

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

André Baeta Neves Resende
Felipe Palmero Bilia

Estruturação de um Fundo em Participações para Investimentos no Setor de Usinas de Energia Solar

São Carlos

2023

André Baeta Neves Resende
Felipe Palmero Bilia

Estruturação de um Fundo em Participações para Investimentos no Setor de Usinas de Energia Solar

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Mecânico.

Orientadora: Profa. Associada Daisy A. N. Rebelatto

São Carlos

2023

FICHA CATALOGRÁFICA

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP

R433e Resende, André Baeta Neves
Estruturação de um fundo em participações para investimentos no setor de usinas de energia solar / André Baeta Neves Resende, Felipe Palmero Bília; orientador Daisy A.N.Rebelatto. -- São Carlos, 2023.

Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2023.

1. Usina de energia solar. 2. Fundo de investimento em participações. 3. Análise de investimentos. I. Bília, Felipe Palmero. II. Título.

FOLHA DE AVALIAÇÃO

FOLHA DE AVALIAÇÃO

Candidato: Felipe Palmero Bilia
André Baeta Neves Resende

Título: Estruturação de um Fundo em Participações para Investimentos no Setor de Usinas de Energia Solar

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo
Curso de Engenharia Mecânica.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Daisy Aparecida dos Nascimento
Rebelatto
SEP – EESC/USP (Orientadora)

Nota atribuída: 10 (dez)

Renata Veloso Santos Policarpo
UFMG

Nota atribuída: 10 (dez)

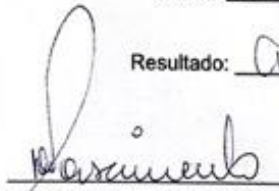
Fabianne Roberta de Araújo
IFSP

Nota atribuída: 10 (dez)

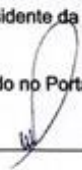
Média: 10 (dez)

Resultado: Aprovado

Data: 31/03/2023.


Assinatura do Presidente da Banca

Este trabalho tem condições de ser hospedado no Portal Digital da Biblioteca da EESC

SIM ☒ NÃO ☐ Visto do orientador: 

AGRADECIMENTOS

Aos nossos Pais e Familiares, pela constante dedicação e busca das melhores condições para nós, depositando amor e suporte incondicionais e estando sempre presentes em todos os passos de nossa jornada até aqui. Sem vocês nada disso seria possível.

Aos nossos colegas, docentes e todos os membros da Escola de Engenharia de São Carlos, pela amizade, integridade e ensino, contribuindo para construção de nosso caráter, formação pessoal e profissional.

À República Tipo Zero, nosso lar, por nos ensinar sobre amizade e companheirismo.

RESUMO

RESENDE, A.B.N e BILIA, F.P. Estruturação de um Fundo em Participações para Investimentos no Setor de Usinas de Energia Solar. 2023. Dissertação (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

A presente monografia trata da análise e estruturação de um fundo de investimentos em participações, veículo de investimento coletivo, com vantagens fiscais e que conta com gestão e estrutura profissional, permitindo realizar múltiplos investimentos no setor de usinas de energia solar. O setor de energia solar possui parcela relevante na composição da matriz energética brasileira e apresenta crescimento acelerado nos últimos anos, acompanhando a tendência de transformação da matriz para fontes renováveis. O investimento em tais ativos se mostra como uma alternativa aos investimentos tradicionais, dado que apresenta retornos acima da inflação e se mostrou perene e resiliente com o tempo, sendo uma opção para o investidor de longo prazo. Dessa maneira, o objetivo do presente trabalho é **propor a estruturação de um fundo de investimento em participações como forma de *funding* para o setor de usinas de energia solar**. Os resultados da modelagem financeira de projeção do fluxo de caixa e DRE, feita a partir de premissas baseadas em um estudo de caso real para o desenvolvimento de uma usina solar, mostram que a proposta de investimento é atrativa perante o risco, apresentando ganhos para o investidor de IPCA + 13,9% a.a., além de consistir em uma alternativa de proteção contra o cenário inflacionário para o investidor pessoa física, expondo os principais indicadores econômico-financeiros, riscos e alternativas em comparação com o custo de oportunidade no mercado de capitais atual.

Palavras-chave: usina de energia solar, fundo de investimento em participações, análise de investimentos.

ABSTRACT

RESENDE, A.B.N e BILIA, F.P. Structuring of a Private Equity Fund to Make Investments in the Sector of Solar Power Plant Sector. 2023. Dissertação (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

This dissertation deals with the analysis of the structuring of a private equity fund, which is a vehicle that has fiscal benefits, professional management and corporate structure that allows different investors to make multiple investments in the solar power plant sector. The solar energy sector has a relevant share in the Brazilian energy matrix and has shown accelerated growth in the past years, in alignment with the trend of switching the matrix to renewable sources. Besides, an investment in such assets is an alternative to traditional investments. As characteristics, the investment in such assets presents returns above inflation and has proven to be perennial and resilient over time, being an option for the long-term investor. Thus, the objective of this dissertation is to **propose the structuring of an equity fund as a form of funding for the solar power plants sector**. The financial modeling results of the cash flow and income statements projections, based on assumptions from a real case study to develop a solar power plant, presented that the investment proposal is attractive in comparison to the risk, with gains of IPCA + 13,9% p.a. and consists in a protection alternative against the inflationary scenario for the individual investor, showing the main economic and financial indicators, risks and alternatives in relation to its opportunity cost in the current capital market.

Keywords: solar power plant, private equity fund, investment analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Integrado de Energia.....	18
Figura 2 - Evolução da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica	20
Figura 3 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2031	21
Figura 4 - Expansão da Matriz de Energia Elétrica Brasileira.....	22
Figura 5 - Investimentos Previstos para o Setor de Transmissão de Energia Elétrica.....	23
Figura 6 - Evolução da Extensão das Linhas de Transmissão	24
Figura 7 - Investimentos em Distribuição de Energia Elétrica (R\$ Bilhões)	25
Figura 8 - Distribuição da Energia ao Consumidor Final	26
Figura 9 - Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	27
Figura 10 - Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	27
Figura 11 - Agentes e Níveis Regulatórios	28
Figura 12 - Composição da TUSD.....	30
Figura 13 - Crescimento do Setor de Geração de Energia Elétrica Solar	32
Figura 14 – Potência Solar Instalada por Estado	34
Figura 15 - Mapa de Radiação Solar no Brasil	35
Figura 16 – Potência Instalada para Geração Distribuída (MW).....	36
Figura 17 - Inflação Histórica Acumulada em 12 meses	44
Figura 18 - Evolução da Taxa Selic	45
Figura 19 - Juros Reais - CDI anualizado deflacionado por IPCA.....	46
Figura 20 - Estrutura a Termo da Taxa de Juros	47
Figura 21 - Cálculo do Retorno Exigido	47
Figura 22 - Retorno exigido x Risco da tipologia de investimento (Percepção Usual de Mercado)	48
Figura 23 - Níveis de Risco Por Segmento de Geração de Energia.....	49
Figura 24 – Etapas de Implantação de uma Usina Solar	51
Figura 25 - Localização do Terreno Exemplo	52
Figura 26 - Incidência de Irradiação Solar Anual (KWh/m2.dia)	53
Figura 27 - Localização das Sub Estações	54
Figura 28 - Ciclo de Investimento para Usina Fotovoltaica	56
Figura 29 - DRE Anual do Projeto na Estabilidade (Valores Monetários Atuais)	60
Figura 30 - Fluxo de Caixa Nominal da Usina (R\$ milhões)	61
Figura 31 - Análise de Sensibilidade da TIR Real – Tarifa Cobrada x Capex	65
Figura 32 - Cronograma de Implantação	66
Figura 33 - Ramp-Up da Produção de Energia, Faturamento Bruto e Margem de Fluxo de Caixa	67
Figura 34 - Fluxo de Caixa Líquido Nominal Acumulado	67
Figura 35 - Estrutura Societária Proposta	69
Figura 36 - Fluxo de Caixa Nominal do FIP.....	72
Figura 37 - Fluxo de Caixa Nominal do Investidor	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Matriz Elétrica Brasileira Atual	19
Tabela 2 – Projetos Protocolados: Potência Outorgada e Percentual em Construção	20
Tabela 3 - Evolução da Extensão das Linhas de Transmissão (km)	24
Tabela 4 - Quadro Comparativo Leis.....	30
Tabela 5 - Tributação nas Diferentes Modalidades de Investimentos	38
Tabela 6 - FIPs Listados na B3	39
Tabela 7 – FIPs Listados na B3	40
Tabela 8 - Empresas do Setor de Energia Listadas na B3	41
Tabela 9 - Empresas do Setor de Energia Listadas na B3	42
Tabela 10 - Incidência Solar por Localização.....	52
Tabela 11 - Custos de Ligação.....	54
Tabela 12 – Equipamentos Implantados e Custos Envolvidos	55
Tabela 13 - Fluxo de Caixa Nominal do Projeto	61
Tabela 14 - Fluxo de Caixa Nominal do Projeto	62
Tabela 15 - Fluxo de Caixa Nominal do Projeto	62
Tabela 16 - Indicadores de Resultado	64
Tabela 17 - Custos Envolvidos no FIP	71
Tabela 18 - Indicadores de Resultado	74

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Cálculo da Energia Líquida	57
--	----

LISTA DE SIGLAS

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termelétrica

EOL: Central Geradora Eólica

PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

UFV: Central Geradora Fotovoltaica

UTN: Usina Termonuclear

CGH: Central Geradora Hidrelétrica

CGU: Central Geradora Undi-Elétrica

Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

ABRADEE: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

UCs: Unidades Consumidoras

GC: Geração Centralizada

GD: Geração Distribuída

ACL: Ambiente de Contrato Livre

ACR: Ambiente de Contrato Regulado

PPAs: Power Purchase Agreements

IPCA: Índice de Preços no Consumidor

IGP-M: Índice Geral de Preços de Mercado

IPA: Índice de Preços do Atacado

IPC: Índice de Preços ao Consumidor

INCC: Índice Nacional de Preços de Construção

SELIC: Sistema Especial de Liquidação e Custódia

CDI: Certificado de Depósito Interbancário

COPOM: Comitê de Política Monetária

ANBIMA: Associação Brasileira dos Mercados Financeiro e de Capitais

ETTJ: Estrutura a Termo da Taxa de Juros

CAPEX: Capital Expenditure

ETTJ: Estrutura a Termo da Taxa de Juros

SUMÁRIO

1	<i>Introdução</i>	<i>16</i>
2	<i>Caracterização do Mercado de Energia no Brasil.....</i>	<i>17</i>
2.1	Geração de Energia	18
2.2	Transmissão de Energia.....	22
2.3	Distribuição de Energia	25
2.4	Modalidade de Contratação: Mercado Livre vs Mercado Regulado	26
2.5	Agentes Setoriais de Governo e Regulatórios	28
2.6	A Lei 14.300/2022	29
2.7	O Mercado de Energia Solar Fotovoltaica.....	32
2.8	Geração Distribuída vs Geração Centralizada	33
2.9	Tamanho do Mercado no Brasil	34
2.10	A Comercialização da Energia Gerada	36
2.11	Perenidade do setor.....	36
2.12	Mapeamento de Players Profissionais do Setor.....	37
3	<i>Cenário Econômico Brasileiro</i>	<i>43</i>
3.1	Risco e Retorno.....	43
3.2	Cenário Atual – configuração da taxa de retorno.....	43
3.3	As Modalidades de Investimento e o Setor de Energia	48
4	<i>Modelagem Econômico-Financeira</i>	<i>50</i>
4.1	Unidade da Usina Fotovoltaica Padrão	56
4.2	Premissas para a Modelagem Econômico-Financeira:.....	57
4.3	Análise Econômico-Financeira de Múltiplas Usinas	66
4.4	Análise Econômico-Financeira dos Resultados do Investidor	68
5	<i>Conclusão</i>	<i>75</i>
	<i>REFERÊNCIAS.....</i>	<i>76</i>

1 Introdução

O setor de energia é fundamental para a sociedade, fomentando seu desenvolvimento e suportando o avanço de atividades econômicas. Por conta disso, o setor elétrico torna-se mais robusto e resiliente com o passar do tempo, necessitando de desenvolvimento em suas três áreas de atuação – geração, transmissão e distribuição – em igual importância, para que o sistema opere em condições ideais e não haja interrupção de fornecimento ao consumidor final. Dessa forma, as três áreas necessitam de constantes investimentos e inovações para que possam estar na fronteira do desenvolvimento e forneçam o melhor serviço.

Analizando-se o segmento de geração de energia elétrica, constata-se que este passou por constantes transformações ao longo das últimas décadas, fazendo com que a matriz elétrica brasileira se tornasse reflexo do surgimento de tecnologias de geração mais eficientes e seguras. Por apresentar condições climáticas e ambientais favoráveis para diferentes formas de geração, a matriz elétrica brasileira é resiliente e diversificada quando comparada a outros países, de acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE, 2020).

Assim sendo, a energia solar encontrou um ambiente favorável de desenvolvimento no Brasil, tanto no âmbito de geração centralizada, por meio de projetos de grande porte, quanto para geração distribuída, por meio de projetos menores e pontuais. Sendo assim, o número de projetos cresce ano a ano, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022), na medida em que a tecnologia acompanha esse desenvolvimento e torna-se mais acessível, gerando um ciclo positivo para o setor. Em específico para a geração distribuída, há uma série de benefícios para a matriz energética brasileira, como a diversificação da matriz, motivações ambientais, redução de perdas de energia, redução da dependência de investimentos governamentais. Além disso, as usinas solares fornecem energia limpa e renovável, reduzindo as emissões de gases de efeito estufa, poluição atmosférica e preservam os recursos naturais ao não utilizar combustíveis fósseis, conservando também o uso de água devido à baixa demanda hídrica e minimizam impactos sobre a biodiversidade. Esses benefícios sustentáveis impulsionam o crescimento das usinas solares como uma alternativa ambientalmente amigável para a geração de energia.

Além disso, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, divulgado em 2020 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil tem atualmente uma matriz elétrica extremamente dependente da geração hidrelétrica, que responde por cerca de 65% da capacidade instalada do país. Ainda segundo o PDE, esse elevado nível de concentração pode gerar vulnerabilidades no sistema elétrico, sobretudo riscos climáticos, como em períodos de escassez hídrica, por exemplo os registrados em 2014 e 2015, que levaram à adoção de medidas de racionamento em diversas regiões do país (EPE, 2020).

Com isso, cresceu o número de empreendimentos de geração distribuída de energia solar, tornando-se uma forma de investimento alternativo e apresentando uma série de benefícios frente aos investimentos tradicionais. A proteção contra a inflação, contratos de longo prazo e perenidade do setor são pontos atrativos que fazem com que o investimento na geração de energia elétrica por meio de usinas solares torne-se mais comum.

Seguindo essa tendência, a indústria financeira identificou a oportunidade de constituição de fundos de investimento de participações (FIPs), com incentivos fiscais, em que investidores

reúnem seus recursos em condomínios fechados sob gestão profissional para eventuais investimentos em ativos geradores de energia solar. Algumas vantagens dessa estrutura são: o profissionalismo na gestão dos investimentos, feita por gestores experientes e capacitados, a possibilidade de obter retornos financeiros acima da média de mercado e a possibilidade de investir em setores específicos, como tecnologia, infraestrutura e, como neste caso, em energia.

Dado o contexto apresentado, o objetivo do presente trabalho é **propor a estruturação de um fundo de investimento em participações como forma de *funding* para o setor de usinas de energia solar.**

Para a consecução do objetivo proposto, os seguintes passos de procedimento foram seguidos:

- 1) Analisar o setor de energia solar por meio de pesquisas em sites, artigos e publicações de órgãos que compõem esse setor, como agentes setoriais de governo e regulatórios, associações, *players* profissionais e empresas de pesquisas. A análise do setor teve como objetivo a compreensão de como se relacionam os sistemas de geração, transmissão e distribuição, assim como seus respectivos tamanhos, crescimento histórico, composição, características e expectativas para o futuro.
- 2) Rever o cenário econômico brasileiro, de maneira a caracterizar, principalmente, o custo de oportunidade do investidor, atualmente no país, e os riscos inflacionários presentes nos últimos anos, que servirão como argumento da tese de investimento no setor de geração de energia. As séries históricas e previsões utilizadas para análise foram obtidas a partir de dados disponibilizados por órgãos públicos, como o Banco Central, e associações do mercado financeiro, como a Anbima.
- 3) Elaborar a modelagem econômico-financeira de uma usina de energia solar. Esta etapa consistiu na projeção de fluxos de caixa, cálculo de indicadores econômico-financeiros e análises de sensibilidade para avaliar a viabilidade do plano de negócio. O objetivo foi compreender se o negócio é economicamente rentável e atrativo perante o cenário econômico atual, além de seu comportamento em cenários adversos. As premissas do modelo serão baseadas em *cases* reais e revisões bibliográficas e os indicadores de resultado utilizados serão: TIR (Taxa Interna de Retorno, MOI (*Multiple of Investment*), exposição de caixa e VPL (Valor Presente Líquido).
- 4) Avaliar a estrutura em múltiplos investimentos para expandir o plano de negócios e gerar um volume financeiro justificável para a distribuição a investidores pulverizados e, por fim, propor a estruturação de um Fundo de Investimento em Participações (FIP) como a forma de *funding* e produto a ser distribuído. Os dados sobre esse tipo de veículo, como custos e dinâmica do processo de estruturação, premissas tributárias, partes envolvidas, entre outros, foram obtidos via pesquisas de informações em ofertas já realizadas, *players* profissionais do setor, como fundos de investimentos e empresas de capital aberto, e órgãos regulatórios, como a CVM (Comissão de Valores Mobiliários).

2 Caracterização do Mercado de Energia no Brasil

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o setor elétrico é dividido em três grandes grupos, sendo eles a geração, a distribuição e a transmissão de energia elétrica. A Figura 1 ilustra o funcionamento integrado dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica, demonstrado de maneira simples como a integração e funcionamento do sistema. Como pode-se observar, a primeira fase é a geração, de maneira que pode ocorrer oriunda de diferentes fontes como hidrelétricas, eólicas e usinas fotovoltaicas. Em seguida, ocorre a transmissão da energia elétrica da fonte, pelas linhas e torres de alta tensão, até as subestações de distribuição final aos consumidores. Esta etapa é importante para garantir a interligação entre as diferentes regiões brasileiras e as diferentes fontes de energia, fazendo-a chegar até os centros de distribuição (subestações). A terceira etapa consiste na distribuição da energia elétrica, garantindo uma alta capilaridade e conectando-a com os consumidores finais por meio das concessionárias. Para realizar a distribuição de energia elétrica em centros urbanos com segurança é necessária a redução da tensão.

Figura 1 - Sistema Integrado de Energia



Fonte: ABRADÉE, 2022

2.1 Geração de Energia

O segmento de geração de energia elétrica é diversificado, tendo em vista as diferentes formas de geração presentes no território brasileiro. Analisando esse ponto de vista, as principais fontes de energia elétrica são:

- **Hídricas** - Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE), Central Geradora Undi-Elétrica (CGU);
- **Eólicas** - Central Geradora Eólica (EOL);
- **Térmicas** - Usina Termelétrica (UTE), Usina Termonuclear;

- **Solar** - Central Geradora Fotovoltaica (UFV);
- **Nuclear** - Termonucleares (UTN);

A Tabela 1 apresenta os dados referentes à matriz elétrica brasileira atual, de acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), identificando as diferentes fontes de energia elétrica e suas respectivas participações na matriz. Sendo assim, pode-se concluir que ela é composta atualmente por cerca de 12.457 empreendimentos em operação, atingindo uma potência outorgada de 184.244.188,92 KW, distribuída conforme apresentado.

