Líquida [R\$/MWh]	671,07

Tabela 2 – Cálculo da Tarifa Líquida.

Desconto: Pelo fato de a usina solar fotovoltaica conseguir gerar energia a um custo menor do que o valor cobrado pela Light S.A. no Rio de Janeiro, existe uma margem de lucro para os possíveis investidores desse projeto. De modo a atrair clientes para aderirem a essa solução energética, é ofertado um desconto sobre o preço que seria cobrado pela Light. O desconto

fornecido é de escolha do proprietário do negócio e tem influência direta na rentabilidade do projeto. Como pode ser visto na Tabela 2, o desconto considerado no modelo é de 10%

ICMS TUSD: Das tarifas que compõem a base de cálculo da Tarifa da Distribuidora, o ICMS cobrado em cima da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) é a única não isenta pelas Resoluções Normativas da ANEEL para geração distribuída. A cobrança deste fator é considerada polêmica por colaboradores e agentes do setor elétrico. Contudo, como a tarifa diz respeito à circulação e fornecimento de energia elétrica, considerada como uma mercadoria, a TUSD deve compor o valor do ICMS.

Fio B: Encargo pago pelos consumidores-geradores que aderirem à Geração Distribuída, contemplando os gastos vinculados ao uso da infraestrutura de distribuição da concessionária até o destino final, como previsto na Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2023.

PIS/COFINS da Tarifa Regulada: É uma tarifa isenta de pagamento para os consumidores geradores de energia solar, de acordo com a Lei nº 13.169 de 6 de outubro de 2015 da Presidência da República. Como ela é isenta para o consumidor, deve ser descontada da Tarifa Líquida de recebimento do projeto.

TUSD Demanda Usina: De acordo com a Lei nº 14.300, as usinas solares de minigeração distribuída enquadradas no sistema de compensação de energia são faturadas como consumidores do Grupo A, portanto devem pagar a demanda contratada. Este encargo consiste em um custo fixo que representa a capacidade máxima que uma ou mais unidades podem consumir durante um intervalo de tempo. Como o consumo de alguns participantes do Grupo A é bem elevado, é necessário que haja uma garantia de capacidade de energia elétrica exclusiva para eles. A TUSD Demanda Usina consiste no valor cobrado pela distribuidora para enviar essa energia exclusiva.

4.1.3.2 Impostos diretos

PIS/COFINS: Neste modelo de geração compartilhada remota, as pessoas jurídicas de direito privado participantes do investimento apuram o Imposto de Renda com base no Lucro Presumido, uma vez que a receita bruta anual do projeto não excede 78 milhões de reais. Neste caso, as alíquotas empregadas são 3,0% para o COFINS e 0,65% para o PIS.

TUSD G: Como definido no tópico “Tarifas e Encargos do setor elétrico brasileiro”, a ‘TUSD G consiste em uma parcela da TUSD, cobrada separadamente quando uma usina de geração distribuída injeta uma quantidade de energia elétrica na rede da distribuidora superior à quantidade por ela consumida.

A geração de energia pela usina é consideravelmente superior à sua demanda por consumo e esse padrão se mantém durante toda a vida útil do sistema, independentemente da queda de sua eficiência. Dito isso, a TUSD G é descontada diretamente do Receita Bruta do negócio e separadamente do OPEX, pois não condiz com um custo operacional, mas sim um encargo regulatório. De acordo com a Tabela 3, o cálculo da TUSD G é feito da seguinte maneira:

TUSD G Demanda Usina [R\$/Mês]	9.365,00
TUSD Demanda Geração Sem impostos	6.590,00
TUSD Demanda Consumo Sem impostos	614,00
ICMS TUSD Demanda Geração	2.161,00

Tabela 3 – Cálculo da TUSD G.

4.1.3.3 OPEX

Neste tópico são contempladas as despesas operacionais necessárias para a operação efetiva do projeto. Foram considerados os itens de O&M (Operação e Manutenção), o valor do IPTU do terreno do proprietário e a Taxa Genial. Consolidando todos os itens mencionados, o valor de OPEX anual atinge um total de R\$ 79.955,85.

O&M: Neste item são consideradas todas as despesas relacionadas à operação e manutenção do projeto, que viabilizam o funcionamento contínuo ao longo de sua vida útil completa. São eles: Limpeza e manutenção dos módulos fotovoltaicos; Limpeza do terreno; Instalação de sistema supervisórios; Segurança Patrimonial. Os valores foram contabilizados por meio de entrevistas com funcionários da empresa especializada contratada e análises de propostas orçamentárias de empresas fornecedoras.

A soma de todos os valores atinge um valor mensal de R\$ 6.000, como pode ser visto na Tabela 4 abaixo:

O&M [R\$/Mês]	6.000,00
Manutenção dos Módulos	1.000,00
Limpeza e roçada do terreno	1.000,00
Sistema Supervisório	1.000,00
Segurança Patrimonial	3.000,00

Tabela 4 – Composição da despesa de O&M da UFV Benvindo de Novaes.

Terreno (IPTU): O Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU) consiste em um imposto brasileiro cobrado das pessoas que possuem uma propriedade imobiliária urbana. É um tributo que pode variar de acordo com o tamanho do terreno, sua localização e até mesmo sua qualificação. No caso analisado, o valor desse imposto foi apreciado por meio de uma entrevista com o proprietário do projeto, que forneceu os documentos da Prefeitura do Estado do Rio de Janeiro e Secretaria Municipal de Fazenda e Planejamento. O valor anual de 2023 foi de R\$ 16.173,00 que pode ser dividido em dez parcelas de R\$ 1.617,30. Para os anos seguintes do projeto, foram considerados os mesmos valores do ano de 2023, visto que é um valor de pequena variação anual.

Taxa Genial: Como previsto pelo tópico “Modelo de Negócio”, a Taxa Genial consiste em um valor acordado entre o proprietário da usina e a empresa Genial Solar. Nesta despesa estão sendo considerados os serviços que serão realizados pela Genial, de preenchimento da Associação/Consórcio com clientes interessados no produto, e o seu gerenciamento e faturamento. Como o projeto ainda está em fase de implementação, este valor ainda não foi definido. Desse modo, para enriquecer a análise deste item foi realizada uma análise de sensibilidade com valores estimados por meio de entrevistas com colaboradores da empresa Genial Solar e o proprietário do terreno da usina Benvindo de Novaes. Foi definida então uma janela de 5-8% incidente sobre a receita bruta do projeto. A variação pode ser analisada por meio do gráfico abaixo:

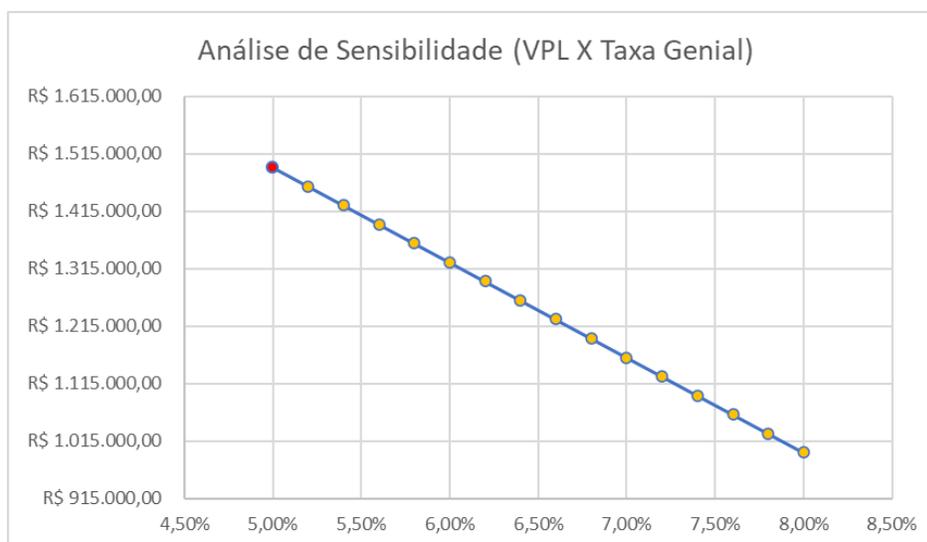


Gráfico 1 – Análise de Sensibilidade do VPL com variação da Taxa Genial.