Tabela 1 - Matriz Elétrica Brasileira Atual

Tipo	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Quantidade	% (Pot. Outorgada)
UHE	103.001.028,00	103.003.362,00	218	55,90%
UTE	46.563.164,49	44.814.905,29	3.104	25,27%
EOL	21.548.543,86	21.456.678,86	809	11,70%
PCH	5.557.509,57	5.513.046,57	426	3,02%
UFV	4.735.316,08	4.735.315,98	7.161	2,57%
UTN	1.990.000,00	1.990.000,00	2	1,08%
CGH	848.576,92	844.777,92	736	0,46%
CGU	50,00	50,00	1	0,00%
Total	184.244.188,92	182.358.136,62	12.457	100%

Fonte: ANEEL, Março de 2022

A potência outorgada mencionada se refere à potência que foi considerada no “Ato de Outorga”, isto é o tanto que a usina está autorizada a operar. Esta também é a potência que deve ser registrada na ANEEL. Já a potência fiscalizada é considerada a partir da operação comercial da usina. Esta potência pode ser aumentada gradualmente, pois os grupos geradores geralmente são ligados ao longo de vários meses. Simplificando, pode-se dizer que a potência fiscalizada é a efetiva no momento de operação da geradora.

É possível notar também que atualmente no Brasil, dentre as usinas que estão em operação, os tipos que representam a maior quantidade de potência outorgada são as UHE, UTE e EOL, sendo que a UHE representa, sozinha, mais da metade do total de potência outorgada.

No entanto, a Tabela 2 ilustra os projetores protocolados que estão previstos para entrar em operação os próximos anos, abrangendo os que possuem sua construção iniciada ou não, e ela retrata um cenário diferente. É possível observar que os novos empreendimentos a serem construídos serão compostos, principalmente, por fontes eólicas (EOL) e fotovoltaicas (UFV), duas formas principais de energia renovável.

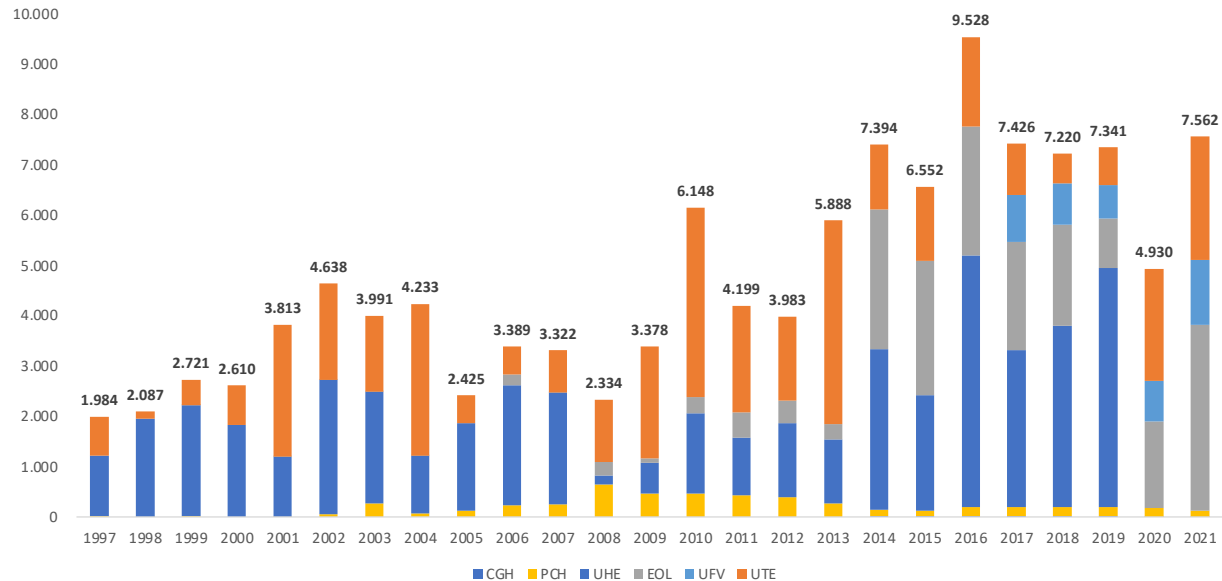
Tabela 2 – Projetos Protocolados: Potência Outorgada e Percentual em Construção

Tipo	Potência Outorgada (kW)	Representatividade da Potencia Outorgada (%)	Quantidade de Projetos Protocolados	% Em Construção
CGH	19.436	0%	7	90%
EOL	13.351.460	23%	381	39%
PCH	1.656.389	3%	114	27%
UFV	32.706.610	56%	826	11%
UHE	453.898	1%	5	31%
UTE	8.937.517	15%	123	29%
UTN	1.350.000	2%	1	100%
Total	58.475.309	100%	1.457	23%

Fonte: ANEEL, Março de 2022

Esse crescimento não é recente, sendo fruto dos avanços que foram obtidos no passado e vem apresentando crescimento significativo nos últimos anos. A Figura 2 ilustra os empreendimentos de fontes renováveis de energia elétrica, tais como biomassa, energia eólica e fotovoltaica, e demonstra como tais alternativas ganharam espaço nos últimos anos na matriz brasileira.

Figura 2 - Evolução da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica

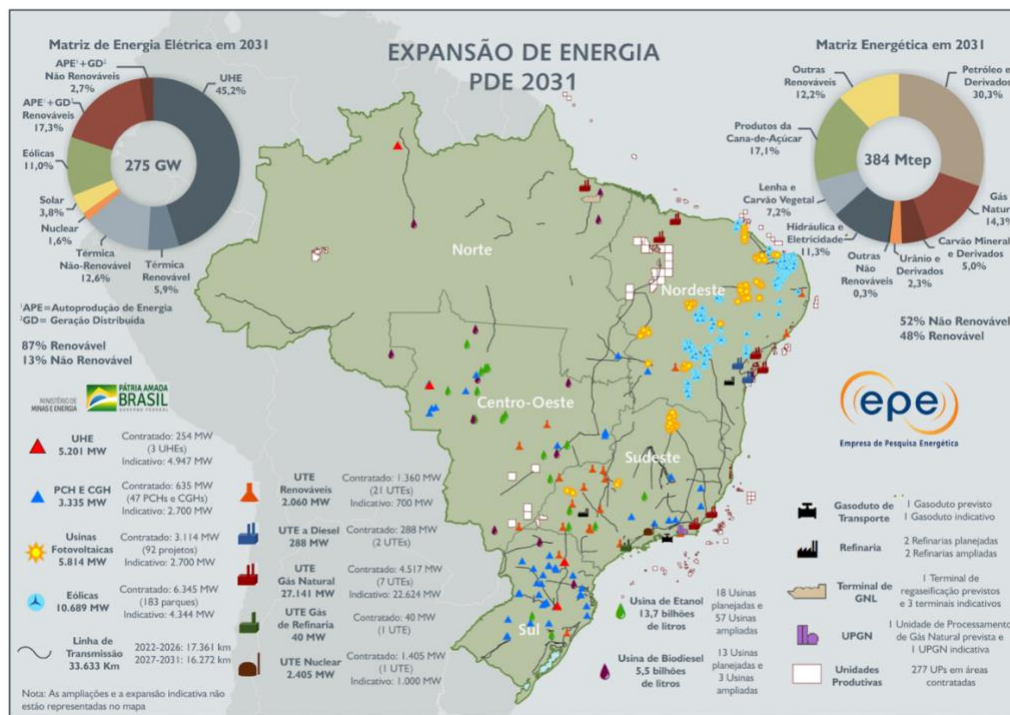


Fonte: ANEEL, Março de 2022

Nota-se o crescimento contínuo a partir de 2006 da quantidade de novos empreendimentos de centrais geradoras de energia elétrica que possuem como base a energia eólica. Já a partir de 2017, pode-se observar que os empreendimentos de energia solar ficaram mais relevantes, ocupando espaço significativo dentre as novas alternativas.

Este crescimento acompanha o desenvolvimento econômico-social, de maneira que as instituições de energia levam em conta projeções futuras deste indicador para estimar o crescimento da matriz elétrica para os próximos anos. A Figura 3 apresenta o Plano Decenal de Expansão de Energia para 2031, desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e estabelece uma meta de expansão da matriz elétrica brasileira.

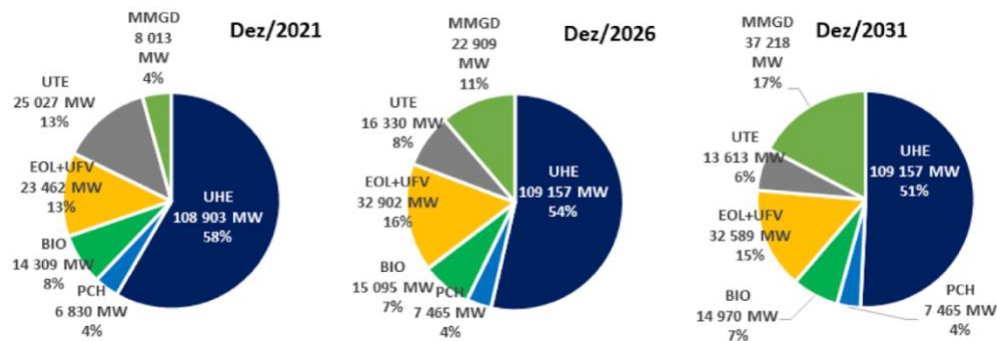
Figura 3 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2031



Fonte: EPE, 2022

Analisando-se as projeções realizadas, projeta-se no ano de 2031 uma potência total de 275 GW, o que significa um crescimento de 49,2% frente a capacidade atual. Em termos de composição, nota-se uma melhora nas fontes de energia elétrica, com o crescimento de fontes renováveis dentro o portfólio total. Esta composição fica clara ao analisar-se a Figura 4, que apresenta a evolução das fontes de energia elétrica na matriz brasileira ao longo dos próximos dez anos.

Figura 4 - Expansão da Matriz de Energia Elétrica Brasileira



Fonte: EPE, 2022

Além de concretizar o aumento de fontes renováveis nos próximos anos, nota-se também o aumento de participação da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), que representa o processo de geração de energia elétrica próximo a unidades consumidoras através da instalação de fontes geradoras de energia elétrica renovável.

2.2 Transmissão de Energia

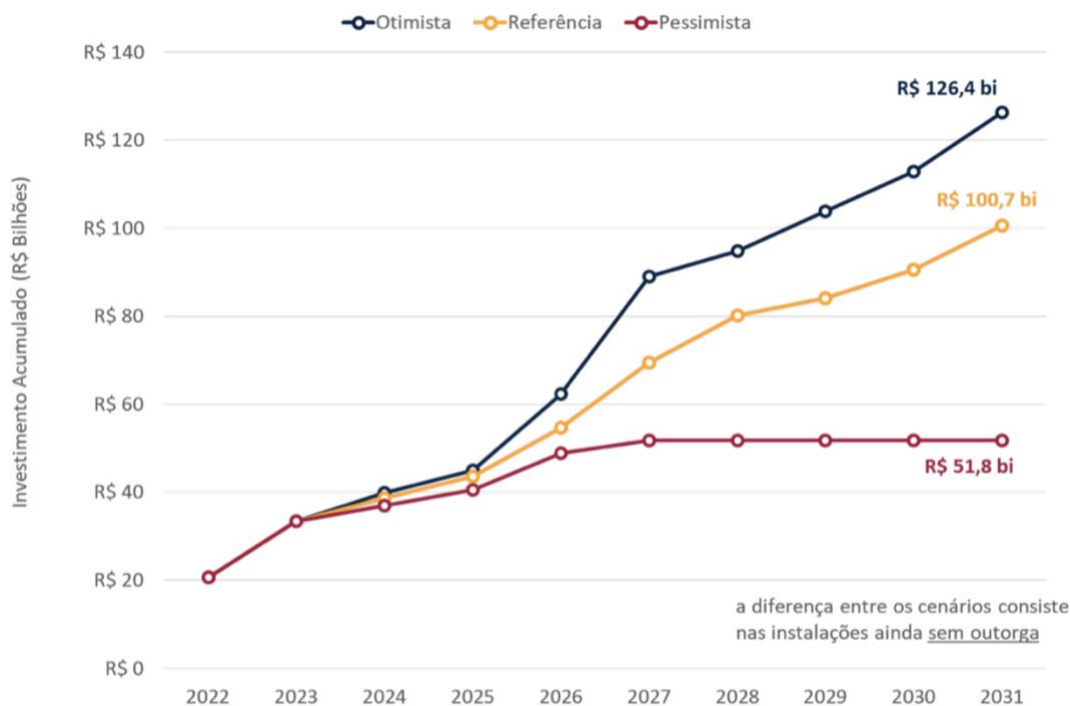
O setor de transmissão de energia elétrica caracteriza-se por seu imprescindível papel no sistema integrado de energia, garantindo que a energia chegue aos diferentes estados brasileiros. A interligação elétrica entre as diferentes regiões brasileiras permite que se obtenha um aproveitamento otimizado dos recursos energéticos, permitindo a utilização sazonal de fontes de energias combinadas, o que leva a uma menor concentração individual em uma fonte e torna o sistema mais robusto e à prova de adversidades.

Para diminuir perdas elétricas na transmissão, eleva-se a voltagem para Alta Tensão (500~800 kV) por meio de transformadores. Os responsáveis por essas linhas são as empresas transmissoras, como a Taesa, CTEEP e Alupar. As linhas possuem alta voltagem, porém baixa corrente, para reduzir a perdas de energia.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia de 2031 elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), um conjunto de obras de expansão está previsto para entrar em operação, permitindo que haja ganho na capacidade de exportação/importação entre os diferentes estados.

É importante notar os crescentes investimentos que estão projetados para os próximos anos. A Figura 5 mostra que, mesmo no cenário pessimista, o valor previsto para o ano de 2031 é de R\$ 51,8 bilhões, um aumento de 159% em relação ao ano de 2022. Já para os cenários otimista e referência, os aumentos são de 532% e 403% respectivamente, números promissores para o setor.

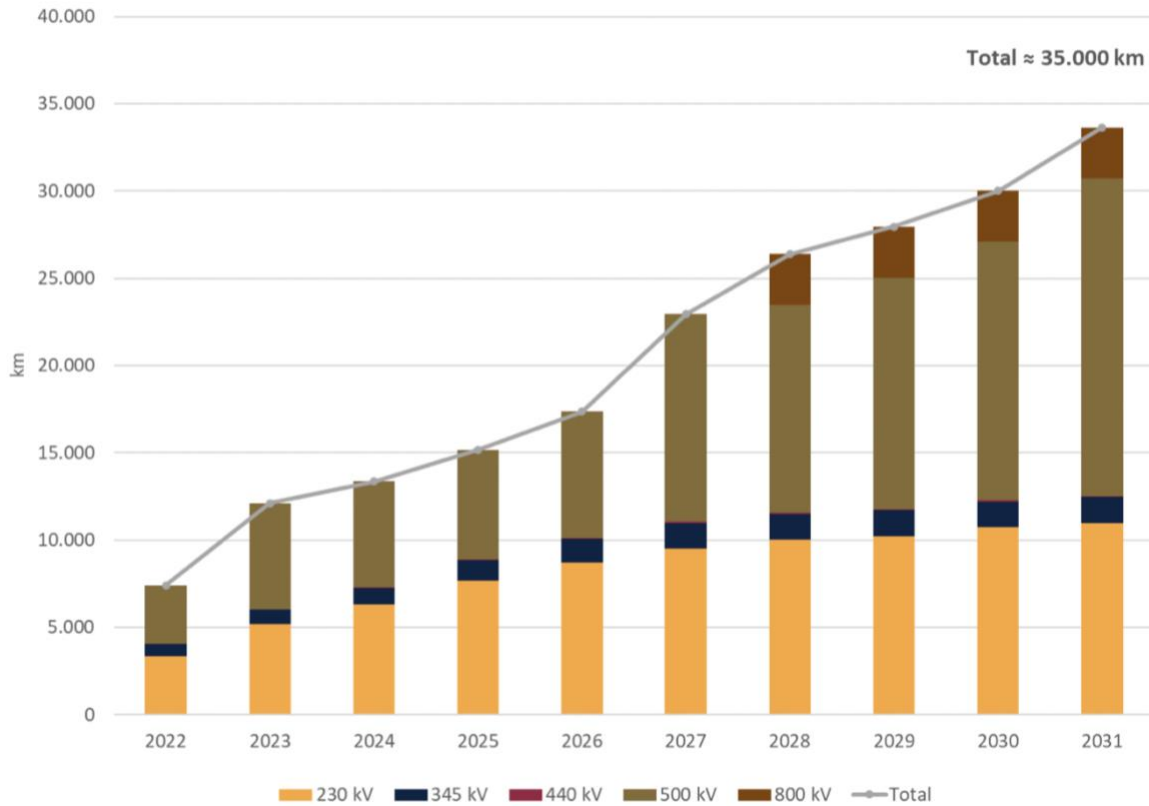
Figura 5 - Investimentos Previstos para o Setor de Transmissão de Energia Elétrica



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia de 2031, EPE, 2022

Como consequência dos investimentos crescentes projetados, ocorrerá uma expansão da extensão física das linhas de transmissão. A partir disso, a Figura 6 apresenta a evolução total da quilometragem das linhas de transmissão que está projetada de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia de 2031.

Figura 6 - Evolução da Extensão das Linhas de Transmissão



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia de 2031, EPE, 2022

Nota-se uma significativa evolução quando as linhas são comparadas com a sua extensão atual, evoluindo de cerca de 7.500 quilômetros para quase 35.000 quilômetros de extensão. Deste crescimento, boa parte é oriunda de linhas de tensão de 500 kV, representando uma mudança na característica atual das linhas de transmissão, que são majoritariamente de tensão de 230 kV.

A Tabela 3 retrata detalhadamente como cada linha específica de transmissão terá seu crescimento ampliado nos próximos anos.

Tabela 3 - Evolução da Extensão das Linhas de Transmissão (km)

Voltagem das Linhas	800 kV	750 kV	600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Estimativa Dez/21	9.204	2.683	12.816	68.583	6.869	10.397	64.721	175.273
Evolução 2022-2031	2.920	0	0	18.180	77	1.488	10.968	33.633
Evolução 2022-2026	0	0	0	7.228	66	1.354	8.713	17.361
Evolução 2027-2031	2.920	0	0	10.952	11	134	2.256	16.273
Estimativa Dez/2031	12.124	2.683	12.816	86.763	6.946	11.885	75.690	208.907

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia de 2031, EPE, 2022

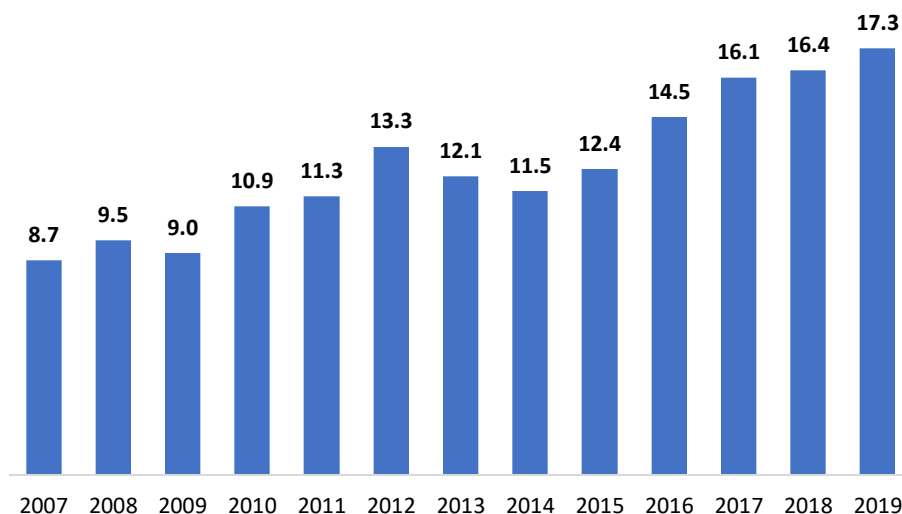
Como previsto, a linha de transmissão de 500 kV representará cerca de 54% da construção de novas linhas de transmissão até o ano de 2031.

2.3 Distribuição de Energia

O setor de distribuição de energia elétrica é responsável por garantir a chegada da energia aos diversos consumidores. Para realizar a distribuição de energia elétrica em centros urbanos com segurança é necessária a redução da tensão nas subestações. A distribuição para os consumidores finais é o papel das distribuidoras de energia, que levam a energia até os consumidores finais. Geralmente são empresas concessionárias de energia, como a Elektro, Eletropaulo e CPFL.

Houve massivos investimentos nos últimos anos no setor de distribuição de energia elétrica (ABRADEE, 2022), e a Figura 7 apresenta a evolução desses investimentos ao longo dos últimos, com dados disponibilizados pela ANEEL.

Figura 7 - Investimentos em Distribuição de Energia Elétrica (R\$ Bilhões)



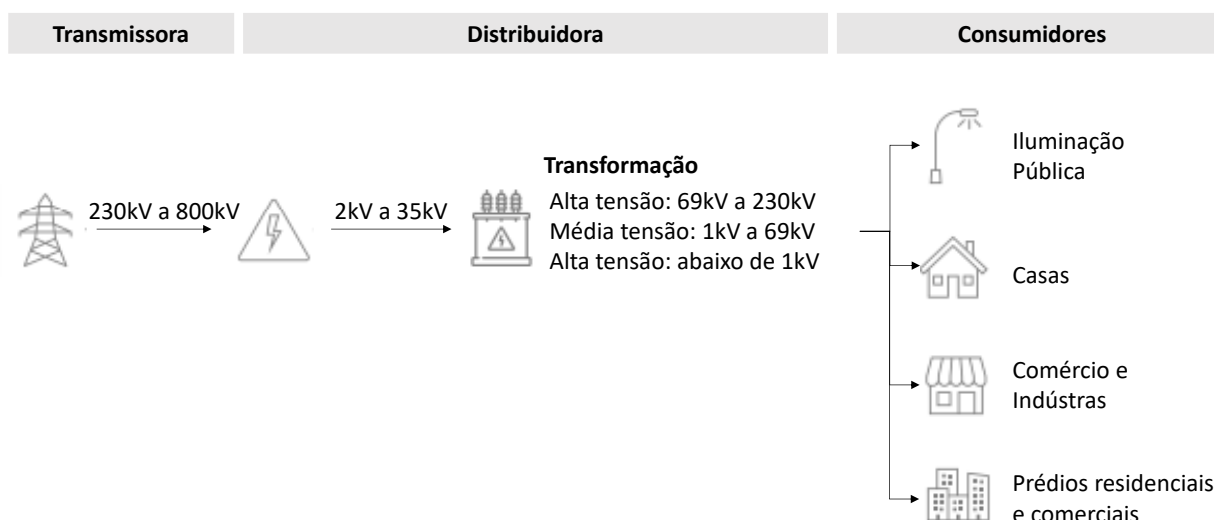
Fonte: ANEEL, 2022

Analisando-se os dados, nota-se o crescente volume em investimentos ao longo dos anos, de maneira que o ano de 2019 representou mais do que o dobro de investimentos realizados no ano de 2007.

Em linha com os investimentos realizados, a ANEEL reportou que o Brasil conta com 52 concessionárias, 52 permissionárias e 1 designada, totalizando 105 agentes entre públicos, privados e economia mista que atuam no mercado de distribuição, sendo responsáveis por atender uma população de 208 milhões de habitantes distribuídos em 89 milhões de Unidades Consumidoras (UCs) (ANEEL, 2022).

A distribuidora deve garantir uma voltagem segura e econômica para levar a energia até os consumidores finais. A Figura 8 demonstra o caminho da energia e a variação da tensão durante o seu percurso.

Figura 8 - Distribuição da Energia ao Consumidor Final



Fonte: ONS, 2022

As distribuidoras são responsáveis por transformar a energia para tensões adequadas para seu consumo final. Pela Figura 8 observa-se que a transmissora transmite a energia até uma subestação para rebaixamento da tensão, de maneira a garantir a segurança das pessoas. A distribuidora conduz a energia até os consumidores finais. Sua remuneração é obtida por tarifas cobradas dos usuários e taxas de uso do sistema de distribuição.

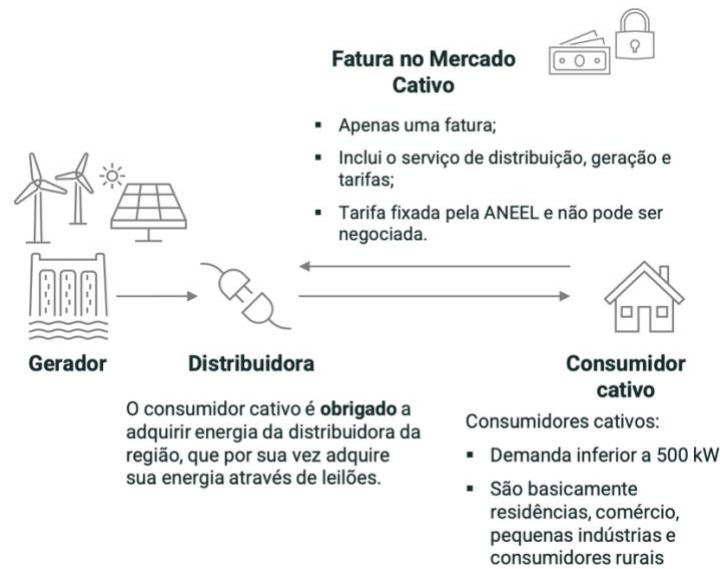
As distribuidoras compram energia em leilões realizados pela ANEEL; após o leilão, a geradora e distribuidora celebram contrato de comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Os consumidores finais, conectados a empresas de distribuição, são responsáveis por pagar uma tarifa pelo consumo de energia elétrica em suas residências/instalações. De acordo com a ANEEL, a tarifa média ponderada de todos os estados brasileiros é de 0.623 R\$/kWh. A definição da tarifa é de responsabilidade da ANEEL e ela busca garantir um equilíbrio econômico-financeiro entre as empresas do setor e a tarifa. Além disso, também ocorrem reajustes anuais de acordo com os índices inflacionários.

2.4 Modalidade de Contratação: Mercado Livre vs Mercado Regulado

A comercialização de energia elétrica pode ser de duas maneiras, por meio do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), ilustrados pelas Figuras 9 e 10.

O modelo de contratação regulada ACR é o principal tipo em atuação no Brasil, de maneira que os consumidores, denominados consumidores cativos e possuem demanda inferior a 500 kW, adquirem a energia diretamente da concessionária de distribuição de sua região, sendo paga através de uma fatura mensal que depende do volume e preço estipulado e incluem os serviços de distribuição de energia, sendo que as concessionárias adquirem sua energia através de leilões realizados.

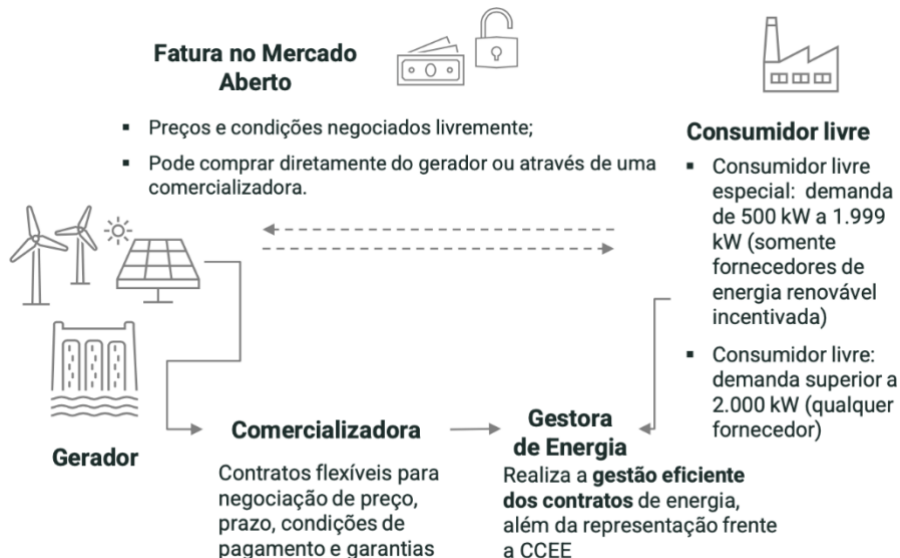
Figura 9 - Ambiente de Contratação Regulada (ACR)



Fonte: EnergyClass EOSEB, RExperts, 2022

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) não temos a figura da distribuidora de energia, de maneira que os consumidores podem adquirir diretamente das unidades geradoras por meio da atuação da Comercializadora. Nesse ambiente, o cliente mantém contratos de com a geradora e também com a distribuidora, por estar utilizando os fios dela. O contrato com a unidade geradora é livre, permitindo aos clientes obterem condições vantajosas frente ao ambiente regulado, e o contrato com a distribuidora tem preço definido. No ambiente livre, os consumidores são classificados em duas categorias, livres, que possuem demanda maior que 2000 kW e possibilidade de escolher seu fornecedor de energia elétrica, e especiais, com demanda entre 500 kW e 1999 kW e necessidade de adquirir de fornecedores de energia renovável incentivada.

Figura 10 - Ambiente de Contratação Livre (ACL)



2.5 Agentes Setoriais de Governo e Regulatórios

O setor elétrico é constituído de diferentes agentes regulatórios atuando em múltiplos níveis hierárquicos que definem as diretrizes do setor. A Figura 11 ilustra a relação entre os diferentes agentes.

Figura 11 - Agentes e Níveis Regulatórios



Fonte: MME, ONS, CCEE, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – Mauricio Tolmasquim

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão máximo, sendo responsável por implantar e formular as políticas públicas do setor energético, que inclui o setor elétrico, contribuindo para o desenvolvimento do país. Abaixo dele encontra-se o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão específico do setor de energia, que fornece assessoria ao Presidente da República para a formulação de políticas de energia. Em paralelo, há o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que consiste em analisar e garantir a continuidade e segurança do setor eletroenergético, fazendo com que a matriz Brasileira opere em condições ideais e sem interrupções.

Respondendo ao CNPE, encontra-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atuando de maneira específica no setor elétrico em suas diferentes vertentes, regulando e fiscalizando a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL estabelece as tarifas que serão praticadas para a população Brasileira e tem como responsabilidade gerir os contratos de fornecimento e concessão de energia. De maneira a suportar suas atividades, destacam-se três agentes, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS).

A EPE é a responsável por realizar estudos e análises no setor energético, de maneira que ela representa fonte primordial para que decisões estratégicas referentes ao desenvolvimento dos setores no país sejam tomadas com forte embasamento técnico. De maneira a suportar a atividade da ANEEL na comercialização de energia elétrica, entra em atividade a CCEE, viabilizando tal atividade tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) quando no Ambiente de Contratação

Regulado (ACR) através da gestão e liquidação de tais contratos. Por fim, entra em atuação o ONS, que atua na operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica, garantindo o correto funcionamento do Sistema Interligado Nacional (SNI).

2.6 A Lei 14.300/2022

Em 6 de Janeiro de 2022, foi sancionada a lei 14.300/2022, servindo como referência para a criação do marco legal da geração de energia distribuída. Com isso, a geração de energia distribuída passa a ter maior respaldo e segurança jurídica, trazendo grandes avanços para quem utiliza esse tipo de modalidade. Inicialmente, a lei contava com dois vetos frente a proposta inicial: a retirada do enquadramento da minigeração distribuída no Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) e a exclusão das unidades flutuantes de geração da restrição de dividir as unidades de geração em unidades de menor porte buscando se enquadrar nos limites de potência estabelecidos (Governo Federal, 2022).

Entretanto, no dia 04 de agosto de 2022, tais vetos foram removidos, fazendo com que a proposta de lei inicialmente elaborada se mantenha em vigência de maneira integral (Governo Federal, 2022). Este representa um evento importante para o segmento de geração de energia, visto que tornou-se possível a categorização dentro do Regime Especial de Incentivos ao Desenvolvimento da Infraestrutura, que, dentre os benefícios, permite que sejam emitidas debentures incentivadas para o financiamento dos projetos (12.431) além da possibilidade de se tornarem ativos dos Fundos de Investimento em Participações de Infraestrutura (FIP-IE).

Este movimento proporciona maior destaque para o segmento de energia distribuída e permite que mais investimentos sejam feitos no setor, tornando-o ainda mais atrativo, o que certamente irá se refletir em maior expansão para o futuro em um segmento que cresce a taxas elevadas, conforme apresentado inicialmente neste estudo.

Como determinação do marco legal, os participantes da geração distribuída deverão realizar o pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) do fio B para todos os projetos que tiverem solicitação de acesso a partir de 12 meses da promulgação da lei, de maneira que os projetos existentes ficam isentos de tal taxa até 31 de dezembro de 2045. A implantação do pagamento desta tarifa ocorrerá de maneira gradual, disposta da seguinte forma:

- 15% a partir de 2023;
- 30% a partir de 2024
- 45% a partir de 2025
- 60% a partir de 2026
- 75% a partir de 2027
- 90% a partir de 2028

Dentre as mudanças, a principal regra da nova lei implica uma nova taxa antes não cobrada, que é parte da TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição), chamado de “Fio B”. Para melhor compreensão, a Figura 12 apresenta como a TUSD é separada em algumas componentes.

Figura 12 - Composição da TUSD



Fonte: Intelbras

Na figura, pode-se ver que a TUSD é dividida em Fio A e Fio B, além de encargos e perdas na transmissão. O Fio A é relacionado às linhas de transmissão da usina até a distribuidora e o Fio B é relacionado às linhas de transmissão da distribuidora até os consumidores finais. O Fio B é determinado pelas concessionárias e validado anualmente pela ANEEL.

Entretanto, benefícios foram atingidos para as unidades geradoras, como a substituição do pagamento da TUSD Demanda pela TUSD Geração, a qual é, significativamente mais barata. Para os consumidores, houve o benefício com relação a cobrança da taxa de disponibilidade, que era cobrada para a manutenção da rede elétrica, de maneira que os consumidores compensavam tal taxa com os créditos gerados e ainda assim eram cobrados, de maneira que a partir de agora este montante será cobrado apenas uma única vez.

A Tabela 4 apresentada retrata um comparativo entre a evolução obtida pela Lei 14.300/2022 e a REN 482/2012, apresentando um comparativo entre as principais alterações do marco legal da GD, comparando como era a REN 482/2021 e o que propõe a lei 14.300/2022 (Canal Solar, 2022).

Tabela 4 - Quadro Comparativo Leis

Tema	REN 482/2012	LEI 14.300/2022
Direito Adquirido	Não existia garantia. Competência da ANEL para alterar a Resolução 482/12	Para projetos protocolados até 12 meses após a publicação da Lei, fica mantido o regime atual até 31/12/2045
Valoração dos Créditos	Compensação de 100% das componentes tarifárias	Alguns componentes deixarão de ser compensados de forma gradual e escalonada, de acordo com a regra de transição prevista (6 anos - utilização da CDE). A partir de 2029 entra conforme "regra nova"
Compensação das componentes tarifárias	A REN 482 poderia ser alterada a qualquer momento pela ANEL	Encontro de "contas" a ser feito em até 18 meses da publicação da Lei, a partir de diretrizes do CNPE (6 meses). A ANEEL será obrigada a considerar o cálculo do SCEE de todos os benefícios ao sistema da GD
Demanda das Usinas	TUSD C	TUSD G (até 70% menor que a TUSD C)
Custo de Disponibilidade	Cobrado em duplicidade na prática	Deixará de ser cobrado em duplicidade
Geração Compartilhada	Via Consórcio (PJ) ou Cooperativa (PF)	Flexibilização. Via Consórcio, Cooperativa, Associação e Condomínio civil (voluntário ou edilício)

Potência Máxima	Em regra, até 5 MW para todas as fontes de energia	Até 3 MW para solar (não despacháveis) e até 5 MW para as demais fontes (despacháveis)
Titularidade	Unificar titularidade era uma prática de mercado sem respaldo legal/regulatório	Previsão legal expressa para unificação (pode ser solução para ICMS na geração compartilhada)
Distribuição de Créditos	Prazo de 60 dias para análise da Distribuidora	Prazo de 30 dias para análise da Distribuidora
Troca de Titularidade	A qualquer momento, a partir da assinatura do CUSD e do CCER	1- a transferência de titularidade dos projetos já conectados não implicará na perda dos benefícios já obtidos anteriormente; 2- será permitida a transferência de titularidade ou transferência de controle, até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora
Garantia de fiel cumprimento (caução)	Não há necessidade	2,5% do investimento para potência entre 500kW e 1.000 kW e 5% para sistemas maiores que 1.000 kW. Projetos superiores a 500kW devem apresentar garantia em até 90 dias da publicação da lei. Não se aplica à geração compartilhada, EMUC e para os casos em que o CUSD seja firmado em 90 dias da lei
B (optante)	Entendimento atual é de que o consumidor não poderia ser B optante com usina de minigeração	Permitido B optante com usina junto à carga até 112.5 kW
Prazo para cadastro/porcentagem	60 dias a partir do envio dos dados	30 dias a partir do envio dos dados
Programa para GD em baixa renda	Não existia vedação, mas a prática não era recomendada	Fica vedada expressamente comercialização de pareceres de acesso
Comercialização de Energia	Vedado	Possibilidade de comercialização do excedente com as distribuidoras por meio de chamada pública a ser regulamentada pela ANEL
Atributos Ambientais	Atualmente não são valorados	Serão valorados e remunerados a partir de março de 2022
Prazo para cumprimento das disposições	Sem previsão	Distribuidoras deverão se adequar e operacionalizar as alterações em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei

Fonte: Canal Solar, 2022.