4.1.3.4 CAPEX

O CAPEX considera todos os custos associados à construção e levantamento da usina fotovoltaica. Os valores expostos foram apurados através da análise de orçamentos realizados pelo proprietário, planilhas de desenvolvimento e dimensionamento do projeto e entrevistas com os responsáveis pelo empreendimento. Após a consolidação de todas as informações, os custos envolvidos nesse item podem ser vistos na Tabela 5 abaixo:

CAPEX [R\$]	4.008.412,00
Sistema Fotovoltaico	2.815.000,00
EPC	361.260,00
Cabine Blindada	200.000,00
Estruturas	322.152,00
Serviços de Engenharia	50.000,00
Construção da Subestação	260.000,00

Tabela 5 – Composição do CAPEX da Usina Benvindo de Novaes.

Neste projeto, foi considerado que os custos com o CAPEX foram financiados quando a usina é conectada, pois a grande maioria das propostas orçamentárias desses custos contemplavam tal condição. O único valor que compõe o CAPEX e foi programado para pagamento em outro momento é a segunda compra para reposição dos inversores, que possuem uma vida útil inferior aos 25 anos do sistema. A garantia fornecida desses equipamentos é de doze anos, portanto no ano de 2036 é considerado um valor de CAPEX igual a R\$ 158.000,00.

Analisando cada custo da Tabela 5, tem-se:

Sistema Fotovoltaico: Contempla o valor de compra dos módulos fotovoltaicos, inversores e cabeamento de conexão.

EPC: Abreviação de *Engineering, Procurement and Construction* (Engenharia, Aquisição e Construção). Basicamente, o termo se refere à empresa que irá implantar o projeto.

Cabine Blindada: Contempla a construção de uma cabine que receberá todos os equipamentos de medição elétrica e monitoramento, como disjuntores elétricos e relógios de medição.

Estruturas: Material utilizado para a fixação e segmentação dos módulos fotovoltaicos.

Serviços de Engenharia: Contempla todos os serviços de engenharia para a adequação do terreno para receber a usina fotovoltaica. São eles a sondagem e terraplanagem do terreno.

Construção da Subestação: Consiste na construção de uma rede de distribuição elétrica responsável por rebaixar a tensão da energia gerada pela usina fotovoltaica.

4.1.3.5 Depreciação

Esse item considera a depreciação dos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico, que possuem uma vida útil conjunta de 25 anos. No cenário analisado, após o fim desse prazo os equipamentos serão descartados ou reutilizados com outro propósito, sem a intenção de venda. Desse modo, foi considerado que os equipamentos são completamente depreciados ao longo de sua vida útil, não restando qualquer valor residual para compor o fluxo de caixa.

Partindo dessa premissa, o cálculo do valor da depreciação mensal pode ser feito pela divisão do valor de compra dos equipamentos pela quantidade de meses de sua vida útil. A fórmula abaixo representa esse cálculo:

$$\text{Depreciação mensal} = \frac{R\$ 2.815.000,00}{300} = RS 9.383,33$$

Fórmula 16 – Cálculo da depreciação mensal.

4.1.3.6 Imposto de renda

Seguindo a lógica aplicada ao PIS/COFINS, o regime tributário empregado é o Lucro Presumido. Nele, a Receita Federal presume que um percentual de faturamento é lucro e faz o cálculo do imposto em cima dessa margem. Portanto, o lucro usado para o cálculo do imposto não necessariamente corresponde à lucratividade exata obtida pelo negócio.

A projeção dos valores do imposto pela legislação varia de acordo com a área de atuação de cada empresa. Para o setor de geração de energia, a base de aferição do IR é de 32% da receita bruta. Desse valor, a alíquota de imposto consiste em 25% advindos do Imposto de Renda e 9% da Contribuição Social do Lucro Líquido (CSLL), que somados atingem os 34%. Concluindo, o cálculo é feito da seguinte forma:

$$\text{Imposto de Renda} = \text{Receita Bruta} \times 32\% \times 34\%$$

Fórmula 17 - Base de cálculo do Imposto de Renda

4.1.4 Resultados

Os resultados para a Usina Benvindo de Novaes podem ser observados na Tabela 6 abaixo, que traz os valores projetados no cenário de 25 anos, iniciando no primeiro mês de 2024 e finalizando no último mês de 2048. É importante ressaltar que o cálculo dos valores foi realizado mensalmente, projetando o fluxo pelo prazo integral de 300 meses, mas para fins de visualização das informações, os dados mensais foram consolidados em valores anuais:

Ano	2024	2025	2026	2046	2047	2048
(=) Receita Bruta	R\$ 1.227.416,24	R\$ 1.173.786,10	R\$ 1.117.607,35	R\$ 654.074,37	R\$ 641.315,01	R\$ 628.662,82
(-) Impostos diretos	R\$ 160.840,69	R\$ 158.883,19	R\$ 156.832,67	R\$ 139.913,71	R\$ 139.448,00	R\$ 138.986,19
(-) TUSD G	R\$ 116.040,00	R\$ 116.040,00	R\$ 116.040,00	R\$ 116.040,00	R\$ 116.040,00	R\$ 116.040,00
(-) PIS/COFINS	R\$ 44.800,69	R\$ 42.843,19	R\$ 40.792,67	R\$ 23.873,71	R\$ 23.408,00	R\$ 22.946,19
(=) Receita Líquida	R\$ 1.066.575,55	R\$ 1.014.902,91	R\$ 960.774,68	R\$ 514.160,65	R\$ 501.867,01	R\$ 489.676,63
(-) OPEX	R\$ 164.235,63	R\$ 164.235,63	R\$ 164.235,63	R\$ 164.235,63	R\$ 164.235,63	R\$ 164.235,63
(-) O&M	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00
(-) Terreno (IPTU)	R\$ 16.173,00	R\$ 16.173,00	R\$ 16.173,00	R\$ 16.173,00	R\$ 16.173,00	R\$ 16.173,00
(-) Taxa Genial	R\$ 76.062,63	R\$ 76.062,63	R\$ 76.062,63	R\$ 76.062,63	R\$ 76.062,63	R\$ 76.062,63
(=) EBITDA	R\$ 902.339,92	R\$ 850.667,28	R\$ 796.539,05	R\$ 349.925,03	R\$ 337.631,38	R\$ 325.441,00
(-) Depreciação	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00
(=) EBT	R\$ 789.739,92	R\$ 738.067,28	R\$ 683.939,05	R\$ 237.325,03	R\$ 225.031,38	R\$ 212.841,00
(-) Imposto de Renda (IR)	R\$ 133.542,89	R\$ 127.707,93	R\$ 121.595,68	R\$ 71.163,29	R\$ 69.775,07	R\$ 68.398,52
(+) Depreciação	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00	R\$ 112.600,00
(-) CAPEX	R\$ 3.850.412,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) FCFE REAL	-R\$ 3.081.614,96	R\$ 722.959,35	R\$ 674.943,37	R\$ 278.761,73	R\$ 267.856,31	R\$ 257.042,49
(=) FCFE Descontado	-R\$ 3.108.474,69	R\$ 644.884,36	R\$ 556.449,42	R\$ 47.545,98	R\$ 42.225,08	R\$ 37.450,83

Tabela 6 – Projeção do Fluxo de Caixa Anual (Usina Benvindo de Novaes).