De acordo com o Marco Legal de Geração Distribuída, Lei 14.300/2022, fica isento o pagamento da parcela do Fio B da TUSD por um período de 25 anos contado da data de promulgação da lei (06/01/2022), ou seja, até 06/01/2047 para todos os projetos que obtivessem a Solicitação de Acesso até 31/12/2022. Portanto, ao fim deste período todos os projetos de geração distribuída passarão a pagar a parcela do Fio B da TUSD equivalente a 28% da tarifa de energia. Os projetos que não se enquadrarem nessa lei, ou seja, os projetos com solicitação de acesso

posteriores a janeiro de 2023, não terão direito a este benefício e passarão a pagar a parcela do Fio B da TUSD de forma escalonada (em 10 anos) até atingirem o percentual de 28% (Governo Federal, 2022).

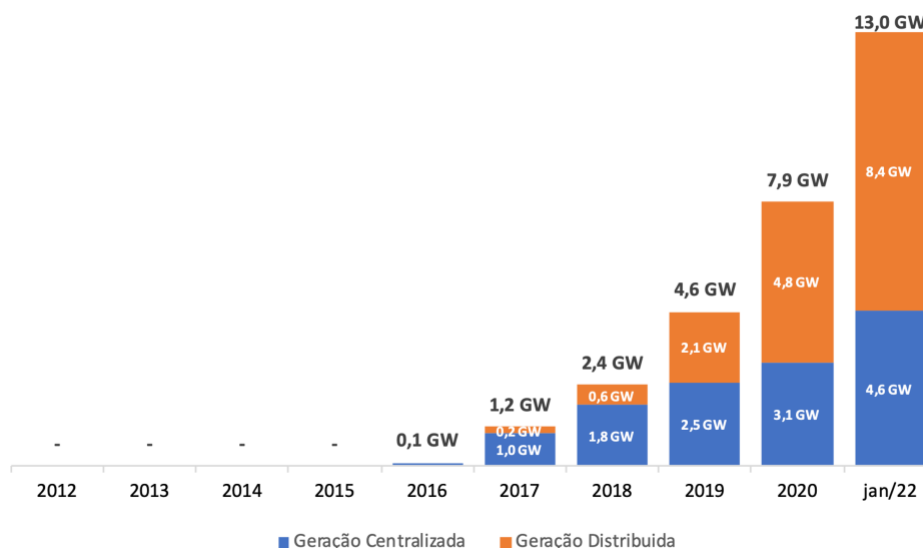
2.7 O Mercado de Energia Solar Fotovoltaica

No *overview* do mercado de energia elétrica, foi visto que a geração, distribuição e transmissão de energia elétrica são imprescindíveis para um país. A eletricidade é fundamental para a sociedade, pois é através dela que praticamente tudo funciona no mundo. No segmento de geração de energia, a energia solar fotovoltaica provou ser uma fonte de grande destaque, com o seu uso se tornando muito popular, por ser renovável, não poluente, de fácil instalação e manutenção.

Antigamente, a energia fotovoltaica era vista apenas como matéria de laboratórios de pesquisa e tecnologias aeroespaciais. Porém, essa tecnologia está agora cada vez mais acessível e inserida na matriz energética brasileira, demonstrando a viabilidade e o potencial dessa fonte energética renovável.

A Figura 13 apresenta o crescimento histórico do setor de geração de energia solar, demonstrando a evolução que essa fonte de energia teve no país por meio do crescimento da capacidade instalada entre geração centralizada e geração distribuída. Este crescimento pode ser ainda mais impulsionado nos próximos anos dada a retomada de crescimento do setor indústria no país, de forma que isso está correlacionado com um aumento de demanda de energia elétrica para a produção de bens de consumo.

Figura 13 - Crescimento do Setor de Geração de Energia Elétrica Solar



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2022

Até 2012, havia apenas 7 MW de potência instalada das fontes de energia solar no Brasil. Desde então, essa capacidade cresceu exponencialmente até alcançar em janeiro de 2022 uma potência total instalada de 13.000 MW, o que representa um crescimento de mais de 1.800 vezes

em 10 anos. Essa potência total instalada inclui tanto a Geração Centralizada (GC), quanto a Geração Distribuída (GD), conforme detalhado no gráfico. A potência instalada apenas da Geração Distribuída é de 8,4 GW, o que representa 64% do total.

2.8 Geração Distribuída vs Geração Centralizada

A geração distribuída de energia, também conhecida como GD, é um modelo onde diversos Grupos geradores menores alimentam a rede. Na maioria dos casos, eles conectam diretamente com as linhas de distribuição (subestações). Atualmente, existem basicamente três formas de contar com a geração distribuída:

- Geração Distribuída: energia elétrica gerada de fontes eólicas, hídricas ou solares diretamente no local ou em área próxima que em que será consumida;
- Autoconsumo remoto: é outro método de aquisição Energia, criado pela ANEEL. Permite que consumidores (PF ou PJ) instalem seu sistema Geradores em locais de consumo diferentes, desde que ambos estejam na mesma titularidade e dentro da área de concessão da distribuidora;
- Geração de energia compartilhada: A geração de energia compartilhada foi criada em 2015 pela Resolução Normativa ANEEL 687, dando autorização para duas ou mais pessoas serem responsáveis por sistemas únicos de geração de energia de micro e pequeno porte. Na geração compartilhada, grupos de consumidores, como cooperativas ou moradores de condomínios residenciais consomem a energia gerada por um único empreendimento.

Em um modelo de geração centralizada, existem algumas unidades geradoras que geram eletricidade para muitas pessoas, transportadas através da rede de distribuição. A principal vantagem desta geração é a otimização dos custos de produção e a simplificação da gestão pois tudo está centralizado em um só lugar. As desvantagens são: custos e perdas de energia no processo de transmissão, forte impacto ambiental nas áreas onde as usinas estão localizadas, tempo para resolver problemas de geração de energia. As diferentes usinas podem ser classificadas em 3 tipos diferentes, conforme abaixo:

- 1) Microgeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável, conectados à rede que possuem potência de até 75KW;
- 2) Minigeração distribuída: Sistemas de geração de energia renovável conectados à rede com potência superior a 75 KW e inferior a 5MW;
- 3) Projetos de geração renovável acima de 5 MW, como usinas de grande porte, se enquadram como geração centralizada.

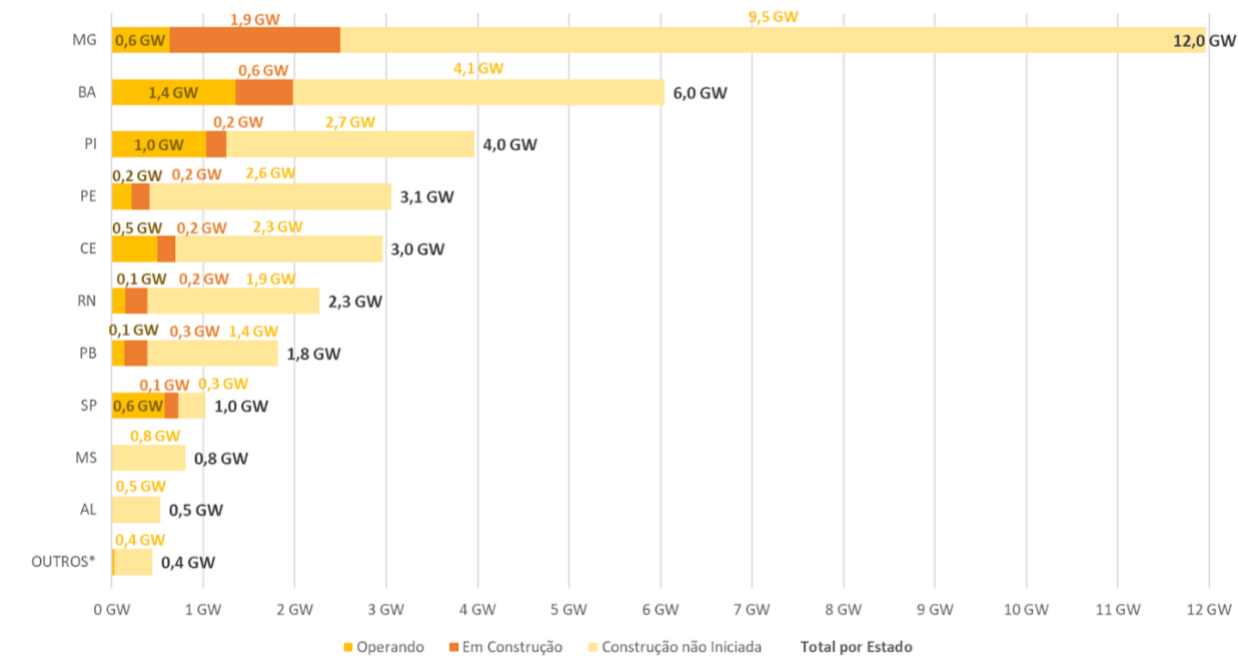
Acredita-se que o modelo de geração distribuída seja o melhor formato de expansão do setor de energia solar, uma vez ele proporciona benefícios ao sistema elétrico do país. Primeiramente, pode-se citar como argumentação inicial o benefício da redução da dependência de investimentos governamentais devido à descentralização da geração de energia do sistema distribuído. Além disso, há a diminuição de perdas ocorridas em virtude da redução da sobrecarga das linhas de transmissão, pois as perdas ocasionadas pelo efeito joule, efeito de transformação de energia elétrica em energia térmica, comum em sistemas elétricos, são reduzidas, afetando mais a geração convencional devido à maior intensidade de corrente elétrica.

Além dos efeitos práticos obtidos, as motivações ambientais também favorecem a geração distribuída, visto que como na geração distribuída as usinas geradoras são de pequeno porte e utilizam fontes renováveis, o impacto ambiental é minimizado, até mesmo em relação às centrais hidrelétricas maiores onde ocorre o alagamento de áreas para a instalação da usina. Por fim, tem-se o benefício da matriz energética, visto que como a maior parte dos projetos de geração distribuída são de fonte solar, esse modelo promove uma diversificação da matriz energética do país, que como um todo ainda tem pouca participação desse tipo de energia.

2.9 Tamanho do Mercado no Brasil

No modelo de Geração Centralizada, há projetos protocolados no país que totalizam 34,9 GW de potência outorgada registrada na ANEEL, o que representaria um aumento de mais de 7 vezes a potência fiscalizada atual. Dos projetos protocolados, os que já estão em construção somam aproximadamente 3,8 GW. A relação de potência outorgada perante à potência hoje instalada deixa implícito o tanto que esse mercado está sendo explorado e o quanto ele ainda vai crescer. Para alcançar essa quantidade de potência outorgada, estima-se que serão investidos R\$ 130,8 bilhões em usinas solares fotovoltaicas (ANEEL, 2022). A Figura 14 retrata a potência instalada (GW) e os status das usinas solares fotovoltaicas no modelo GC outorgadas, tanto do mercado regulado como do mercado livre, por estado brasileiro.

Figura 14 – Potência Solar Instalada por Estado

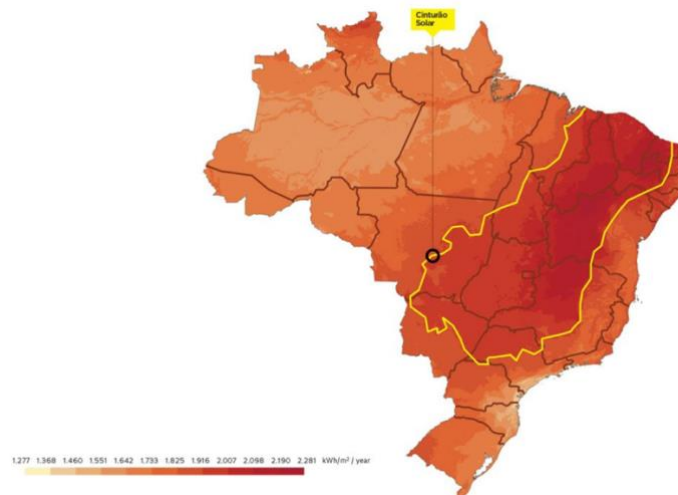


Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2022

Nota-se uma maior concentração nos estados de Minas Gerais e demais estados no Nordeste, o que pode ser explicado pela incidência solar em tais regiões. Este fato é confirmado pela Figura 15 que representa a escala da radiação solar incidente no território brasileiro, de

maneira que as regiões previamente mencionadas coincidem com as que possuem maior incidência de radiação solar.

Figura 15 - Mapa de Radiação Solar no Brasil



Fonte: Portal Solar, 2022

Apesar dessas regiões serem as que possuem o maior potencial, não significa que as demais regiões não possam ser exploradas. Um estudo técnico de 2017 da Consultoria Legislativa para a Câmara dos Deputados aponta que os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2.500 Wh/m²) são superiores aos da maioria dos países europeus, como Alemanha (900-1250 Wh/m²), França (900-1650 Wh/m²) e Espanha (1200-1850 Wh/m²), locais onde projetos de aproveitamentos solares são amplamente disseminados (Rodrigo Limp, 2017).

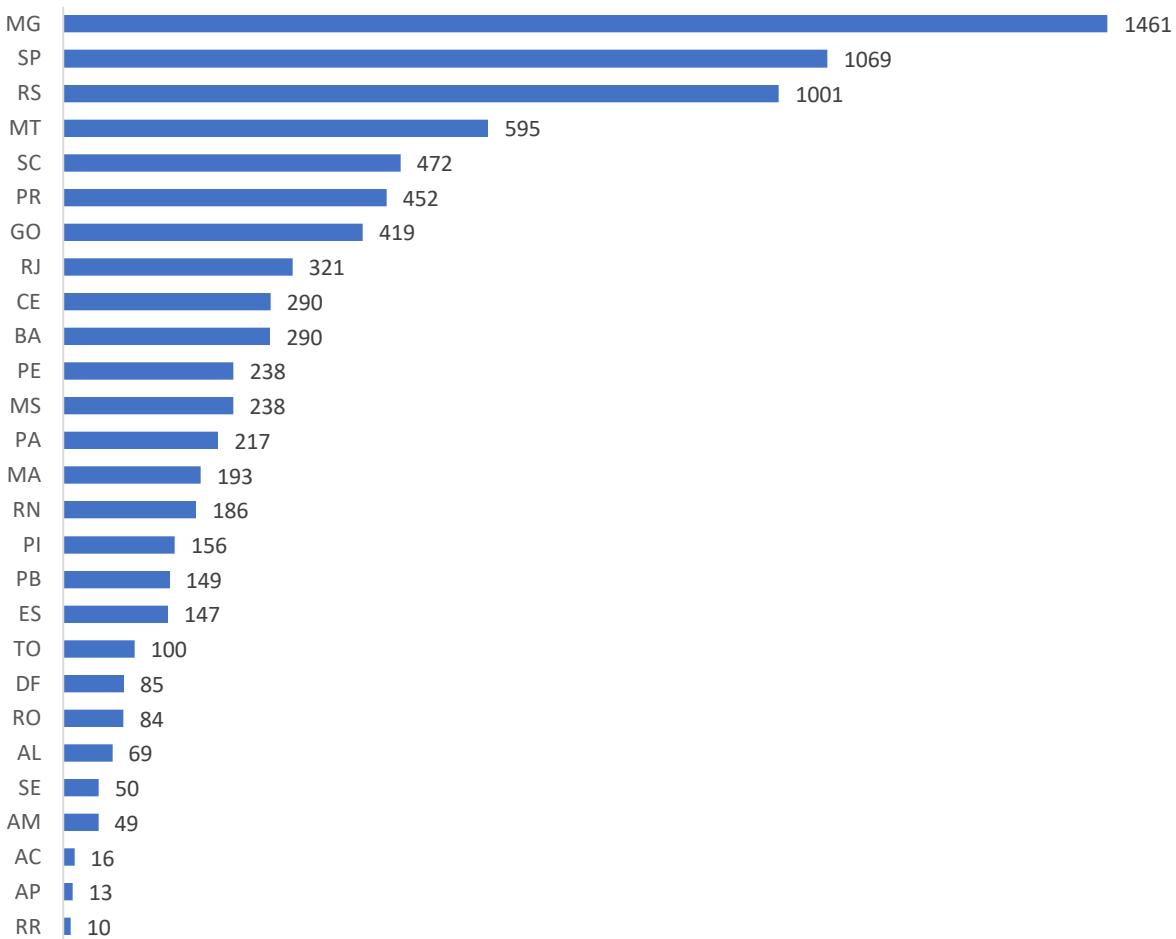
Esse mesmo levantamento indica que a capacidade total brasileira de geração de energia fotovoltaica é mais do que o dobro do consumo residencial do brasileiro, o que evidencia a oportunidade de se explorar esse potencial de fonte de energia no país.

Já no modelo de GD, em que as usinas possuem a característica de ter uma localização mais flexível e de preferência próxima aos polos consumidores, as principais regiões são Minas Gerais, São Paulo e Rio Grande do Sul. Minas Gerais ainda fica em primeiro lugar por possuir vantagens como:

- A área de concessão é única (CEMIG). Dessa forma, uma usina pode atender clientes por todo o estado.
- Não se paga ICMS sobre a TUSD e TE, obtendo um ganho tributário.

A Figura 16 retrata a potência instalada (MW) no modelo GD por estado brasileiro, onde nota-se o reflexo das vantagens listadas acima, uma vez que temos o estado de Minas Gerais como o maior produtor de energia elétrica por geração distribuída do Brasil, com 1.461MW de potência instalada, representando cerca de 17,5% do percentual total do país, seguido pelos estados de São Paulo, com 1069 MW (12,8%) e Rio Grande do Sul, com 1.001 MW (12,0%).

Figura 16 – Potência Instalada para Geração Distribuída (MW)



Fonte: ABSOLAR, 2022

2.10 A Comercialização da Energia Gerada

A comercialização de energia é regida por dois regimes de contrato, livre ou regulado, e possui extrema importância no ciclo do mercado elétrico, sendo uma etapa extremamente importante após a geração, transmissão e distribuição, e que irá anteceder a etapa final de consumo. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) a energia é vendida aos agentes de distribuição, intermediadas por meio de licitações. Nesta modalidade existe a figura do consumidor cativo, que realiza a compra da energia exclusivamente da distribuidora, repassando os custos de bandeiras tarifárias e reajustes ao consumidor. Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), essa negociação bilateral ocorre livremente entre as partes envolvidas, de acordo com regras de comercialização estabelecidas entre as partes, o que torna esta opção mais flexível e deixa o mercado mais competitivo (Governo Federal, 2004).

2.11 Perenidade do setor

Setores perenes são aqueles que, mesmo em meio a adversidades pontuais ou sob o efeito do tempo, não possuem suas atividades afetadas significativamente, tornando-os, assim, resilientes. Por conta disso, pode-se dizer também que os setores perenes apresentam uma maior previsibilidade de receitas, tendo em vista a demanda constante por seus serviços. Dessa forma, é característico que em investimentos desse tipo haja geração de caixa robusta e previsível com grande distribuição de dividendos, tornando-se uma modalidade atrativa ao investidor.

O setor de geração de energia solar atende às características descritas acima. Por estar ligado a uma necessidade constante da sociedade, o setor de geração de energia é considerado um dos mais perenes e previsíveis setores na economia. Mesmo em momentos economicamente difíceis, a sociedade não deixa de consumir energia para atender a suas necessidades, garantindo a perpetuidade de tal setor no longo prazo. Além de sua demanda ser previsível, é possível estimar o crescimento do setor baseado em fatores como o crescimento populacional, desenvolvimento econômico e alterações nos níveis de consumo, permitindo realizar projeções com maior assertividade quando comparadas com outros setores da economia.