Analisando esta tabela, é possível observar a participação de cada item no cálculo dos fluxos de caixa do projeto e destacar aqueles de maior influência. Os primeiros valores descontados da Receita Bruta do projeto são os custos com as tarifas TUSD G e o imposto PIS/COFINS, que consistem nos primeiros custos deduzidos do faturamento e equivalem a 13,10% do seu valor. Em seguida, o valor do O&M representa 13,38% da arrecadação do projeto. O valor da depreciação leva em conta a quantidade de equipamentos que compõem o CAPEX do projeto que perdem o seu valor ao longo do tempo de uso. A despesa da depreciação equivale a 70,22% do *Capital Expenditure* total do projeto e 9,17% do valor da receita bruta. Somando todos os valores que foram deduzidos do faturamento inicial do projeto até atingir o valor do EBT, chegamos a uma porcentagem total desse faturamento de 35,66%.

A última linha da Tabela 6 mostra os valores dos Fluxos de Caixa em termos reais trazidos a valor presente. Como mencionado anteriormente, foi utilizada a taxa de 8,20% a.a, que equivale a 0,66% a.m.

Assim foi possível calcular o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback do projeto. Os valores calculados podem ser observados na Tabela 7:

Custo de Capital	8,20% a.a
VPL	R\$ 1.491.578,95
TIR	14,58% a.a
PayBack	107 meses

Tabela 7 – Indicadores Financeiros (Usina Benvindo de Novaes).

Assim, conclui-se que o projeto é viável sob o ponto de vista econômico, com VPL positivo, indicando que gera valor para o investidor. De acordo com o Payback, o investimento inicial será recuperado em 107 meses, ou seja, oito anos e onze meses, em um projeto que possui trezentos meses de vida útil.

Além disso, estabelecendo um espectro de comparação entre a TIR e o Custo de Capital, o valor superior da TIR também indica a viabilidade financeira do projeto.

4.1.4.1 Análise de Sensibilidade

Conforme descrito na seção 4.1.3, que descreve a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, existem incertezas sobre algumas variáveis consideradas nas projeções de fluxo de caixa do projeto. A fim de embasar a análise de viabilidade do investimento em questão, foram feitas análises de sensibilidade para observar como a variação desses itens podem influenciar no VPL do projeto.

A primeira variável analisada foi a Taxa Genial, considerada como incerta por ainda não ter sido definida contratualmente entre as duas partes envolvidas – o proprietário do empreendimento da Usina Benvindo de Novaes e a empresa Genial Solar. Apesar disso, é possível estimá-la com base numa porcentagem sobre o valor da receita bruta. Após a realização de estudos comparativos em relação a outros casos de usinas de Geração Distribuída e uma entrevista com funcionários da área financeira da Genial Solar, foi selecionada a faixa de porcentagem de 5-8% considerando uma variação de 0,2% entre cada valor, totalizando 16 diferentes cenários. A variação do VPL pode ser vista na Tabela 8:

Taxa Genial	VPL (R\$)
5,00%	\$ 1.491.578,71
5,20%	\$ 1.458.455,43
5,40%	\$ 1.425.332,16
5,60%	\$ 1.392.208,88
5,80%	\$ 1.359.085,61
6,00%	\$ 1.325.962,33
6,20%	\$ 1.292.839,06
6,40%	\$ 1.259.715,79
6,60%	\$ 1.226.592,51
6,80%	\$ 1.193.469,24
7,00%	\$ 1.160.345,96
7,20%	\$ 1.127.222,69
7,40%	\$ 1.094.099,42
7,60%	\$ 1.060.976,14
7,80%	\$ 1.027.852,87
8,00%	\$ 994.729,59

Tabela 8 - Análise de Sensibilidade Taxa Genial (UFV Benvindo de Novaes).

Por se tratar de um custo envolvido no funcionamento do projeto, a Taxa Genial é uma variável inversamente proporcional ao VPL gerado. Tomando o valor da Taxa Genial de 5% como referência, houve uma variação de até 33,3% no valor do VPL quando a taxa foi projetada em 8%. Todavia, o VPL ainda assume um valor positivo, mostrando que o projeto ainda seria rentável em diferentes condições desta variável.

Em seguida, a segunda variável considerada foi o Beta utilizado no cálculo do custo de capital próprio do projeto. Ela foi considerada como incerta por não ter sido estimada a partir dos retornos da empresa desenvolvedora do projeto. Foi utilizado o Beta fornecido pela Genial Solar (0,41), calculado através da análise de Betas de empresas concessionárias e distribuidoras de energia do Brasil inteiro. Para deixar a análise mais robusta, foi escolhida uma sazonalidade desta variável no intervalo de 0,3-0,8 considerando um intervalo de 0,1 entre cada análise. A variação do VPL de acordo com esses valores pode ser vista na Tabela 9:

Beta	VPL (R\$)
0,3	\$1.696.607,87
0,4	\$1.509.590,21
0,41	\$1.491.578,71
0,5	\$1.334.798,73
0,6	\$1.171.204,09
0,7	\$1.017.877,17
0,8	\$873.978,36

Tabela 9 - Análise de Sensibilidade Beta (UFV Benvindo de Novaes).

Nota-se que o VPL aumenta cerca de 10% a. cada redução de 0,1 no valor do Beta. Apesar dessa variação, o VPL ainda assume um valor positivo em todos os cenários, mostrando que o projeto ainda seria rentável em diferentes condições desta variável.

4.1.4.2 Isenção do pagamento do Fio B

Em adição às análises de sensibilidade das variáveis incertas no modelo apresentado, um outro cenário de interesse seria o de ausência de pagamento da tarifa Fio B. Antes da efetividade da Lei 14.300, os projetos de Geração Distribuída Compartilhada eram isentos do pagamento dessa tarifa, podendo gozar de retornos muito maiores do que os previstos hoje em dia no modelo de GD II, onde essa tarifa deve ser considerada.

A Tarifa Líquida sem o Fio B assume um valor de R\$ 726,22 no primeiro ano de operação da usina e esse valor só varia de acordo com a TUSD de demanda da usina fotovoltaica ao longo dos anos seguintes. Abaixo, a Tabela 10 traz os valores de VPL, TIR e Payback de acordo com o cenário considerado:

Custo de Capital	8,20% a.a
VPL	R\$ 3.895.068,16
TIR	22,32% a.a
PayBack	64 meses

Tabela 10 - Indicadores Financeiros isentos do Fio B (Usina Benvindo de Novaes).

Comparando os valores dos indicadores financeiros obtidos pela Tarifa Líquida com e sem o pagamento do Fio B, é possível analisar a relevância deste parâmetro na rentabilidade do projeto. O valor do VPL aumenta mais do que o dobro do valor obtido no cenário original, fazendo com que o valor do Payback seja reduzido para 64 meses, por conta de seus retornos superiores. A TIR aumenta aproximadamente 8%, se distanciando ainda mais do valor do custo de capital próprio.

4.2 Caso 2 (Usina Sapucaia)

A UFV Sapucaia é uma usina solar fotovoltaica também dimensionada para conter 1 MW de potência instalada. O terreno, localizado na cidade de Sapucaia, não é de propriedade da Genial Solar, porém foi feito um contrato de locação com duração de 25 anos em nome da empresa. De acordo com o Atlas Solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro, a cidade considerada possui um potencial de irradiação solar médio de 5,0 kW/(m²·dia), um dos valores mais elevados quando comparados com outros locais do estado.

Os materiais escolhidos para compor a usina foram módulos fotovoltaicos de 660 W produzidos pela empresa chinesa *Risen Energy*, inversores de 250 kW do fabricante chinês *Huawei* e estruturas de aço inoxidável. Serão necessários 1.970 módulos, 4 inversores e 493 estruturas de aço, totalizando uma potência nominal de 1.300 kWp (Kilo-Watt pico) e uma área de 10.000 m² para implementação da instalação.

4.2.1 Modelo de Negócio

O modelo de negócio a ser aplicado na Usina Sapucaia também pode ser analisado dividindo a estrutura em duas frentes distintas – implementação do projeto e comercialização e distribuição da energia gerada.