Além disso, é importante enfatizar que a tendência global é de mudança na composição da matriz elétrica. Com o passar dos anos, a matriz elétrica brasileira evoluiu cada vez mais em fontes de energia renováveis, de maneira que para os próximos anos os investimentos serão massivos para fomentar as alternativas a combustíveis fósseis. Dessa maneira, o setor de energia solar tende a se beneficiar dessa mudança de mercado, fazendo com que sua tecnologia esteja na fronteira da transformação e seja, dentre as fontes renováveis, uma das fontes mais limpas em termos de impactos ambientais, o que tende a viabilizar ainda mais sua expansão com o passar dos anos.

2.12 Mapeamento de Players Profissionais do Setor

Para exemplificar as alternativas de investimento no mercado de capitais, dentro do setor de energia, foram listados abaixo os principais profissionais que atuam nesse segmento.

O mercado de renda variável ainda é de pouco conhecimento da população brasileira, apesar de algumas classes de ativos poderem oferecer relações risco retorno atrativas para os investidores. Uma dessas modalidades são os Fundos de Investimentos em Participações (FIPs), que são similares aos fundos de investimento tradicionais, operando na modalidade de condomínio fechado. A principal diferença se encontra no tipo de ativo que se está investindo, onde nos FIPs os investimentos são societários em empresas, SPEs, SCP ou outros veículos capazes de garantir que o fundo possa se beneficiar do crescimento e desenvolvimento do projeto investido (Fernando Ferreira, 2022).

Ao realizar sua Oferta Pública Inicial (IPO), o fundo realiza a integralização dos recursos captados e emite cotas aos investidores, de maneira que com os recursos angariados o FIP irá realizar os investimentos nos ativos selecionados e, após o ciclo de investimentos, poderá distribuir os lucros aos cotistas. Alguns FIPs possuem negociação na B3, bolsa de valores brasileira, e suas cotas podem ser negociadas livremente, porém a liquidez deste mercado pode ser reduzida quando comparada com o mercado de ações.

Como vantagens do investimento em FIPs, primeiramente destaca-se a governança corporativa, de maneira que os fundos possuem influência e proximidade na gestão dos projetos,

dada a sua participação societária. Por conta de realizarem o desenvolvimento dos ativos, os FIPs podem alcançar grandes potenciais de retorno com a maturação dos investimentos com o passar dos anos, sendo uma alternativa de grande potencial de retorno. Por fim, tais retornos possuem benefícios tributários durante a fase de distribuição aos cotistas, conforme apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Tributação nas Diferentes Modalidades de Investimentos

	FIP-IE		FII		CRA/CRI		Deb.12.431	
Tributação	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas
IRRF sobre rendimentos	Isento	15%	Isento	20%	Isento	>=15%	Isento	15%
IRRF sobre ganhos de capital	Isento	15%	20%	20%	Isento	>=15%	Isento	15%
IRRF sobre valor de liquidação de resgate	Isento	15%	20%	20%	Isento	>=15%	Isento	15%

Fonte: Pátria

Nota-se que os FIPs que investem em projetos de infraestrutura possuem benefícios fiscais significativos, de maneira que existem isenções fiscais para pessoas físicas tanto no ganho de capital como nos dividendos, o que torna um investimento muito atraente.

Entretanto, os FIPs também apresentam algumas desvantagens, de maneira que atualmente há uma restrição de perfil aos investidores, devendo ser qualificados, capital investido acima de R\$ 1 milhão, ou profissionais, capital investido acima de R\$ 10 milhões. Caso o investidor não se enquadre nestas condições, ele ainda poderá obter certificações como CNPI, CGA, CFA, CFP ou Ancord para ter acesso aos investimentos.

A frequência dos dividendos também pode ser reduzida, dado que o regulamento de cada fundo irá determinar as condições de pagamento, diferentemente dos Fundos de Investimento Imobiliários (FIIs), onde necessariamente o fundo deve distribuir aos cotistas 95% do lucro caixa auferido semestralmente.

Além disso, conforme comentado, a baixa liquidez dos FIPs pode ser um fator negativo para esta classe de ativos, porém o mercado vem se desenvolvendo e se tornando cada vez mais acessível, criando até mesmo soluções e plataformas alternativas para dar liquidez e saída a alguns investidores que não consigam negociar suas cotas no mercado secundário.

Os Certificados de Recebíveis do Agronegócio (CRA) são títulos de renda fixa emitidos por empresas de securitização que por sua vez estão lastreados em outras espécies de títulos de dívida emitidos diretamente pelos devedores, como por exemplo uma Cédula de Produto Rural (CPR). O grande benefício dessa modalidade de investimento encontra-se na isenção de imposto para pessoas físicas, vantagem também presente para os Certificados de Recebíveis Imobiliários (CRI), onde nesta modalidade os títulos estão lastreados em créditos imobiliários, como Contratos

de Compra e Venda (CCV) ou Debêntures Imobiliárias, por exemplo. As debêntures incentivadas, conhecidas como debêntures de infraestrutura ou debêntures 12.431, são regidas pela Lei 12.431 de 2011, a qual fomentou o setor de infraestrutura no mercado nacional, impulsionado pelos benefícios tributários para investidores pessoas físicas, captando recursos para o desenvolvimento de importantes segmentos de infraestrutura do país, como geração de energia, rodovias e portos.

As Tabela 6 e 7 retratam os FIPs que estão listados atualmente na B3. Nota-se que os 19 FIPs listados, que podem ser classificados de acordo com diferentes critérios, de maneira que apenas 6 dos 19 fundos de investimento listados investem em geração de energia.

Tabela 6 - FIPs Listados na B3

Razão Social	Fundo	Código	Classificação	Atuação	Geração Solar	Cota negociada em bolsa
ATHON ENERGIA ESG I FDO INV PART EM INFRAESTRUTURA	FIP ATHON	AATH	Infraestrutura	Geração de Energia Renovável	Sim	Não
BRZ INFRA PORTOS FDO, INV. EM PART. INFRAESTRUTURA	FIP BRZ IE	BRZP	Infraestrutura	Portuário	Não	Não
BTG PACTUAL IE DIV. FDO INV. PART. IE	FIP BTGDV IE	BDIV	Infraestrutura	Transmissão de Energia Elétrica / Geração gás e hídrica	Não	Não
ENDURANCE DEBT FDO. INVEST. PART. INFRA.	FIP END DEBT	ENDD	Infraestrutura	Portuário	Não	Não
FDO INV PART BKO I MULTIESTRATEGIA	FIP BKO BREI	BKOI	Multiestratégia	Real State	Não	Não
FDO INV PART IE BB VOTORANTIM ENERG SUSTENT I	FIP IE I	ESUU	Infraestrutura	Geração de Energia Renovável	Não	Não
FDO INV PART IE BB VOTORANTIM ENERG SUSTENT II	FIP IE II	ESUD	Infraestrutura	Geração de Energia Renovável	Não	Não
FDO INV PART IE BB VOTORANTIM ENERG SUSTENT III	FIP IE III	ESUT	Infraestrutura	Geração de Energia Renovável	Não	Não
FDO INV PART NOVA RAPOSO - MULTIESTRATEGIA	FIP NVRAPOSO	NVRP	Multiestratégia	Real State	Não	Não
GTIS ENERGIA FDO. INVEST EM PART. INFRAESTRUTURA	FIP GTIS IE	GTIS	Infraestrutura	Geração de Energia Renovável	Sim - sinaliza no prospecto	Não
INVESTIDORES INSTITUCIONAIS FDO	FIP INSTITUT	OPEQ	Multiestratégia	-	-	Não

INV PART MULTIESTR						
KNOX DEBT FDO. INVEST. PART. INFRAESTRUTURA	FIP KNOX	IE	KNOX	Infraestrutura	Dívida	Não
OPPORTUNITY FDO INV HOLDING FDO INV NO PART MULT INV NO EXT	FIP HOLD	OPP	OPHF	Multiestratégia	-	-

Fonte: B3

Tabela 7 – FIPs Listados na B3

Razão Social	Fundo	Código	Classificação	Atuação	Geração Solar	Cota negociada em bolsa
PATRIA INFRAESTRUTURA ENERGIA CORE FIP INFRA	FIP PATR INF	PICE	Infraestrutura	Geração de Energia Renovável	Não	Não
PERFIN APOLLO ENERGIA FIP EM INFRAESTRUTURA	FIP PERFIN	PFIN	Infraestrutura	Geração / Transmissão de Energia Elétrica	Sim	Sim
PORTO SUDESTE ROYALTIES - FIP-IE	FIP PORT SUD	FPOR	Infraestrutura	Portuário	Não	Não
PRISMA PROTON ENERGIA FDO. INVEST. PART. INFRA.	FIP PRISMA	PPEI	Infraestrutura	Geração de Energia Solar	Sim	Sim
VINCI ENERGIA FDO INV PART IE	FIP VINCI IE	VIGT	Infraestrutura	Geração / Transmissão de Energia Elétrica	Sim	Sim
XP INFRA II FDO DE INV PART IE	FIP XP INFRA	XPIE	Infraestrutura	Geração / Transmissão de Energia Elétrica	Sim	Sim

Fonte: B3

Os FIPs devem ser classificados conforme seus portes e demais características específicas dos negócios investidos. A B3 (2022), define os FIPs da seguinte forma:

FIP - Capital Semente: voltado para aquisição de participações em companhias ou sociedades limitadas que tenham receita bruta anual de até R\$ 16 milhões, apurada no exercício social encerrado em ano anterior ao primeiro aporte do fundo, sem que tenha apresentado receita superior a esse limite nos últimos três exercícios sociais;

FIP - Empresas Emergentes: voltado para aquisição de participações em companhias ou sociedades limitadas que tenham receita bruta anual de até R\$ 300 milhões, apurada no exercício social encerrado em ano anterior ao primeiro aporte do fundo, sem que tenha apresentado receita superior a esse limite nos últimos três exercícios sociais;

FIP – Infraestrutura (FIP-IE) e FIP – Produção Econômica intensiva em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (FIP-PD&I): aqueles que mantêm seu patrimônio investido em títulos de emissão de sociedades anônimas, de capital aberto ou fechado, que desenvolvam, respectivamente, novos projetos de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação nas áreas de energia, transporte, água e saneamento básico, irrigação e outras áreas prioritárias para o Poder Executivo Federal. Cada FIP-IE e FIP-PD&I deve ter, no mínimo, cinco cotistas, sendo que cada cotista não pode deter mais de 40% das cotas emitidas pelo FIP-IE ou pelo FIP-PD&I ou auferir rendimento superior a 40% do rendimento do fundo.

FIP – Multiestratégia: são aqueles que não se classificam nas demais categorias por admitir o investimento em diferentes tipos e portes de sociedades investidas. Estes fundos têm a possibilidade de investir até 100% de seu capital subscrito em ativos no exterior, porém, neste caso, são destinados exclusivamente a investidores profissionais.

As Tabelas 8 e 9 ilustram as empresas que são listadas na B3 e são classificadas como pertencentes ao setor de energia elétrica, de maneira que formam um total de 19 empresas e apresentam uma forma de investimento alternativo frente aos setores tradicionais.

Tabela 8 - Empresas do Setor de Energia Listadas na B3

Empresa	Código	Serviços de energia elétrica**	Geração?
Aeris Energy	AERI3	Fabricação de pás eólicas	Não
Alupar	ALUP11	Geração e transmissão	Sim
AES Tiete	TIET11	Geração	Sim
Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc)	CLSC3	Geração e distribuição	Sim
Cemig	CMIG4	Geração, transmissão, distribuição e comercialização	Sim
Companhia Energética de São Paulo (Cesp)	CESP6	Geração e comercialização	Sim
CPFL Energia	CPFE3	Geração, transmissão, distribuição e comercialização	Sim
Companhia Paranaense de Energia (Copel)	CPLE6	Geração, transmissão, distribuição e comercialização	Sim
EDP Brasil	ENBR3	Geração, transmissão, distribuição e comercialização	Sim
Eletrobras	ELET3	Geração, transmissão, distribuição e comercialização	Sim

Fonte: B3

Tabela 9 - Empresas do Setor de Energia Listadas na B3

Eneva	ENEV3	Geração de energia e produção de gás natural	Sim
Energisa	ENGI11	Distribuição e comercialização	Não
Engie	EGIE3	Geração e comercialização de energia e transporte de gás natural	Sim
Equatorial	EQTL3	Geração (termoelétrica), transmissão, distribuição e comercialização	Sim
Light	LIGT3	Geração, distribuição e comercialização	Sim
Neoenergia	NEOE3	Geração, transmissão, distribuição e comercialização	Sim
Ômega Geração	OMGE3	Geração de energia 100% limpa	Sim
Transmissora Aliança de Energia Elétrica (Taesa)	TAAE11	Transmissão	Não
Transmissão Paulista (ISA CTEEP)	TRPL4	Transmissão	Não

Fonte: B3

Investir em ações ou investir em FIPs são métodos de investimento que se distinguem pelas estruturas. Ao investir em FIPs, você confia seu dinheiro a um gestor profissional, cujo objetivo é encontrar as melhores oportunidades do mercado e criar um portfólio diversificado de empresas e projetos. Além disso, o FIP não se limita a empresas listadas na bolsa de valores.

De fato, os investimentos em FIP são, em sua maioria, feitos diretamente em empresas privadas, a fim de exercer um controle efetivo sobre a gestão da empresa. Portanto, é importante entender que nos FIPs, além de normalmente ter a experiência de um profissional, o gestor tem maior participação e influência na empresa o que não ocorre no investimento direto em ações, a não ser que ele seja um dos membros dos principais acionistas desta sociedade e exercem influência no conselho de administração e nas assembleias gerais.

3 Cenário Econômico Brasileiro

Um investidor capacitado, teoricamente, entende a necessidade de compreender parâmetros de taxas de retorno adequadas para a tomada de decisão quanto à realização ou não de investimentos propostos, assim como em investimentos no setor de energia fotovoltaica.

O Brasil, atualmente, apresenta riscos consideráveis ao empreendedor em comparação com mercados desenvolvidos. Nesta seção tem-se o objetivo de definir o que seria uma taxa de rendimento adequada ao risco (custo de oportunidade) do investidor em novos investimentos, como o proposto, no cenário econômico atual do país.

3.1 Risco e Retorno

Para maioria das pessoas, risco é uma palavra percebida quase que integralmente como um termo negativo. No dicionário Dicio a definição é “Perigo; probabilidade ou possibilidade de perigo: estar em risco.”

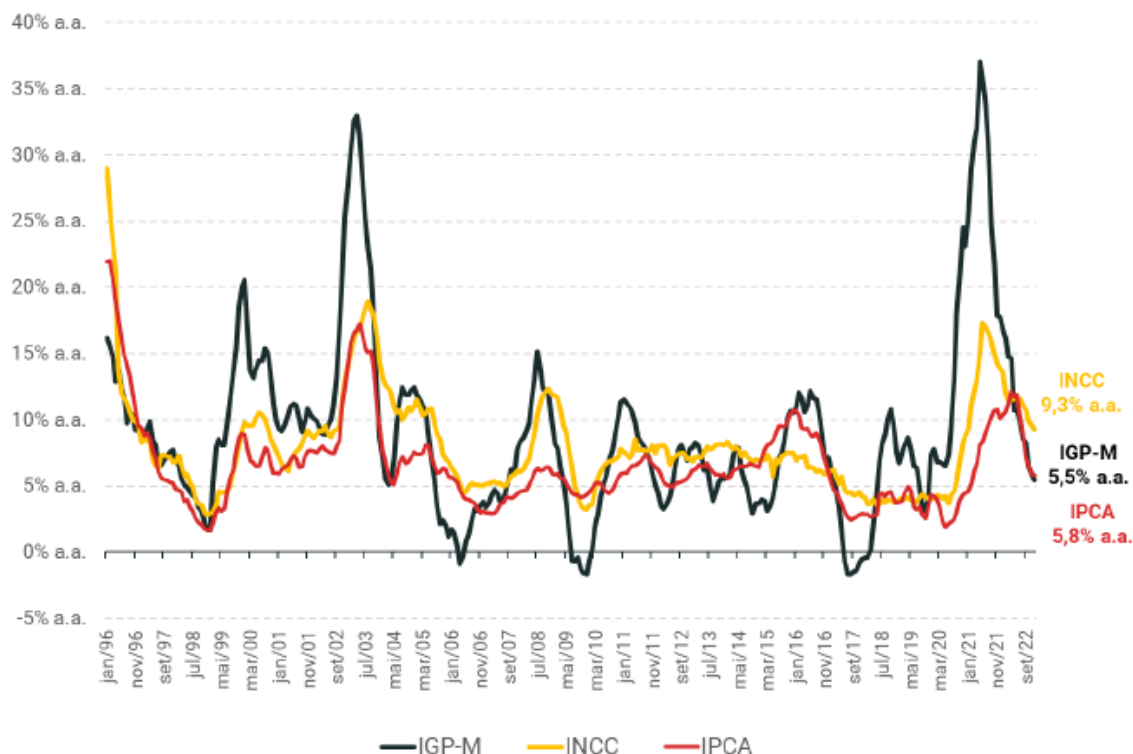
Quando se trata de finanças, porém, risco deve ser um indicador da probabilidade de atingirmos um retorno esperado. Assim o risco inclui não apenas os resultados ruins, ou retornos inferiores aos esperados, como também bons resultados, com retornos acima dos esperados.

Percebe-se que a vasta maioria dos investidores profissionais leva em consideração a noção de risco, e que, portanto, investimentos mais arriscados devem ter maiores retornos esperados. Ao avaliar negócios pode-se indicar que o retorno esperado em um investimento seja a “soma” de uma taxa de rendimento “livre de risco” e um retorno extra para compensar o risco.

3.2 Cenário Atual – configuração da taxa de retorno

A Figura 17 apresenta o histórico dos principais indicadores de preços no Brasil e sua evolução ao longo dos anos, desde 1996. Nele, é possível perceber diversos períodos com inflação acima de 5,0% a.a. que fazem com que persista a cautela em relação a pressões inflacionárias. Dessa maneira, investidores profissionais tendem a analisar seus retornos e custo de oportunidade (taxa de desconto) em termos reais, isto é, além da inflação.

Figura 17 - Inflação Histórica Acumulada em 12 meses



Fonte: Banco Central do Brasil, RExperts

O IPCA acumulado em 12 meses encerrou o ano de 2022 em alta de 5,8%. Embora já esteja “arrefecido” em relação às escaladas dos últimos anos, esse cenário ainda é preocupante quando comparado à meta de inflação do governo para 2022. O índice encerrou o ano fora da meta de 3,5% (com tolerância de 1,5 pontos percentuais), estipulada pelo Conselho Monetário Nacional (CMN).

A inflação acumulada dos últimos anos indica níveis muito elevados, observados pela última vez apenas no início dos anos 2000, em momento de forte instabilidade e preocupação política (quando também houve desvalorização cambial).