Na parte da implementação, a Genial opta por um formato alternativo de captação de recursos para financiar o projeto, envolvendo outros agentes financeiros no processo. Nesse formato, 80% do capital necessário é financiado por um fundo de investimentos através da emissão e venda de Certificados de Recebíveis Imobiliários (CRI), os quais serão detalhados no tópico 4.2.3.4. Os 20% restantes do CAPEX são resultantes de investimentos derivados do capital próprio da Genial Solar. Nesse caso, além do custo do capital próprio deve ser levada em conta a remuneração da dívida no fluxo de caixa livre que remunera a empresa.

A Genial Solar é uma empresa fornecedora de serviços e não possui terrenos como ativos próprios, por isso deve estabelecer contratos de arrendamento com proprietários, definindo valores de aluguel, vigência dos contratos e responsabilidades das partes envolvidas. Além disso, o fornecimento de todos os materiais que compõem o sistema fotovoltaico é feito por uma única empresa.

Já na frente de comercialização e distribuição, é aplicado o mesmo modelo utilizado na Usina Benvindo de Novaes, que faz uso de dois instrumentos empresariais – a SPE e a Associação/Consórcio. As funções dessas estruturas estão descritas no tópico 4.1.1.

4.2.2 Premissas Calculadas

4.2.2.1 Custo de Capital CAPM

O presente estudo faz uso de um Custo de Capital CAPM para calcular a taxa de desconto utilizada nos cálculos do Fluxo de Caixa Descontado, pois os detalhes do financiamento seriam expostos com maior clareza no Fluxo de Caixa do Acionista. Este tópico tem como objetivo detalhar os valores utilizados para o cálculo do custo de capital empregado no modelo.

Beta – Visto que o empreendimento abordado neste estudo de caso não tem capital aberto, o Beta utilizado pelos especialistas foi calculado a partir da alavancagem do Beta (desalavancado), obtido pela fórmula 14, pelo endividamento líquido de 80% do empreendimento apresentado no presente estudo de caso aplicando a fórmula 15 O Beta alavancado foi de 1.49.

Retorno do Mercado – Foi calculado a partir da média mensal de retorno real do IBOVESPA detalhada na seção 3.1.14, a fim de manter padrões comparativos. O valor da taxa de Retorno do Mercado utilizado foi de 11.41% a.a.

Ativo Livre de Risco – Optou-se por utilizar para a análise da Usina Genial o título de TESOIRO IPCA+2055 (Tesouro Direto, 2023), para manter um padrão de comparação do acionista. O valor do ativo livre de risco foi estabelecido em 5.95% a.a.

Aplicando as premissas apresentadas acima, o valor calculado do CAPM foi de 14.0875% a.a., equivalente a 1.1044% a.m.

4.2.3 Fluxo de Caixa Descontado

Nesta etapa serão contextualizadas todas as premissas levadas em conta na análise e a origem dos dados utilizados nos cálculos realizados dentro do modelo. Para elaborar esse

demonstrativo também foi utilizado como referência para a realização do fluxo de caixa o modelo previsto por (PÓVOA, 2020). A Tabela 11 ilustra todos os custos, tarifas e impostos considerados no projeto, seguindo uma ordem sequencial de como serão descontados desde o faturamento bruto da operação:

Usina Sapucaia
(=) Receita Bruta
(-) Impostos diretos
(-) TUSD G
(-) PIS/COFINS
(=) Receita Liquida
(-) OPEX
(-) Serviços Terceirizados
(-) O&M
(-) Outros
(-) Aluguel do Terreno
(=) EBITDA
(-) Depreciação
(=) EBIT
(-) Despesas Financeiras
(-) Juros
(=) EBT
(-) Imposto de Renda (IR)
(+) Depreciação
(+) Empréstimo
(-) Amortização
(-) CAPEX
(=) FCFE

Tabela11 – Sequência do Modelo de Fluxo de Caixa da UFV Sapucaia

Apesar de ser um projeto diferente, a UFV Sapucaia, empreendimento próprio da Genial Solar, utiliza o mesmo modelo de faturamento da UFV Benvindo de Novaes. Portanto, a forma de remuneração do projeto é a mesma, apresentando diferenças somente na parte de alguns impostos que incidem sobre o projeto, e custos ou despesas específicas. Para evitar explicações repetitivas, na análise deste caso só serão apresentados os termos que possuem valores ou funções diferentes daqueles já descritos no primeiro caso analisado.

4.2.3.1 Receita Bruta

O modelo de negócio aplicado no projeto tem o objetivo de distribuir toda a energia produzida pela instalação, evitando sempre a possibilidade de alguma parcela gerada se tornar ociosa. Partindo dessa premissa, a receita bruta que o investimento gera é calculado

por meio da multiplicação entre a quantidade de energia gerada mensalmente pela usina Sapucaia e a Tarifa Líquida que é cobrada pelo seu consumo.

Em seguida serão detalhados os cálculos e dados utilizados para chegar aos valores mencionados:

4.2.3.1.1 Geração de energia:

A projeção dos valores de geração de energia a partir do sistema fotovoltaico implementado na usina também foi feito a partir do software PVSyst de dimensionamento de projetos fotovoltaicos. Na Figura 7 é possível observar os dados de entrada que alimentaram o PVSyst na simulação de geração energética:

Resumo do projeto			
Localização geográfica		Localização	
Sapucaia		Latitude	-22.00 °S
Brasil		Longitude	-42.91 °W
		Altitude	280 m
		Fuso horário	UTC-3
Dados meteorológicos		Parâmetros projeto	
Sapucaia		Albedo	0.20
Meteonorm 8.1 (2008-2015), Sat=100% - Sintético			

Resumo do sistema			
Sistema acoplado à rede		Sistema de sheds, fileira única	
Orientação do plano dos módulos		Sombras próximas	
Plano fixo		Sombras lineares	
Inclinação/Azimute	22 / 0 °	Exigências do consumidor	
		Carga ilimitada (rede)	
Informação do sistema			
Grupo FV		Inversores	
Nr. de módulos	1970 unidades	Número de unidades	4 unidades
Pnom total	1300 kWp	Pnom total	1000 kWca
		Rácio Pnom	1.300

Características do grupo FV			
Módulo FV		Inversor	
Fabricante	RISEN	Fabricante	SUNGROW
Modelo	RSM132-8-660BMDG	Modelo	SG250HX
(Parâmetros definidos pelo utilizador)		(Parâmetros definidos pelo utilizador)	
Potência unitária	660 Wp	Potência unitária	250 kWca
Número de módulos FV	1970 unidades	Número de inversores	4 unidades
Nominal (STC)	1300 kWp	Potência total	1000 kWca
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	1300 kWp	Potência total	1000 kWca
Total	1970 módulos	Número de inversores	4 unidades
Superfície módulos	6120 m ²	Rácio Pnom	1.30
Superfície célula	26004 m ²		

Figura 7 – Dados de entrada do PVSyst da UFV Sapucaia.

A seguir, os resultados do software PVSyst que alimentaram o cálculo de recebíveis no modelo de fluxo de caixa:

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	183.0	78.20	24.30	168.8	155.3	198232	187673	0.774
February	166.5	65.50	24.50	162.4	150.0	187953	178238	0.764
March	162.7	68.10	23.50	172.1	159.4	202660	179401	0.726
April	137.0	56.20	22.00	158.1	147.3	190442	180276	0.794
May	117.4	50.50	19.50	143.0	132.9	173398	163366	0.795
June	106.1	43.40	18.70	136.9	127.2	168812	150255	0.764
July	115.8	44.10	18.30	147.5	137.4	181738	171577	0.810
August	136.1	52.40	19.30	160.8	150.0	194658	184186	0.798
September	140.8	62.90	20.60	152.5	141.4	180727	159198	0.727
October	154.7	75.10	21.70	155.0	143.2	185923	175654	0.789
November	152.1	77.70	22.10	143.1	131.3	171128	161322	0.785
December	174.4	82.10	23.49	158.6	145.5	188228	162689	0.714
Year	1746.6	756.20	21.48	1858.7	1720.9	2223900	2053834	0.769

Figura 8 – Dados de saída do PVSyst da UFV Sapucaia.

O PVSyst forneceu uma previsão de valores mensais da produção de energia da instalação considerada, além de uma série de outras informações a respeito do cenário da geração de energia da usina. As colunas da Figura 8 representam, respectivamente: Irradiação horizontal total; Irradiação difusa horizontal; Temperatura ambiente; Incidência global no plano dos sensores; Irradiação global efetiva, corrigida pelo sombreamento; Energia efetiva à saída do grupo; Energia injetada na rede; Índice de performance.

Para os valores de geração utilizados no cálculo da receita bruta, foi considerada a coluna de Energia injetada na rede (E_Grid). Os valores expostos levam em conta a sazonalidade anual da irradiância solar na localidade do projeto e, conseqüentemente, o fator de capacidade da usina. Para a geração do primeiro ano de operação foram considerados os valores da coluna E_Grid. Para calcular a projeção dos próximos 24 anos, assim como a Usina Benvindo de Novaes, foi projetada sobre a primeira medição uma taxa de depreciação energética mensal de 0,04% a.m. dos módulos solares e inversores utilizados. A variação mensal de geração retornada pelo PVSyst pode ser observada no Gráfico 3:

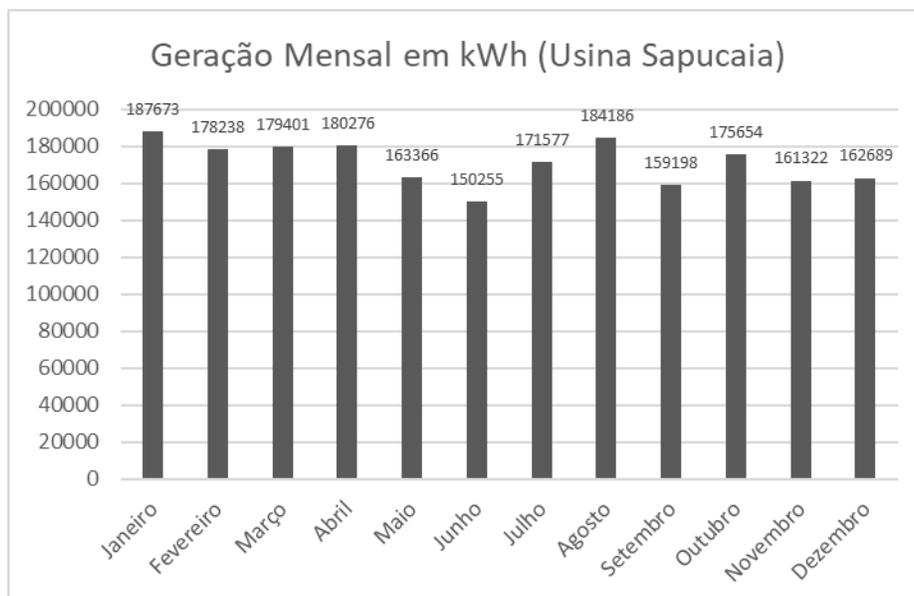


Grafico 3 – Geração mensal UFV Sapucaia.

4.2.3.2 OPEX

Com base no modelo de negócio detalhado anteriormente, os valores do custo de OPEX (*Operation Expenditure*) podem ser obtidos pela soma das seguintes parcelas específicas – Serviços terceirizados, O&M (Operação & Manutenção), Outros e Aluguel do terreno. É importante destacar que todos os componentes mencionados do OPEX são fixos dentro do modelo de fluxo de caixa do projeto, logo não sofrem alteração ao decorrer das projeções futuras:

Serviços Terceirizados: A partir do início da compensação dos integrantes da Associação, serão emitidas e enviadas mensalmente faturas que contemplam o custo da energia consumida por cada instalação. Este serviço é terceirizado pela Genial Solar, que utiliza uma empresa de serviços financeiros de energia para realizar essa gestão do faturamento dos créditos de energia alocados, referido na projeção de fluxo de caixa como “Serviços Terceirizados”.

Além do faturamento como função principal, a empresa realiza outras atividades de um serviço de *backoffice* financeiro, como a contabilidade, contas a pagar e a receber e a gestão de contratos.

O&M (Operação & Manutenção): No presente caso os custos de O&M (Operação & Manutenção) são referentes ao sistema de supervisão, limpeza e segurança, os quais tiveram seus valores levantados através de entrevistas com funcionários da Genial Solar sobre essas atividades. Os valores adotados são fixos na linha temporal, ou seja, têm o mesmo valor em todas as projeções futuras. A soma de todos os valores atinge R\$ 6.000, como pode ser visto na Tabela 12. Esse valor é descontado diretamente da Receita Bruta fornecida pelo projeto.

O&M [R\$/Mês]	6.000,00
Manutenção dos Módulos	1.000,00
Limpeza e roçada do terreno	1.000,00
Sistema Supervisório	1.000,00
Segurança Patrimonial	3.000,00

Tabela 12 – Composição da despesa de O&M da UFV Sapucaia.

Outros: Os custos denominados como “outros” refletem os serviços adicionais necessários para o funcionamento do projeto que não se classificam como serviços terceirizados ou custos de operação e manutenção. São eles a realização de auditorias internas para monitoramento do projeto e investimentos voltados para a captação de clientes interessados em aderir à solução energética oferecida pelo modelo analisado, que totalizam um valor mensal de R\$ 2.000,00. Apesar de serem valores que representam uma parcela mínima dos custos totais, também foram levados em conta. O seu valor não sofrerá alteração ao longo dos anos de previsões.

Aluguel do Terreno: Como mencionado anteriormente, a empresa Genial Solar não possui terrenos como ativos próprios e por isso deve procurar proprietários interessados em participar de um contrato de locação de seu imóvel. Após algumas buscas e análises de possíveis locais, a empresa preferiu terrenos situados em locais mais remotos do Estado do Rio de Janeiro devido a questões de segurança patrimonial e capacidade de geração de energia solar.

O contrato estabelecido tem uma vigência de 25 anos, mesmo prazo da vida útil do sistema fotovoltaico, e inclui pagamentos mensais no valor de R\$ 5.000,00, da Genial para o proprietário, durante o prazo inteiro.

4.2.3.3 Depreciação

Este item considera a depreciação dos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico, que possuem uma vida útil conjunta de 25 anos. Ao fim desse prazo os equipamentos serão descartados ou reutilizados com outro propósito, sem a intenção de venda. Dessa forma, o cálculo do valor da depreciação mensal foi feito pela divisão do valor de compra dos equipamentos pela quantidade de meses de sua vida útil, ou seja:

$$\text{Depreciação mensal} = \frac{\text{R\$ } 2.761.060,00}{300} = \text{R\$ } 9.203,33/\text{mês}$$

Fórmula 18 – Cálculo da Depreciação mensal

4.2.3.4 Financiamento

Conforme abordado anteriormente no modelo de negócio estudado, neste caso existe uma alavancagem referente a 80% do capital necessário, o qual é financiado por um fundo de investimentos através da emissão e venda de Certificados de Recebíveis Imobiliários (CRI). Portanto, o financiamento mencionado deve ser contabilizado nos cálculos de fluxo de caixa do acionista e será interpretado por três parcelas – Empréstimo, Amortização e Juros, os quais serão modelados no sistema de pagamento Price.

Foi considerado um período de carência de seis meses, tempo necessário para construção e ligação da usina solar, ou seja, o prazo necessário para o projeto iniciar a sua arrecadação por meio da geração de energia fotovoltaica. Após o fim desse período é iniciado o pagamento dos juros e das parcelas de amortização.