Em momentos como esse, é comum investidores buscarem por tipos de investimentos que possam proteger o seu capital da inflação. Nesse contexto, investir em geração de energia pode proporcionar ao investidor uma certa previsibilidade de retorno real, isto é, acima da inflação, sustentado pelos contratos de longo prazo de compra e venda de energia. Nesses contratos, é comum a utilização de algum índice de correção monetária que revise, periodicamente, a tarifa acordada, para garantir que as receitas da venda sempre acompanhem a inflação durante a vigência do contrato. Essa previsibilidade de receitas com crescimento real reduz o risco inflacionário do investidor, que nos últimos meses tem sido expressivo.

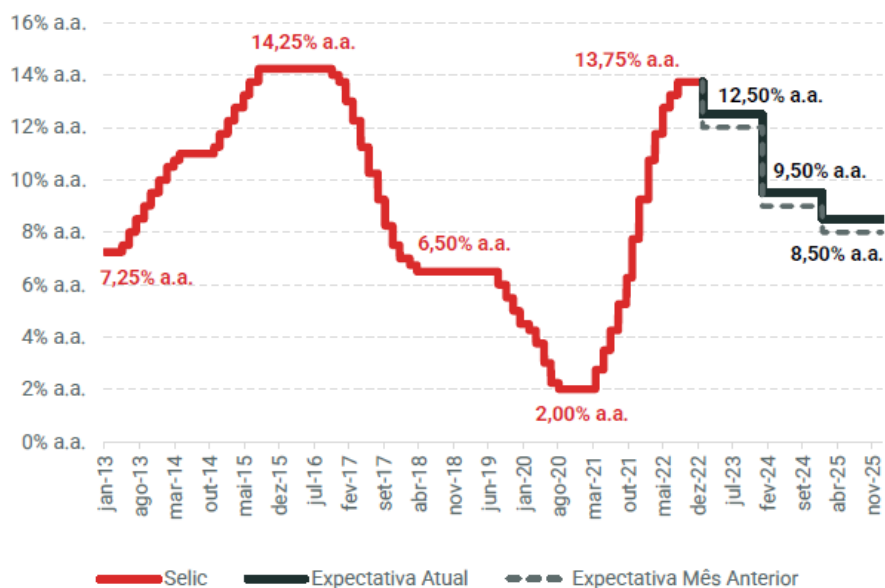
Na reunião do COPOM (Comitê de Política Monetária), que ocorreu entre os dias 31 de janeiro e 1 de fevereiro, não houve aumento da taxa SELIC, se mantendo em 13,75% a.a. Essa foi a quarta reunião consecutiva em que a SELIC não foi alterada até esta data. A Figura 18 mostra

evolução da taxa Selic, sua expectativa atual e a do mês anterior. O objetivo dos altos patamares da taxa básica de juros da economia continua sendo o de controlar a inflação no país.

Nos dias 31 de janeiro e 1 de fevereiro, ocorreu a primeira reunião do COPOM de 2023, a expectativa de mercado divulgada no relatório Focus do dia 20 de janeiro é que ao final de 2023 a Selic estará em 12,50%, este patamar é superior a expectativa do mês anterior em que a expectativa do mercado era 12,00%;

Apesar do aparente fim do ciclo de alta de juros iniciado em março de 2021 quando a Selic estava em 2,00% a.a., as expectativas do mercado em relação à taxa básica de juros para os próximos anos estão mais pessimistas se comparado com o mês anterior. Além do aumento de 0,50 pontos percentuais para 2023, para o fim de 2024 o mercado projeta a Selic em 9,50% a.a., ante 9,00% a.a. no mês anterior.

Figura 18 - Evolução da Taxa Selic



Fonte: Boletim Focus, Banco Central do Brasil, RExperts

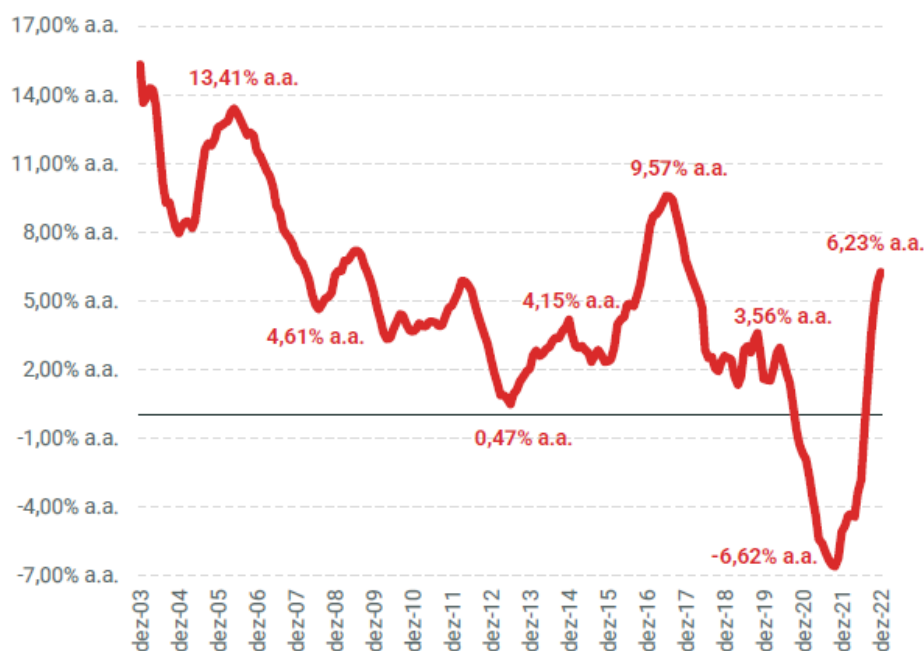
Embora, geralmente, os aumentos de juros impactem negativamente o mercado, há a expectativa de que manter as taxas elevadas seja necessário para conter a subida de preços.

Ainda que a expectativa do mercado seja de manutenção da atual taxa de juros, é fundamental manter a atenção quanto a possibilidade de novos aumentos na taxa SELIC, que poderão impactar negativamente o mercado por meio de (i) aumento do custo de oportunidade para que investidores invistam em novos empreendimentos, (ii) maior despesa de juros em empreendimentos alavancados e (iii) aumentos nas taxas de desconto impactando negativamente o *valuation* de empresas e fundos.

Observando a composição dos juros reais praticados por investimentos atrelados ao CDI e deflacionados pelo IPCA, percebe-se que, em termos acumulados de 12 meses, os juros reais

seguem avançando em patamares positivos em 6,23% a.a, ante sua mínima de -6,62% a.a em outubro de 2021, conforme demonstra a Figura 19.

Figura 19 - Juros Reais - CDI anualizado deflacionado por IPCA



Fonte: Ipeadata, Banco Central do Brasil e RExperts

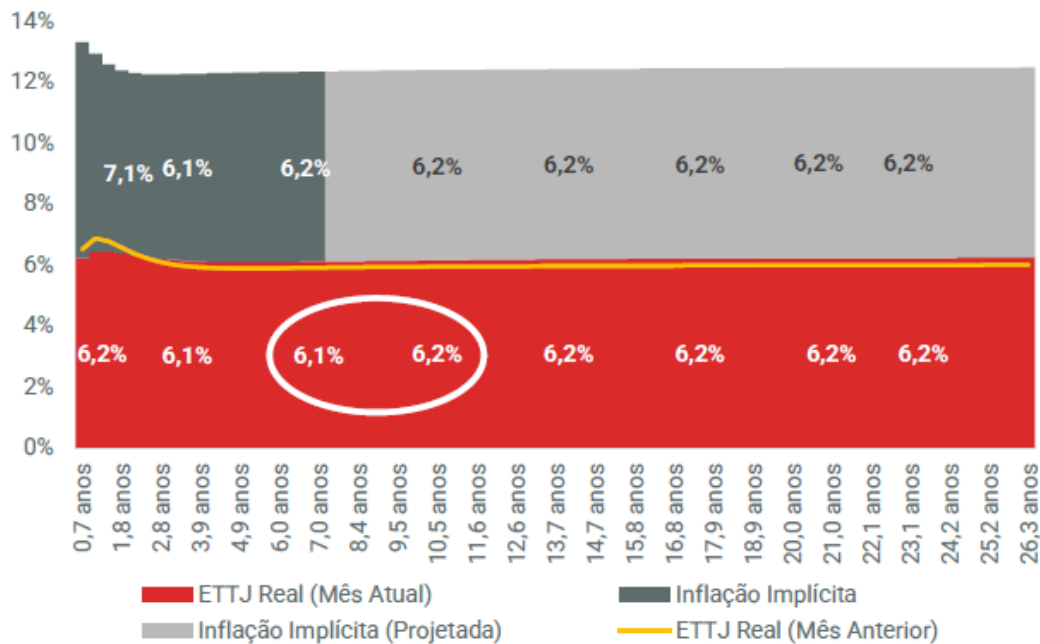
No mês de novembro de 2021, houve um ponto de inflexão, em que o juro real inverteu a tendência de baixa e aponta agora uma tendência de recuperação. Apesar de atualmente as taxas reais estarem positivas, este parâmetro ainda é preocupante, pois a fatia da população com poupança em renda fixa teve seu patrimônio desvalorizado frente à inflação durante muitos meses. O mercado de geração de energia pode ser uma boa alternativa de investimento com retornos reais frente aos juros reais negativos de investimentos em CDI, que deterioraram o patrimônio de muitos brasileiros.

A Estrutura a Termo da Taxa de Juros (ETTJ) representa as taxas de juros dos títulos públicos praticadas no mercado para diferentes prazos de vencimento. A diferença entre as taxas praticadas para os títulos de juros reais e nominais, para o mesmo prazo de vencimento, indica a inflação implícita considerada pelo mercado nesse período. Normalmente esse tipo de curva é construída por meio dos títulos “zero cupons”, isto é, que incorporam os juros ao saldo devedor, que será pago ao credor apenas no vencimento do título.

O levantamento dessa curva de rentabilidade é importante para o mercado financeiro, pois serve não apenas como base para a precificação de instrumentos de renda fixa, mas também pode ser utilizada como benchmark na determinação de taxas em todos os outros setores do mercado.

A Figura 20 indica a evolução dos indicadores da ETTJ e inflação implícita. A ETTJ do dia 30/12/2022 indicou uma projeção, de longo prazo, de juros reais (inflação +) médios dos títulos públicos, da ordem de 6,1% a.a. para o prazo de 10 anos e 6,2% a.a. para prazos mais longos.

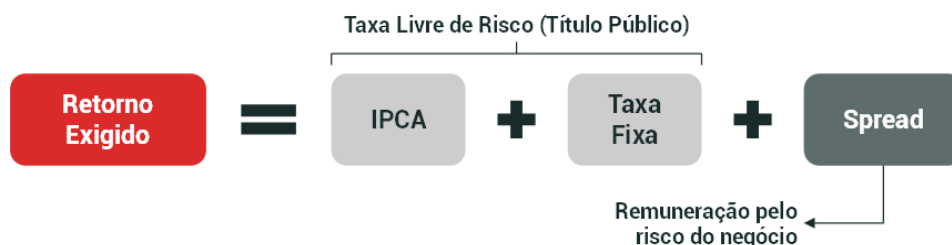
Figura 20 - Estrutura a Termo da Taxa de Juros



Fonte: Anbima, RExperts

O investimento em usina solar, considerado de longo prazo (superior a 10 anos), pode ter como referência os títulos públicos com vencimento do mesmo período; assim, o investimento em usina deveria oferecer um spread sobre os 6,2% de juros reais anuais. A Figura 21 indica a maneira de se calcular o retorno exigido, de maneira que ele reflita o risco do negócio, conforme a fórmula de cálculo.

Figura 21 - Cálculo do Retorno Exigido



Fonte: Autor

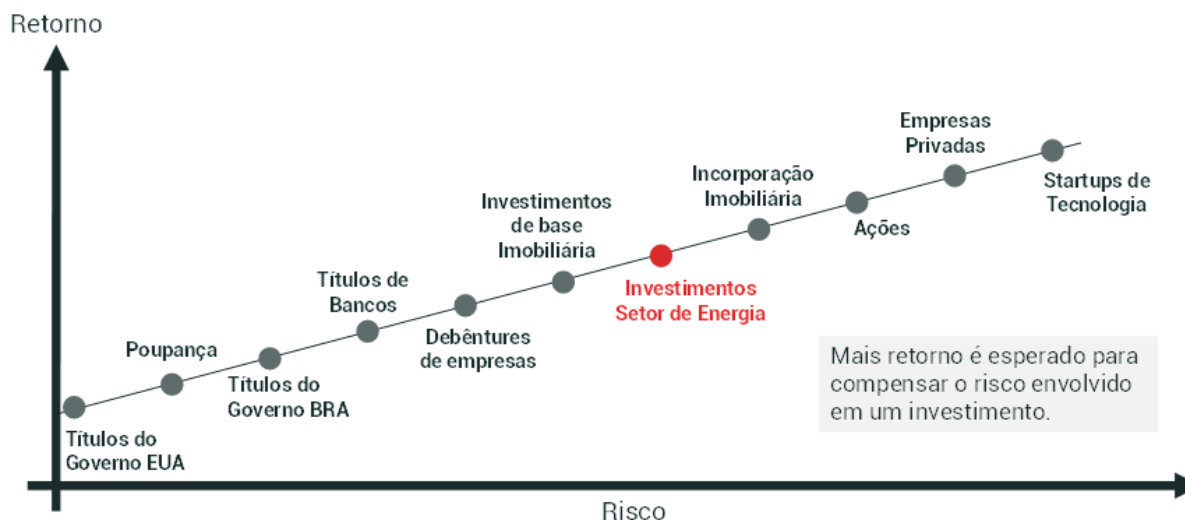
O risco é algo subjetivo e depende da percepção de cada investidor. Contudo, o cenário macroeconômico brasileiro e a preocupação com a pressão inflacionária são argumentos positivos na apresentação do investimento da usina fotovoltaica, uma vez que sua operação consegue repassar as correções do IPCA, reduzindo riscos inflacionários. Vale ao potencial investidor avaliar qual retorno reflete a sua percepção de risco do negócio.

Um investidor capacitado deve levar em conta o seu custo de oportunidade em todos os tipos de investimentos, sendo que cada um apresentará riscos diferentes e, conseqüentemente, requerem spreads distintos.

3.3 As Modalidades de Investimento e o Setor de Energia

A Figura 22 apresenta, ilustrativamente, a percepção de risco que o mercado normalmente tem para diferentes tipologias de investimento. O gráfico serve apenas como exemplo ilustrativo e não representa todos os investimentos dentro de cada tipologia.

Figura 22 - Retorno exigido x Risco da tipologia de investimento (Percepção Usual de Mercado)



Fonte: Autor

Percebe-se que, para investimentos no setor de energia, geralmente enxerga-se um risco intermediário. Assim, deve-se avaliar a expectativa de retorno em relação a outros investimentos. Além disso, muitos riscos são mitigados pela alta demanda de energia e pelos longos contratos que garantem previsibilidade de receita. É importante recordar essa relação de risco e retorno entre as distintas tipologias de investimento e avaliar o que seria um spread adequado para o investimento proposto.

Mesmo assim, existem uma série de riscos a serem analisados. A Figura 23 indica alguns dos riscos atrelados ao setor de geração de energia e compara os diferentes níveis de risco para as diferentes categorias.

Figura 23 - Níveis de Risco Por Segmento de Geração de Energia



Fonte: Vinci Partners

Nos menores níveis se encontram os riscos de volume, em virtude da demanda previsível de consumo; de contratação, em virtude dos contratos atípicos de longo prazo; de operação, tendo em vista que as dificuldades de operação e manutenção são pequenas; de crédito, considerando que existe a presença de garantias caso a contraparte não performe o contrato; e riscos regulatórios, visto que as revisões tarifárias são previsíveis. Por fim, temos o risco de construção caracterizado como elevado, por se tratar principal etapa durante a realização de um projeto de geração de energia, em que existem os elevados gastos em CAPEX, isto é, investimentos em ativos, como equipamentos e bens imobilizados de longo prazo para a viabilização do projeto. Dentre as tipologias de geração, no entanto, entende-se que as usinas fotovoltaicas apresentam o menor risco de construção, por serem projetos menos complexos em comparação com usinas hidrelétricas, eólicas e termelétricas.

Como o modelo de geração de energia distribuída será o foco deste trabalho, sobre ele será desenvolvida a tese de investimento, implantando usinas de até 5MW e próximas a subestações de fácil conexão. Acredita-se que o modelo de geração distribuída seja o melhor formato de expansão do setor de energia solar, uma vez proporciona benefícios ao sistema elétrico do país. Alguns argumentos que sustentam a tese de expansão no modelo de GD são:

- Redução da Dependência de Investimentos Governamentais
 - Devido à descentralização da geração de energia do sistema distribuído, os investimentos em redes de transmissão são reduzidos, bem como os gastos para a interligação regional e para distribuição da energia centralizada;
- Redução de Perdas de Energia

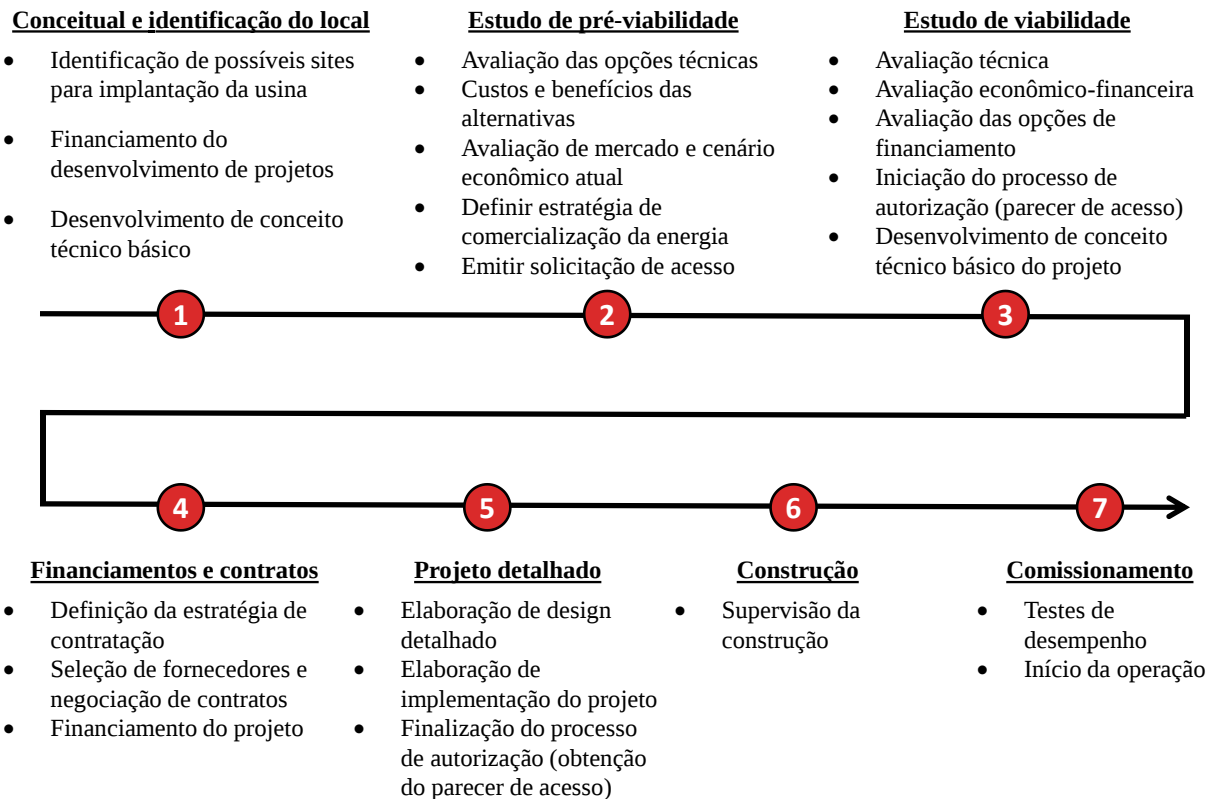
- Com a redução da sobrecarga das linhas de transmissão, reduzem-se as perdas causadas pelo superaquecimento dos fios, chamado efeito joule, que afeta mais a geração convencional devido à maior intensidade da corrente elétrica;
- **Motivações Ambientais**
 - Como na geração distribuída as usinas geradoras são de pequeno porte e utilizam fontes renováveis, o impacto ambiental é minimizado, até mesmo em relação a centrais hidrelétricas maiores, que alagam grandes áreas;
- **Diversificação da Matriz Energética**
 - Como a maior parte dos projetos de geração distribuída é de fonte solar, esse modelo promove uma diversificação da matriz energética do país, que como um todo ainda tem pouca participação desse tipo de energia.