Foi considerado que o financiamento é liberado em seis parcelas iguais, conforme mostrado na Tabela 13, totalizando 80% do CAPEX. A taxa de juros utilizada foi de 10,50% a.a., equivalente a 0,74% a.m.

O empréstimo consiste na parcela do financiamento referente ao capital de terceiros captado pela Genial Solar através da emissão e venda de CRI. O valor arrecadado não é disponibilizado em um único período, sendo liberado de acordo com a demanda em um total

de seis parcelas referentes ao período de construção da instalação e início da projeção do fluxo de caixa.

A amortização e juros seguem o sistema Price, uma forma de calcular o valor das parcelas de um empréstimo de modo que as parcelas a serem pagas permaneçam constantes. Os cálculos da amortização e juros são repetidos a cada período, até a quitação do empréstimo.

A Tabela 13 detalha todos os valores utilizados de amortização, juros, prestação e empréstimo durante o período de carência e os primeiros seis meses de operação da usina. Os valores mostrados na tabela são os mesmos aplicados no modelo de fluxo de caixa em questão:

Ano	2024	2024	2024	2024	2024	2024
Mês	01/01/2024	01/02/2024	01/03/2024	01/04/2024	01/05/2024	01/06/2024
Empréstimo (R\$)	670.933,33	670.933,33	670.933,33	670.933,33	670.933,33	670.933,33
Amortização (R\$)	-	-	-	-	-	-
Juros (R\$)	-	-	-	-	-	-
Parcela (R\$)	-	-	-	-	-	-
Ano	2024	2024	2024	2024	2024	2024
Mês	01/07/2024	01/08/2024	01/09/2024	01/10/2024	01/11/2024	01/12/2024
Empréstimo (R\$)	-	-	-	-	-	-
Amortização (R\$)	14.535,47	14.656,92	14.779,38	14.902,87	15.027,38	15.152,94
Juros (R\$)	33.634,51	33.513,07	33.390,61	33.267,12	33.142,61	33.017,05
Parcela (R\$)	48.169,99	48.169,99	48.169,99	48.169,99	48.169,99	48.169,99

Tabela 13 – Cálculo do empréstimo.

4.2.3.5 CAPEX

Como mencionado no primeiro caso analisado, o CAPEX considera todos os custos associados a construção e conexão à rede da distribuidora da usina fotovoltaica e os valores expostos foram apurados através da análise de orçamentos realizados pelo proprietário, planilhas de desenvolvimento e dimensionamento do projeto e entrevistas com os responsáveis pelo empreendimento. Após a consolidação de todas as informações, os custos envolvidos nesse item podem ser vistos na Tabela 14 abaixo:

CAPEX [R\$]	5.032.000,00
Painéis Solares	2.516.000,00
Inversores	245.060,00
EPC	824.744,00
Equipamentos Elétricos	611.891,00
Estruturas Metálicas	498.670,00
Terraplenagem	84.035,00
Serviços de Engenharia	251.600,00

Tabela 14 – Composição do CAPEX da UFV Sapucaia.

4.2.4 Resultados

Os fluxos de caixa do projeto estão apresentados na Tabela 15. Igualmente ao caso da Usina Benvindo de Novaes, o cálculo dos valores foi realizado mensalmente, projetando o fluxo pelo prazo integral de trezentos meses, mas para fins de visualização das informações, os dados mensais foram consolidados em uma tabela anual:

Ano	2024	2025	2026	2047	2048	2049
(=) Receita Bruta	R\$ 691.168,52	R\$ 1.306.708,66	R\$ 1.244.418,18	R\$ 717.666,37	R\$ 703.550,20	R\$ 342.373,30
(-) Impostos diretos	R\$ 83.262,65	R\$ 163.872,87	R\$ 161.743,26	R\$ 145.540,82	R\$ 145.169,58	R\$ 72.295,63
(-) TUSD G	R\$ 58.035,00	R\$ 116.178,00	R\$ 116.322,00	R\$ 119.346,00	R\$ 119.490,00	R\$ 59.799,00
(-) PIS/COFINS	R\$ 25.227,65	R\$ 47.694,87	R\$ 45.421,26	R\$ 26.194,82	R\$ 25.679,58	R\$ 12.496,63
(=) Receita Líquida	R\$ 607.905,87	R\$ 1.142.835,80	R\$ 1.082.674,92	R\$ 572.125,55	R\$ 558.380,62	R\$ 270.077,67
(-) OPEX	R\$ 102.000,00	R\$ 204.000,00	R\$ 204.000,00	R\$ 204.000,00	R\$ 204.000,00	R\$ 102.000,00
(-) Serviços Terceirizados	R\$ 24.000,00	R\$ 48.000,00	R\$ 48.000,00	R\$ 48.000,00	R\$ 48.000,00	R\$ 24.000,00
(-) O&M	R\$ 36.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 72.000,00	R\$ 36.000,00
(-) Aluguel do Terreno	R\$ 30.000,00	R\$ 60.000,00	R\$ 60.000,00	R\$ 60.000,00	R\$ 60.000,00	R\$ 30.000,00
(-) Outros	R\$ 12.000,00	R\$ 24.000,00	R\$ 24.000,00	R\$ 24.000,00	R\$ 24.000,00	R\$ 12.000,00
(=) EBITDA	R\$ 505.905,87	R\$ 938.835,80	R\$ 878.674,92	R\$ 368.125,55	R\$ 354.380,62	R\$ 168.077,67
(-) Depreciação	R\$ 55.221,20	R\$ 110.442,40	R\$ 110.442,40	R\$ 110.442,40	R\$ 110.442,40	R\$ 55.221,20
(=) EBIT	R\$ 450.684,67	R\$ 828.393,40	R\$ 768.232,52	R\$ 257.683,15	R\$ 243.938,22	R\$ 112.856,47
(-) Despesas Financeiras	R\$ 199.964,97	R\$ 386.020,47	R\$ 365.858,44	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(-) Juros	R\$ 199.964,97	R\$ 386.020,47	R\$ 365.858,44	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) EBT	R\$ 250.719,69	R\$ 442.372,93	R\$ 402.374,08	R\$ 257.683,15	R\$ 243.938,22	R\$ 112.856,47
(-) Imposto de Renda (IR)	R\$ 75.199,13	R\$ 142.169,90	R\$ 135.392,70	R\$ 78.082,10	R\$ 76.546,26	R\$ 37.250,21
(+) Depreciação	R\$ 55.221,20	R\$ 110.442,40	R\$ 110.442,40	R\$ 110.442,40	R\$ 110.442,40	R\$ 55.221,20
(+) Empréstimo	R\$ 4.025.600,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(-) Amortização	R\$ 89.054,96	R\$ 192.019,40	R\$ 212.181,43	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(-) CAPEX	R\$ 4.874.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
(=) FCFE REAL	-R\$ 706.713,20	R\$ 218.626,03	R\$ 165.242,35	R\$ 290.043,45	R\$ 277.834,35	R\$ 130.827,46
(=) FCFE Descontado	-R\$ 695.750,26	R\$ 181.045,12	R\$ 120.053,26	R\$ 13.203,50	R\$ 11.086,40	R\$ 4.725,60

Tabela 15 – Projeção do Fluxo de Caixa Anual (Usina Sapucaia).

Analisando os valores desta tabela é possível observar a participação de cada item no cálculo dos fluxos de retorno do projeto e destacar aqueles de maior influência. Como existe o período de carência no primeiro ano, no segundo ano de operação da usina a tarifa TUSD G e o imposto PIS/COFINS, que são os primeiros custos deduzidos do faturamento, equivalem a 12,54% desse valor. Em seguida, o valor do O&M representa 15,61% da arrecadação do projeto. É possível observar um aumento dessa porcentagem em relação ao primeiro caso analisado, por conta do aumento do valor de O&M, que incluiu outros tipos de serviços.

A despesa da depreciação equivale a 54,87% do *Capital Expenditure* total do projeto e 8,45% do valor da receita bruta, uma quantia significativa que será retornada após o pagamento do Imposto de Renda arrecadado. Somando todos os valores que foram deduzidos do faturamento inicial do projeto até atingir o valor do EBT, chegamos a uma porcentagem total desse faturamento de 66,15%, porcentagem bem semelhante àquela obtida no caso da Usina Benvindo de Novaes, descontando a participação do pagamento de juros.

Por se tratar de um modelo que contempla a realização de um financiamento através de uma instituição financeira, deve ser deduzida da receita bruta do projeto a despesa financeira do pagamento de juros. Este item corresponde a uma parte significativa do valor da arrecadação do projeto, porém na medida que as amortizações são pagas as parcelas de juros diminuem, como prevê o modelo Price de pagamento. Para constatar a variação da influência dos juros no faturamento do projeto ao longo de sua vida útil, observa-se a Tabela 16 abaixo:

Ano	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita Bruta (R\$)	691.168,52	1.306.708,66	1.244.418,18	1.181.952,17	1.095.814,16	1.048.485,16	1.001.580,28
Juros (R\$)	199.964,97	386.020,47	365.858,44	343.579,38	318.961,03	291.757,76	261.698,13
Porcentagem (%)	28,93%	29,54%	29,40%	29,07%	29,11%	27,83%	26,13%
Ano	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Receita Bruta (R\$)	918.678,37	872.787,18	850.973,40	846.077,06	841.204,16	836.354,59	
Juros (R\$)	228.482,25	191.778,70	151.221,28	106.405,33	56.883,70	8.266,99	
Porcentagem (%)	24,87%	21,97%	17,77%	12,58%	6,76%	0,99%	

Tabela 16 – Evolução do Juros no fluxo da Usina Sapucaia.

Finalmente, as últimas duas linhas da tabela mostram os dois formatos de fluxo de caixa calculados, o Fluxo Real e o Fluxo Descontado. O primeiro consiste nos valores reais de retorno de cada ano consolidado da operação da usina, enquanto o segundo consiste nos

valores do Fluxo Real trazidos a Valor Presente por meio do desconto do custo de capital próprio. Como mencionado anteriormente na seção “Metodologia”, o valor utilizado deste custo foi de 14,09% a.a., que equivale a 1,10% a.m.

A partir dos valores do fluxo real que remunera o investidor e do custo do capital próprio foi possível calcular os indicadores selecionados para mensurar a viabilidade financeira do projeto, conforme mostrado na Tabela 17:

Custo de Capital	14,09% a.a
VPL	-R\$ 144.113,38
TIR	11,67% a.a
Payback	450 meses

Tabela 17 – Indicadores Financeiros (Usina Sapucaia).

Analisando os indicadores calculados, é possível afirmar que o projeto não tem viabilidade financeira. O valor obtido de VPL altamente negativo mostra que os fluxos gerados pelo projeto não conseguem amortizar o valor do investimento, pois precisaria de pelo menos 450 meses, ou seja, 37 anos e 6 meses para essa possibilidade.

A TIR é inferior ao valor do custo de capital utilizado no projeto, com uma diferença significativa entre os dois valores, contribuindo ainda mais para a conclusão da análise de viabilidade.

4.2.4.1 Análise de Sensibilidade

O estudo de caso abordado neste tópico também utiliza variáveis em seus cálculos de projeção do fluxo que apresentam incertezas. Nesse caso, um dos parâmetros estudados foi o Beta, utilizado no cálculo do custo de capital que desconta os fluxos do projeto. Como mencionado anteriormente, esse valor é calculado por meio da média ponderada de valores de Beta de empresas concessionárias e distribuidoras de energia do Brasil inteiro, pela razão de não haver uma empresa de capital aberto exclusivamente dedicada a GD no Rio de Janeiro ou no Brasil.

Portanto, foi realizada uma análise de sensibilidade em relação a essa única variável que apresentará observações sobre o valor presente líquido em relação à variação do CAPM e do VPL retornado pelo projeto. O intervalo selecionado foi de 0,8-1,8 que equivale a um

intervalo de 0.82-1.23% a.m. Abaixo é possível observar a Tabela 18, que traz esses valores consolidados:

CAPM a.m	CAPM a.a	Beta	VPL (R\$)
0,82%	10,32%	0,8	R\$ 114.281,25
0,86%	10,87%	0,9	R\$ 64.815,29
0,90%	11,41%	1	R\$ 20.150,24
0,95%	11,96%	1,1	-R\$ 20.207,57
0,99%	12,51%	1,2	-R\$ 56.698,79
1,03%	13,05%	1,3	-R\$ 89.717,00
1,07%	13,60%	1,4	-R\$ 119.613,95
1,11%	14,10%	1,4924	-R\$ 144.737,37
1,15%	14,69%	1,6	-R\$ 171.269,29
1,19%	15,23%	1,7	-R\$ 193.561,28
1,23%	15,78%	1,8	-R\$ 213.806,04

Tabela 18 – Análise de Sensibilidade UFV Genial.

De acordo com os resultados da Tabela 18, observa-se que o valor do VPL só se torna positivo com uma variação de pelo menos 0,5 no valor do Beta.

4.2.4.2 Isenção do pagamento do Fio B

Igualmente ao primeiro estudo de caso, é enriquecedor para a análise trazer uma comparação com o cenário que precede a entrada em vigor da Lei nº 14.300. Da mesma forma, a Tarifa Líquida sem o Fio B assume um valor de R\$ 726,22 no primeiro ano de operação da usina, e esse valor só varia de acordo com a TUSD de demanda da usina fotovoltaica ao longo dos anos seguintes. Abaixo, a Tabela 19 traz os valores de VPL, TIR e Payback, de acordo com o cenário considerado:

Custo de Capital	14,09% a.a
VPL	R\$ 1.546.907,13
TIR	43,94% a.a
Payback	40 meses

Tabela 19 – Indicadores Financeiros isentos do Fio B (Usina Sapucaia).

No caso da Usina de Sapucaia, a diferença é bem relevante, alterando em grande valor todos os indicadores considerados. O VPL mudou de sinal, tornando-se positivo e inclusive atingindo um valor milionário, possibilitando que os retornos substanciais encurtassem o

tempo de amortização do investimento para 40 meses. A TIR aumentou em mais de 20%, se distanciando mais ainda do valor do custo de capital mantido do projeto.

5. CONCLUSÃO

No decorrer do presente trabalho foi analisado o histórico de desenvolvimento da geração distribuída na legislação e matriz elétrica brasileira desde sua origem, bem como um estudo de caso averiguando a viabilidade de investimento em projetos de geração solar fotovoltaica de forma distribuída e compartilhada. Foram considerados dois estudos de caso reais, com modelos de investimento diferentes, porém ambos localizadas no Rio de Janeiro, com potencial de geração semelhante e faturadas de acordo com as regras previstas pela Lei 14.300/2022.

Os resultados obtidos pela projeção dos fluxos de caixa dos projetos analisados mostram conclusões diferentes em relação a cada projeto. No caso da Usina Benvindo de Novaes, onde o investimento é feito inteiramente por capital próprio, O VPL positivo junto com o Payback consideravelmente inferior ao tempo de vida útil do projeto confirma o retorno do valor de investimento inicial e a presença de fluxos positivos até o fim desse prazo. Em adição, a TIR obtida com valor superior ao custo de capital dos projetos mostram atratividade do projeto em relação ao restante do mercado.

Já no caso da Usina Sapucaia, onde é realizado um financiamento para realizar o investimento no projeto, foi obtido um resultado bem inferior ao primeiro caso. O valor negativo de VPL obtido mostra que os fluxos do projeto não são capazes de amortizar o investimento e gerar lucro para a empresa investidora. Em adição, o valor inferior da TIR em relação ao custo de capital levado em conta comprova que o projeto não é atrativo financeiramente.