4 Modelagem Econômico-Financeira

Até o momento, foi visto que o modelo de geração distribuída (GD) possui argumentos fortes que o sustentam como sendo o melhor formato de expansão do setor de energia solar, proporcionando benefícios como a redução da dependência governamental, redução de perdas, menores impactos ambientais e diversificação da matriz energética, além de ser um processo menos burocrático, mais rápido e com instalações mais fáceis por as usinas estarem mais perto das subestações e dos consumidores finais. Dessa forma, esse foi o modelo escolhido para o desenvolvimento da tese de investimentos.

Assim como qualquer empreendimento, para se implantar uma usina de geração solar GD, algumas etapas precisam ser superadas, que vão desde a prospecção de seu local de implantação até a sua construção e operação, assim como ilustrado na Figura 24. O foco deste trabalho será a etapa de análise econômico-financeira da usina, como forma de proposta de investimento. No entanto, é importante explicitar o cronograma do processo e todos os passos envolvidos, além dos prazos e riscos de cada um deles.

Figura 24 – Etapas de Implantação de uma Usina Solar



Fonte: REExperts

É imprescindível que, para cada etapa, o investidor/empreendedor esteja assessorado com especialistas, empresas do setor, empresas de consultoria e especialistas. No caso da tese de investimentos por meio do FIP, a contratação de terceiros para o desenvolvimento da usina é de responsabilidade da gestão do fundo. E o investidor final, o cotista do fundo, deve exigir relatórios periódicos da gestão para acompanhar todo o processo.

Conforme descrito, a primeira etapa para a viabilização do projeto consiste em uma etapa conceitual e de identificação do local, onde realiza-se o estudo e identificação de possíveis sites para a instalação da usina solar. O Brasil, em grande parte, possui condições privilegiadas em relação a incidência de luz solar, favorecendo a escolha de um local adequado que satisfaça as premissas do projeto em questão. Dentre elas, a principal característica é a incidência de irradiação solar durante o ano, responsável diretamente pela capacidade de geração da usina em questão, além de outras características como o estudo do impacto de sombras no horizonte, representado pela presença de árvores, probabilidade de inundação do terreno e análise do impacto de cultura agrícola nas proximidades, podendo gerar sombra e, em épocas de colheita, levar à redução da capacidade da geração da usina solar pelo acúmulo de matéria orgânica nas unidades fotovoltaicas, comprometendo o rendimento ideal.

Como forma de tornar tangíveis esses processos apresentados, será utilizado um estudo de caso exemplo para a instalação de uma Usina Solar em um terreno situado na região de Mogi Mirim – SP, conforme apresentado na Figura 25. A região destacada em amarelo representa a localização do terreno, de maneira que os pontos A e B representam áreas de culturas agrícolas que poderiam ter impacto em sombra e na capacidade de geração da usina em momentos de colheita. Porém, pelo próprio Google Maps, nota-se que não se trata de culturas de risco para a usina, como seria no caso de cana de açúcar, a qual poderia gerar resíduos de palha no ar durante a sua colheita.

Figura 25 - Localização do Terreno Exemplo



Fonte: Google Maps

Conforme comentado, um fator importante para a escolha do site da usina é a incidência de irradiação solar. A Tabela 10 abaixo apresenta a média de radiação solar em um plano horizontal para 3 localidades próximas à usina.

Tabela 10 - Incidência Solar por Localização

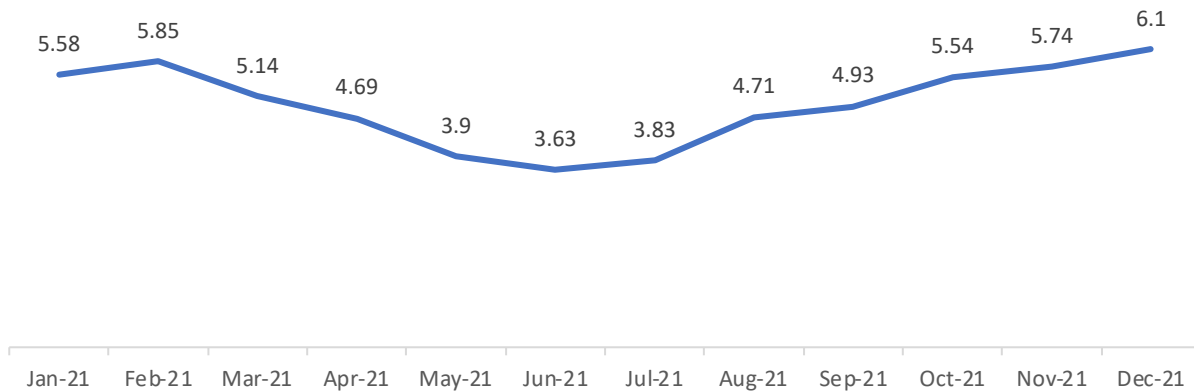
Estação	UF	País	Latitude	Longitude	Distância (Km)	Irradiação Solar Média (KWh/m ² .dia)											
						Jan-21	Feb-21	Mar-21	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21
Mogi Mirim	SP	Brasil	-22.401	-46.949	4.4	5.58	5.85	5.14	4.69	3.9	3.63	3.83	4.71	4.93	5.54	5.74	6.1
Itapira	SP	Brasil	-22.401	-46.849	6.1	5.56	5.84	5.13	4.71	3.91	3.63	3.84	4.71	4.95	5.56	5.74	6.07
Mogi Guaçu	SP	Brasil	-22.301	-46.949	11.0	5.59	5.81	5.16	4.69	3.92	3.65	3.85	4.75	4.95	5.55	5.77	6.11
																	Média

Fonte: REExperts, Witzler Energia

Analisando-se a Tabela 10 apresentada, nota-se que o dentre as localidades consideradas, a mais próxima da usina para ser utilizada como referência é a de Mogi Mirim, com distância de 4,4 Km. A média anual de irradiação solar para a região escolhida, considerando o ano de 2021, é de 4.97 KWh/m².dia, em linha com a média brasileira.

Nota-se ainda uma distribuição da irradiação solar ao longo do ano com uma pequena oscilação nos meses de inverno, em virtude da localização geográfica do Brasil no globo, conforme apresentado no Figura 26.

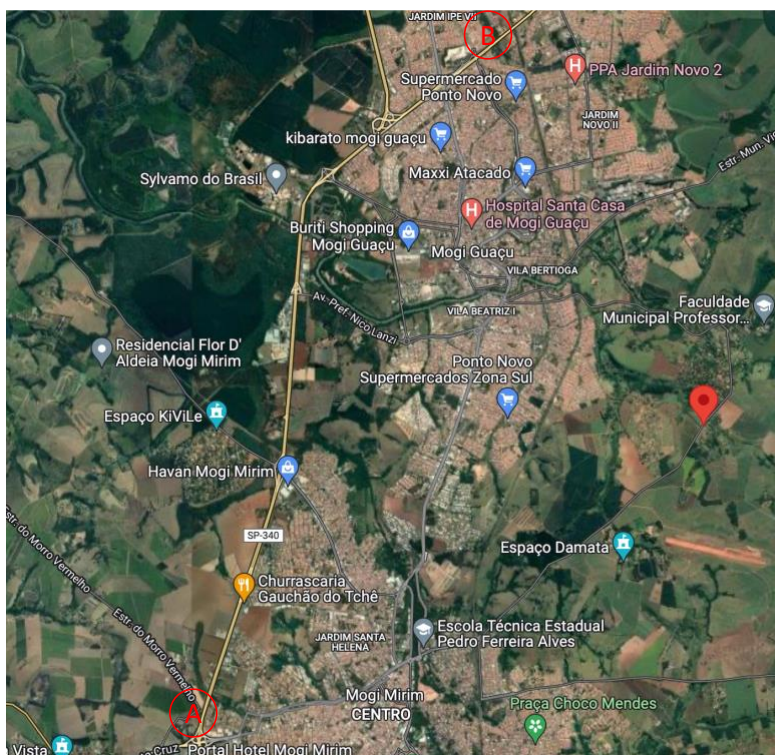
Figura 26 - Incidência de Irradiação Solar Anual (KWh/m2.dia)



Fonte: RExperts Witzler Energia

Outro fator importante que deve ser considerado na escolha do site é a proximidade da usina com a sub estação, visto que há um custo de conexão e interligação envolvido. Neste caso, a localização da área escolhida como exemplo permite a proximidade com duas subestações, uma delas localizada na cidade de Mogi Mirim – SP, “Subestação Elétrica Mogi Mirim – ELEKTRO”, e a outra localizada em Mogi Guaçu – SP, “Subestação Elétrica Mogi Guaçu – ELEKTRO”, representadas na figura 27 abaixo pelos pontos A e B, respectivamente.

Figura 27 - Localização das Sub Estações



Fonte: Google Maps

Analisando a localização das duas subestações disponíveis, optou-se por escolher a conexão com a “Subestação Elétrica Mogi Guaçu – ELEKTRO”, a qual possui distância de 7,00 Km em linha reta da localização da usina.

Dentre os custos envolvidos para a ligação, dois componentes são envolvidos nesta etapa: custos com interligação e adequação de equipamentos. A Tabela 11 contém uma estimativa dos custos envolvidos para a realização da ligação.

Tabela 11 - Custos de Ligação

Adequações	Custo (R\$/Km)	Total (R\$)
Interligação (Rede Compacta 180mm)	17.142,86	120.000,00
Religador	36.428,57	255.000,00
Total	53.571,43	375.000,00

Fonte: RExperts, Witzler Energia

Uma vez definidos os custos de ligação, parte-se para a definição dos componentes envolvidos na usina. Existem três grandes grupos a serem considerados: módulo fotovoltaico, inversores e o arranjo. A Tabela 12 apresenta os principais componentes envolvidos em cada uma das partes, representados abaixo e o total de investimento previsto em equipamentos.

Tabela 12 – Equipamentos Implantados e Custos Envolvidos

Módulo FV	FABRICANTE TIER 1	JINKO
	MODELO	JKM-595N-78HL4-BDV
	POTÊNCIA (Wp)	595
	DIMENSÃO (mm)	2.465 x 1.134
	PESO (kg)	34.6
	CARACTERÍSTICAS	SI, MONOCRISTALINO, BIFACIAL
Inversores	FABRICANTE	HUAWEI
	MODELO	SUN2000-215KTL-H0
	POTÊNCIA (Wca)	200
Arranjo	QUANTIDADE DE MÓDULOS FV	4,706
	ÁREA OCUPADA MÓDULOS FV (m2)	13,155
	PITCH (m)	10
	GCR	49,50%
	ÁREA TOTAL OCUPADA MÓDULOS FV (ha)	2,7
	QUANTIDADE DE INVERSORES	10
	KWp	2,8
	KWca	2
	CC/ CA	1,4
	Energia Produzida (MWh/ano)	4,581
	Fator de Capacidade	18.70%
Investimentos	Investimento (R\$/wp)	3.96
	Investimento Total	11,088,277

Fonte: RExperts, Witzler Energia

A fase de construção de uma usina fotovoltaica é considerada a de maior risco da execução do projeto, visto que, como apresentado, durante seu funcionamento a usina opera com grande previsibilidade sem grandes riscos de geração.

Para projetos em que a necessidade de investimentos é significativa, as companhias muitas vezes realizam o financiamento via dívida com instituições bancárias, onde o período de construção da usina é denominado de “*completion*”. Comumente, as taxas de financiamento aplicadas nos títulos de dívida emitidos pelas empresas, como debêntures incentivadas, regidas

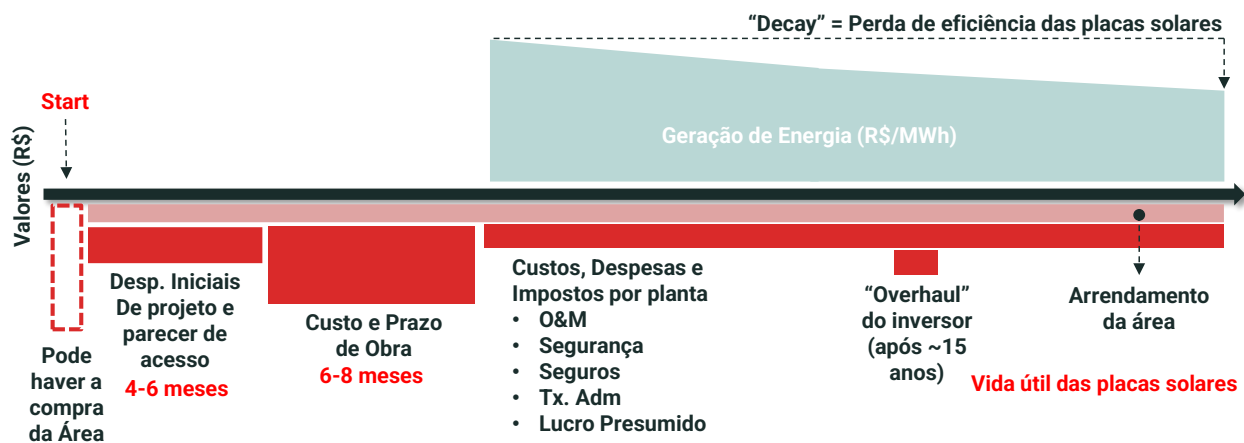
pela Lei 12.431, apresentam redução de taxa após a conclusão da obra, de maneira que os investidores fazem jus a uma remuneração maior no início considerando o excesso de risco em um projeto ainda não operacional.

De maneira a concluir o processo de conexão com a distribuidora, conforme definido na Lei N 14.300, de 6 de janeiro de 2022, instituindo o marco legal da minigeração e microgeração distribuída, a distribuidora de energia elétrica deve fornecer a documentação necessária para que seja solicitado o parecer de acesso para a unidade em questão. Após a análise da documentação enviada, a distribuidora pode aceitar ou negar a emissão do parecer de acesso, o qual delimitará todas as condições do acesso à rede distribuidora, permitindo a conexão com a rede nos prazos e especificações necessárias.

4.1 Unidade da Usina Fotovoltaica Padrão

De forma geral, o ciclo de investimento em uma usina solar fotovoltaica “padrão”, isto é, sem muitas particularidades, funciona conforme Figura 28 que, ilustrativamente, demonstra como se comportam os fluxos de caixa ao longo do tempo, dentro do cronograma anteriormente ilustrado, para uma usina deste tipo.

Figura 28 - Ciclo de Investimento para Usina Fotovoltaica



Fonte: REExperts

A instalação dos equipamentos, conforme previamente explicado, deve ser feita em uma área que esteja perto de subestações de energia, para facilitar sua ligação na rede. Esta área pode ser comprada ou arrendada. Nesse tipo de investimento, é mais comum que essas áreas sejam arrendadas para reduzir a necessidade intensiva de capital no começo do projeto.

Em seguida, há dispêndios com análises de viabilidade, projetos, licenças para obtenção do parecer de acesso da concessionária de energia local e, em alguns casos, benfeitorias no ponto de conexão. Esse processo inicial, pré-construção, geralmente dura até 6 meses.

Finalizando o processo e autorização, iniciam-se as obras e instalação dos equipamentos, fase que possui um prazo médio de 6 a 8 meses, dependendo da dimensão do projeto. Após os testes de desempenho inicia-se a operação da usina e, conseqüentemente, a geração de energia que se transforma em receita por meio de cessão dos créditos gerados para empresas/cooperativas, contratos de aluguel da usina ou venda dos créditos para comercializadoras de energia.

A usina gerará energia até o fim de sua vida útil, que pode variar a depender da tecnologia utilizada conforme a capacidade instalada. Normalmente, a vida útil atualmente destes equipamentos é cerca de 30 anos. A geração de energia ao longo desse período é de forma decendente, devido à perda de eficiência (decay) das placas fotovoltaicas. Aproximadamente na metade da vida útil da usina há necessidade de substituição de inversores, que tem vida útil mais curta que os demais itens do sistema.

Durante sua operação, a empresa proprietária da usina terá gastos de operação e manutenção, segurança, seguro, funcionários, administração da energia gerada e impostos.

4.2 Premissas para a Modelagem Econômico-Financeira:

Para embasar as premissas do modelo econômico-financeiro, será utilizado como referência a implantação de uma usina “padrão” para o case exemplo selecionado e Mogi Mirim-SP, dentro das dimensões, parâmetros técnicos e orçamentos especificados.

O CAPEX do case analisado será pressuposto que ele partirá da etapa 5, conforme já apresentado na Figura 24 (Etapas de Implantação de uma Usina Solar), por meio da compra de um parecer de acesso já emitido que permitirá dar início às obras do projeto, prática usual nesse mercado.

Dessa forma, o total de investimentos necessários para implantação da usina é de R\$ 12.913.000,00, composto pelos seguintes elementos:

- Construção e equipamentos: R\$ 11.088.000,00
- Compra do parecer de acesso emitido: R\$ 600.000,00
- Obras de adequação do terreno/conexão da rede: R\$ 375.000
- Overhaul (reposição do inversor em 2035): R\$ 850.000

A usina iniciará sua operação assim que sua construção e os testes de desempenho forem concluídos. No cronograma aqui considerado, a previsão para conexão da usina à rede é em janeiro de 2023, assim, no mês seguinte ela começa a gerar receita. Uma vez implantada, estima-se que a energia líquida produzida seja de aproximadamente 4,6 MWh/ano, obtida a partir da seguinte equação:

Equação 1 - Cálculo da Energia Líquida

$$\text{Energia Líquida} = \text{Potência Instalada (MWp)} \times \text{Fator de Capacidade} \times \text{Tempo de Operação}$$

Fonte: REExperts

Sendo que, a potência pico instalada é de 2,8 MWp, o fator de capacidade indicado é de 19% e o tempo de operação são 8.640 horas por ano. Essa energia produzida será decrescente ao longo do tempo, devido à perda de eficiência (“decay”) considerada como uma redução composta de 0,5% a.a. da capacidade de conversão de energia das placas fotovoltaicas até o final de sua vida útil (Jordan e Kurtz, Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review, 2012).