Essa diferença obtida nos resultados se deve pela grande disparidade entre os valores do Beta, que influenciam diretamente no valor dos custos de capital que descontam os fluxos obtidos em cada projeto. Enquanto a Usina Benvindo de Novaes utiliza o valor desalavancado por não haver nenhum empréstimo, o Beta do projeto próprio da empresa Genial Solar leva em conta uma alavancagem pelo endividamento líquido de 80% do empreendimento, o que o faz atingir um valor de 1,49 e, conseqüentemente, elevar o CAPM.

Em outra análise, é notável a diferença entre os resultados obtidos quando comparados ao cenário anterior a aplicação da Lei 14.300, ou seja, isento da inclusão do pagamento da tarifa

de Fio B da TUSD no faturamento dos projetos. No caso da Usina Benvindo de Novaes, o VPL do cenário precedente à lei chega perto de triplicar e a TIR aumenta aproximadamente 8 pontos percentuais. Já no caso da Usina Sapucaia, a divergência dos resultados é maior ainda. Em um cenário de isenção dessa tarifa, o VPL passa a atingir um valor positivo e de ordem milionária, independente do seu elevado valor de CAPM. Nesse caso, o investimento no projeto seria viável e a amortização do investimento realizado seria feito em 40 meses. A TIR salta para aproximadamente 44%, mostrando que após a amortização do financiamento, o projeto goza de retornos altamente positivos durante o restante de sua vida útil.

Tendo dito isso, é possível perceber que a aplicação do Marco Legal de GD proporciona diferentes impactos para os participantes desse setor, uma vez que sua função é de regularizá-lo e fiscalizá-lo. No lado do consumidor de energia ou investidor de um projeto, a vigência dessa lei promove uma segurança jurídica maior para os contratantes desse modelo, mas ao mesmo tempo encarece os custos necessários para realizá-lo, aumentando uma possível perda de interesse pelo modelo. Por outro lado, na visão das empresas que possuem as concessões municipais e estaduais de distribuição de energia, a aplicação do marco legal se mostra benéfica, pois os aumentos dos encargos para os consumidores geradores proveem uma receita maior para tais companhias. Além disso, o cenário de maiores custos envolvidos em um projeto de geração distribuída diminui a sua atratividade, freando a adesão de um número maior de consumidores e estimulando a sua permanência no modelo convencional de faturamento pelas empresas distribuidoras.

Independentemente dessa nova regulação do setor, o cenário brasileiro, e especificamente do Rio de Janeiro, ainda fornece boas condições para a adesão à geração fotovoltaica distribuída, em projetos de investimento com capital próprio, como visto pelos resultados obtidos no estudo de caso. As características físicas favoráveis para a geração de energia solar aliados com um pequeno número de consumidores presentes no modelo de GD em relação ao modelo convencional comprovam que esse formato de geração tem a capacidade de se estabelecer como a fonte alternativa às hidrelétricas, que possuem forte presença no território e na economia brasileira. Atualmente, de acordo com dados do Infográfico de Energia Solar Fotovoltaica da ABSOLAR, somente 3,9% dos consumidores de energia elétrica do estado do Rio de Janeiro consomem energia pelo modelo de geração distribuída, mostrando a enorme demanda existente por soluções energéticas mais limpas e eficientes.

Referências Bibliográficas:

ABSOLAR. *Marco legal fixa regras para quem quer investir em usinas renováveis*. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/marco-legal-fixa-regras-paraquem-quer-investir-em-usinas-renovaveis/>. Acesso em: 15/09/2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Relação de Empreendimentos de Geração Distribuída*. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>. Publicado em: 23/11/2021. Acesso em: 12/09/2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Entendendo a Tarifa*. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa>. Acesso em: 12/09/2023.

ALMEIDA, E.; ROSA, A.; DIAS, F.C.L.S.; BRAZ, K.T.M.; LANA, L.T.C.; ESPÍRITO SANTO, O.C. do; SACRAMENTO, T.C.B. *Energia solar fotovoltaica: revisão bibliográfica*. [s.l]. [s.d]. Acesso em: 15/09/2023.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. *Avaliação de Empresas – Valuation: Calculando e gerenciando o valor das empresas*. Trad. Allan Vidigal Hastings. 3ª ed. São Paulo: Makron Books Ltda., 2002.

CORNELL, B. *Corporate Valuate: Tools for Effective Appraisal and Decision Making*. New York: McGraw Hill Co., 1994.

DAMODARAN, A. *Avaliação de Investimentos: Ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.

_____. *Discounted Cashflow Valuation: Equity and Firm Models*, 2006 (www.stern.nyu.edu/~adamodar/).

_____. *Avaliação de empresas*. 2ª ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

_____. *Understanding Risk*, 2012 (www.stern.nyu.edu/~adamodar/).

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Matriz Energética e Elétrica. ABCDEnergia. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdeenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 10/09/2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional 2012. Síntese do Relatório Final ano base 2011. Grupojam Comunicação e Marketing Ltda. Publicado em: 01/2012. Acesso em: 12/09/2023

FADIGAS, E.A.F.A. *Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, [s.d]. Acesso em: 10/09/2023.

FONSECA, M. Primeira Hidrelétrica do País foi construída em Minas há mais de 100 anos: Há 124 anos as águas do Rio Paraíba, na Zona da Mata, moviam as turbinas da primeira usina hidrelétrica do país, ponto de partida para o Brasil se tornar um gigante no setor. Estado de Minas Gerais. Publicado em: 18/05/2013. Acesso em: 10/09/2023.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. Emissões de gases de efeito estufa de usinas termelétricas cresceram 75%. IEMA divulga inventário de termelétricas fósseis com dados inéditos de 2021; usinas a carvão seguem como as mais emissoras. Disponível em: <https://energiaeambiente.org.br/emissoes-de-gases-de-efeito-estufa-de-usinas-termeletricas-cresceram-7520221215#:~:text=A1%C3%A9m%20de%20problemas%20ambientais%2C%20o,em%20rela%C3%A7%C3%A3o%20a%20usinas%20renov%C3%A1veis>. Publicado em: 12/2022. Acesso em: 15/09/2023.

MITIDIERI, M.F. *Análise do Potencial de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica nos Setores Bancários, de Educação Básica e Postos de Gasolina*. COPPE/UFRJ. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Mauricio_Franco_Mitidieri.pdf. Publicado em: 03/2017. Acesso em: 15/09/2023.

NEOSOLAR. Lei 14.300: O Marco Legal da Geração Distribuída: Haverá taxaço do sol? 2022. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/lei-14300-marco-legal-geracao-distribuida>. Acesso em: 01/10/2023.

NOTA TÉCNICA Nº 23/2023–SGT-SRM/ANEEL, 2023
(<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp2023452.pdf>).

MÓDULO 7: ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO, 2022.
(https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221049_Proret_Submod_7_1_V2_7.pdf)

PEREIRA, E.B.; MARTINS, F.R.; GONÇALVES, A.R.; COSTA, R.S.; LIMA, F.L.; RÜTHER, R.; ABREU, S.L.; TIEPOLO, G.M.; PEREIRA, S.V.; SOUZA, J.G. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2ª ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>

PÓVOA, A. *Valuation: Como Precificar Ações*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Atlas, 2020.

SAMANEZ, C. P. **Matemática Financeira: Aplicações à Análise de Investimentos**. 3ª edição: Pearson Prentice Hall, 2010.

SANTOS, J.A.F.A.; Luna, M.A.R.; Cunha, F.B.F.; Silva, M.S.; Torres, E.A. *Geração Distribuída no Brasil: análise de sua evolução e aspectos regulatórios*. In: X Congresso Brasileiro de Regulação (ABAR 2017), Anais X ABAR, ISBN 978-85-52913-00-9, Florianópolis, 2017. Acesso em: 15/09/2023.