Para estimar as receitas da unidade fotovoltaica, adotou-se uma tarifa de R\$ 808/MWh (Elektro, 2022). Dessa tarifa, aplica-se um desconto de 15% para aumentar a competitividade da energia que será produzida pela usina, de maneira que a sua venda no mercado secundário se torne atrativa frente a concorrência com as grandes distribuidoras de energia. Com essas premissas, a usina tem um potencial de gerar um faturamento de aproximadamente R\$ 3,1 milhões/ano em valores monetários atuais. Na simulação apresentada, as receitas ainda serão corrigidas pela inflação ao longo do tempo, acompanhando os reajustes das tarifas de energia, o que pode elevar o faturamento total, mas que, quando analisando de maneira deflacionada, tende a se reduzir ao longo dos anos por conta da perda da eficiência operacional das placas solares conforme mencionado anteriormente.

Em se tratando do demonstrativo de resultado de exercício (DRE), após o auferimento da receita bruta ocorrem os descontos e deduções, compostos por impostos incidentes diretamente sobre as mercadorias ou serviços prestados. No Brasil, dentre os diferentes impostos que podem ser aplicados, no Projeto em questão ocorre a incidência de PIS (Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público), alíquota de 0,65%, e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), alíquota de 3,00%.

Após tais descontos serem aplicados, obtém-se a receita líquida, no total de R\$ 3,0 MM. A próxima linha redutora é composta pelos Custos da Mercadoria Vendida (CMV), que são considerados custos todos os insumos gastos diretamente no processo produtivo (Alexandre Póvoa, Valuation, 2021). O primeiro deles é o custo envolvido com o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), o qual estima-se ser R\$ 16 mil por mês trabalhado, para uma potência instalada de 2,8MWp. Em seguida, deve ser considerada a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), a qual será cobrada para o projeto em questão somente a partir de janeiro de 2047 pela parcela do fio-B da TUSD, correspondente a 28% da receita bruta, de maneira que não há implicação no curto prazo em virtude do enquadramento do projeto dentro da Lei 14.300 mencionada anteriormente, garantindo a isenção de parte desta tarifa até o ano de 2047. Por fim, temos a taxa de administração dos créditos de energia, sendo um custo variável de 5% sobre receita líquida, referente à administração dos créditos de energia gerados pela usina para os consumidores finais, como empresas ou cooperativas.

Com a dedução do CMV das Receitas Líquidas, obtém-se a métrica de lucro bruto, o qual pode ser interpretado como o resultado gerado no processo produtivo direto. Feito isso, a próxima linha dedutora da DRE é constituída das Despesas Operacionais, que incluem todas as despesas necessárias para o funcionamento do negócio, mas não estão ligadas diretamente à produção (Alexandre Póvoa, Valuation, 2021). Nesta operação em questão, as despesas operacionais são compostas primeiramente pela operação e manutenção da usina, as quais representam cerca de 1,5% do valor da construção da mesma, totalizando cerca de R\$ 168 mil/ano, além das despesas com o arrendamento da área onde a usina está instalada, de maneira que ao realizarmos o tal contrato de arrendamento por um longo prazo, é possível obtermos descontos significativos em relação ao valor inicial do aluguel, além de não imobilizarmos capital dos investidores com a

aquisição do terreno, movimento que é benéfico do ponto de visto do arrendador, o qual irá possuir um contrato atípico para o seu terreno, garantindo maior segurança e previsibilidade de receitas. Para as despesas relacionadas a arrendamento, considerou-se o valor de mercado de R\$ 800/ha.mês, sendo a área arrendada oriunda de uma fazenda de 3 hectares. Para as despesas administrativas, há folha salarial, composta pelo salário, de um diretor responsável pela usina, de cerca de R\$ 5,0 mil/mês, somado aos encargos e benefícios, totalizando uma despesa de R\$ 106,3 mil/ano. Outras despesas importantes consistem no seguro para a usina, equivalente a 1% do valor total da construção, totalizando R\$ 110,9 mil/ano, além do provisionamento para outras despesas não mapeadas, com montante destinado a tal categoria em de R\$ 15 mil/ano, visando cobrir eventuais despesas adicionais.

Por fim, deduzindo-se os custos e despesas operacionais, que totalizaram R\$ 0,3 MM/ano e R\$ 0,4MM/ano, obtemos a métrica de EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) ou em português LAJIDA (Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização), equivalente a R\$ 2,2 MM/ano. Ele não possui uma definição conceitual estabelecida (Martins, Diniz & Miranda, 2012, p. 178), mas consiste em uma medida de capacidade de geração de fluxo de caixa operacional de uma empresa (Assaf, 2014, p. 140).

Obtido o EBITDA, deduzimos os Impostos incidentes sobre a base tributável, que, para a usina em questão, estamos considerando o regime de Lucro Presumido, que consiste em uma forma de tributação simplificada do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e da Contribuição Social do Lucro Líquido (CSLL). A receita total no ano-calendário anterior a apuração deve ter sido igual ou inferior a R\$ 78 MM ou a R\$ 6,5 MM multiplicado pelo número de meses do ano calendário, (Governo Federal, 2021). Para a usina em questão, a presunção de lucro sobre a receita bruta para compor o lucro presumido é de 32%, visto que a atividade da usina se enquadra na categoria de prestação de serviços em geral. Definida a alíquota de presunção, há a incidência de 15% sobre tal resultado para composição do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica além da incidência de 10% sobre o que ultrapassar R\$ 20 mil/mês. Já a Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL) é de 9% sobre o lucro presumido, além do Imposto Sobre Serviço (ISS) de 4%, todos a serem pagos trimestralmente. Em nossos cálculos, o valor total a ser desembolsado com impostos é de R\$ 0,3 MM.

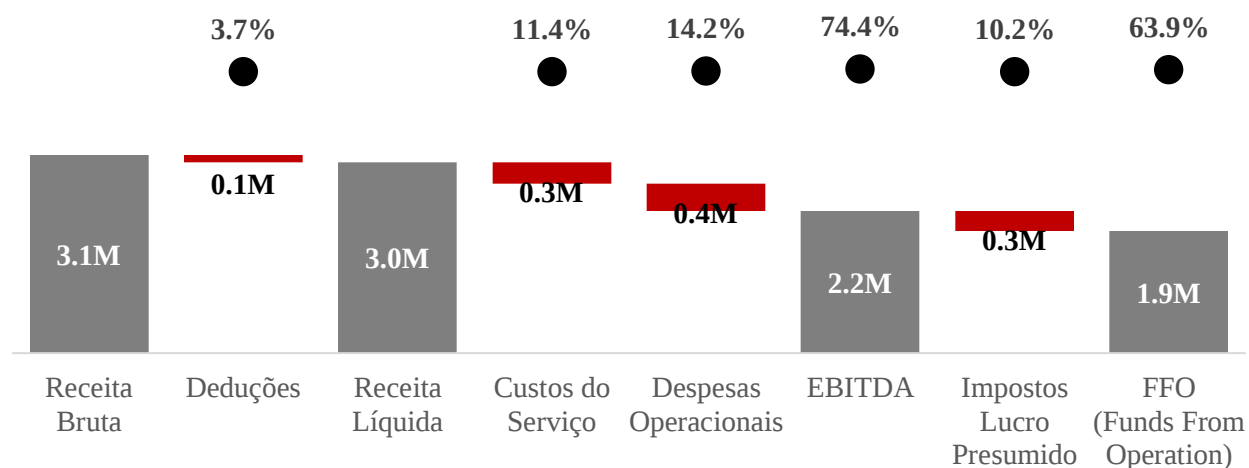
Ao deduzir os impostos chega-se no Lucro Líquido da usina, ao qual deve-se somar a parcela da depreciação, para obtermos o FFO (Funds From Operation) ou FCO (Fluxo de Caixa Operacional). O conceito de depreciação está relacionado com uma despesa associada a cada unidade de receita, de maneira que um “pedaço” do ativo em questão foi utilizado, gerando uma despesa associada, e acaba se tornando positivo para a empresa, pois sua base tributável é reduzida, pagando menos imposto no caso da tributação sob regime de lucro real (Alexandre Póvoa, Valuation, 2021). No caso da usina, que está operando sob regime de lucro presumido, não há efeito redutível da base tributável pela depreciação dos ativos.

Na modelagem da unidade padrão, uma vez que a usina estiver operando em condições normais, as deduções e gastos em geral serão conforme demonstrativos de resultados apresentados na Figura 29.

Observa-se que a margem do FFO é de 63,9%, demonstrando o alto potencial de geração de caixa apresentado pela usina que será convertido para os acionistas (R\$ ~1,9 M/ano). É importante lembrar que os valores apresentados estão em valores monetários atuais, e ainda serão

reajustados por uma inflação (correção monetária) projetada de 3% a.a. ao longo de todo o projeto, apenas para entender o comportamento dos fluxos, mas que não impactará nos resultados, pois serão analisados em termos reais.

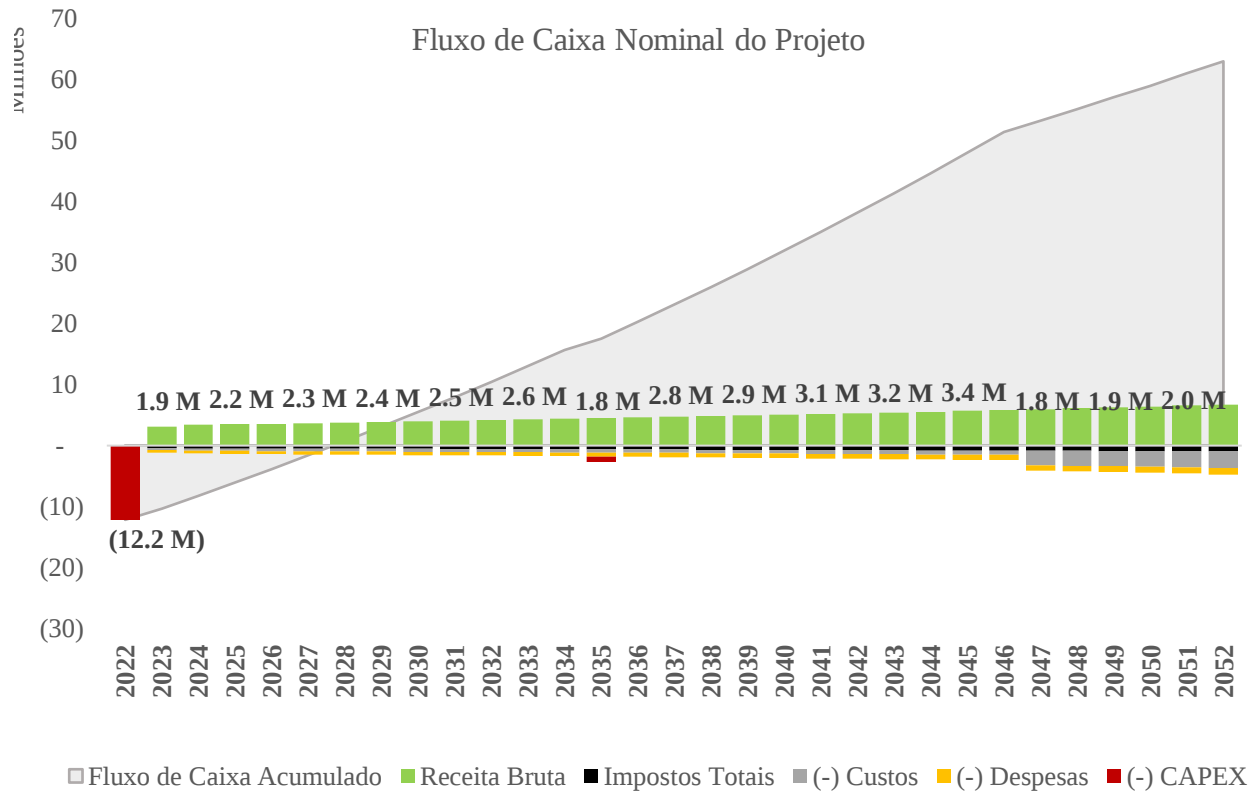
Figura 29 - DRE Anual do Projeto na Estabilidade (Valores Monetários Atuais)



Fonte: Elaborado pelo Autor

Utilizando as premissas indicadas para cada ano, obtêm-se os fluxos de caixa nominais anuais, com correções monetárias, projetados para a unidade “padrão” de uma usina fotovoltaica, apresentados na Figura 30 e detalhados nas Tabelas 13, 14 e 15.

Figura 30 - Fluxo de Caixa Nominal da Usina (R\$ milhões)



Fonte: Elaborado pelo Autor

Dessa forma, pode-se analisar o fluxo acima exposto de forma detalhada na projeção de DRE e Fluxo de Caixa conforme as tabelas 13, 14 e 15.

Tabela 13 - Fluxo de Caixa Nominal do Projeto

Fluxos de Caixa Nominais	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Receita Bruta	-	3.063.135	3.424.641	3.509.655	3.596.687	3.685.782	3.776.987	3.870.346	3.965.908	4.063.720
Var (%)	-	-	12%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
(-) Deduções	-	(111.804)	(124.999)	(128.102)	(131.279)	(134.531)	(137.860)	(141.268)	(144.756)	(148.326)
Deduções/Receita Bruta	-	-4%	-4%	-4%	-4%	-4%	-4%	-4%	-4%	-4%
Receita Líquida	-	2.951.331	3.299.641	3.381.552	3.465.408	3.551.251	3.639.127	3.729.079	3.821.152	3.915.394
Receita Líquida/ Receita Bruta	-	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
(-) Custos	-	(334.285)	(374.786)	(385.175)	(395.851)	(406.821)	(418.092)	(429.674)	(441.574)	(453.802)
Custos/ Receita Líquida (%)	-	-11%	-11%	-11%	-11%	-11%	-11%	-12%	-12%	-12%
Lucro Bruto	-	2.617.046	2.924.856	2.996.377	3.069.557	3.144.431	3.221.035	3.299.405	3.379.578	3.461.592
Margem Bruta	-	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	88%	88%
(-) Despesas	(114.206)	(451.267)	(468.793)	(482.857)	(497.342)	(512.263)	(527.631)	(543.460)	(559.763)	(576.556)
Custos/ Receita Líquida (%)	-	-15%	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-15%	-15%	-15%
EBITDA	(114.206)	2.165.779	2.456.063	2.513.520	2.572.214	2.632.168	2.693.404	2.755.945	2.819.815	2.885.036
Margem EBITDA	-	73%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%
(-) Depreciação	-	(1.108.800)	(1.108.800)	(1.108.800)	(1.108.800)	(1.108.800)	(1.108.800)	(1.108.800)	(1.108.800)	(1.108.800)
(-) Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(114.206)	1.056.979	1.347.263	1.404.720	1.463.414	1.523.368	1.584.604	1.647.145	1.711.015	1.776.236
Impostos Lucro Presumido	-	(309.269)	(348.601)	(357.850)	(367.320)	(377.013)	(386.936)	(397.094)	(407.491)	(418.133)
% Impostos efetivos sobre receita bruta (lucro presumido)	-	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%	-10%
Lucro Líquido	(114.206)	747.710	998.662	1.046.870	1.096.095	1.146.355	1.197.668	1.250.052	1.303.524	1.358.103
(+) Depreciação	-	1.108.800	1.108.800	1.108.800	1.108.800	1.108.800	1.108.800	1.108.800	1.108.800	1.108.800
FFO	(114.206)	1.856.510	2.107.462	2.155.670	2.204.895	2.255.155	2.306.468	2.358.852	2.412.324	2.466.903
Margem FFO	-	63%	64%	64%	64%	64%	63%	63%	63%	63%
(-) CAPEX	(12.063.000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Nominal do Projeto	62.999.975	(12.177.206)	1.856.510	2.107.462	2.155.670	2.204.895	2.255.155	2.306.468	2.358.852	2.412.324
Fluxo de Caixa Acumulado	(12.177.206)	(10.320.696)	(8.213.234)	(6.057.565)	(3.852.670)	(1.597.515)	708.953	3.067.804	5.480.128	7.947.032

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 14 - Fluxo de Caixa Nominal do Projeto

Fluxos de Caixa Nominais	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Receita Bruta	4.163.831	4.266.292	4.371.153	4.478.466	4.588.284	4.700.660	4.815.649	4.933.307	5.053.691	5.176.857
Var (%)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
(-) Deduções	(151.980)	(155.720)	(159.547)	(163.464)	(167.472)	(171.574)	(175.771)	(180.066)	(184.460)	(188.955)
<i>Deduções/Receita Bruta</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>
Receita Líquida	4.011.851	4.110.572	4.211.606	4.315.002	4.420.811	4.529.086	4.639.878	4.753.241	4.869.231	4.987.902
Receita Líquida/ Receita Bruta	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
(-) Custos	(466.365)	(479.275)	(492.539)	(506.167)	(520.170)	(534.558)	(549.341)	(564.529)	(580.135)	(596.168)
<i>Custos/ Receita Líquida (%)</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>
Lucro Bruto	3.545.486	3.631.298	3.719.067	3.808.835	3.900.641	3.994.528	4.090.537	4.188.712	4.289.096	4.391.733
Margem Bruta	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%	88%
(-) Despesas	(593.853)	(611.669)	(630.019)	(648.919)	(668.387)	(688.438)	(709.091)	(730.364)	(752.275)	(774.843)
<i>Custos/ Receita Líquida (%)</i>	<i>-15%</i>	<i>-15%</i>	<i>-15%</i>	<i>-15%</i>	<i>-15%</i>	<i>-15%</i>	<i>-15%</i>	<i>-15%</i>	<i>-15%</i>	<i>-16%</i>
EBITDA	2.951.633	3.019.629	3.089.049	3.159.915	3.232.254	3.306.089	3.381.446	3.458.348	3.536.821	3.616.890
Margem EBITDA	74%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
(-) Depreciação	(1.108.800)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	1.842.833	3.019.629	3.089.049	3.159.915	3.232.254	3.306.089	3.381.446	3.458.348	3.536.821	3.616.890
Impostos Lucro Presumido	(429.025)	(440.173)	(451.581)	(463.257)	(475.205)	(487.432)	(499.943)	(512.744)	(525.842)	(539.242)
<i>% Impostos efetivos sobre receita bruta (lucro presumido)</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>
Lucro Líquido	1.413.808	2.579.457	2.637.467	2.696.658	2.757.049	2.818.658	2.881.503	2.945.604	3.010.979	3.077.648
(+) Depreciação	1.108.800	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FFO	2.522.608	2.579.457	2.637.467	2.696.658	2.757.049	2.818.658	2.881.503	2.945.604	3.010.979	3.077.648
Margem FFO	63%	63%	63%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
(-) CAPEX	-	-	-	(850.000)	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Nominal do Projeto	62.999.975	2.522.608	2.579.457	2.637.467	1.846.658	2.757.049	2.818.658	2.881.503	2.945.604	3.010.979
Fluxo de Caixa Acumulado	10.469.640	13.049.097	15.686.564	17.533.222	20.290.271	23.108.929	25.990.432	28.936.036	31.947.015	35.024.663

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 15 - Fluxo de Caixa Nominal do Projeto

Fluxos de Caixa Nominais	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052
Receita Bruta	5.302.865	5.431.774	5.563.646	5.698.541	5.836.523	5.977.654	6.122.001	6.269.629	6.420.604	6.574.996	6.732.872
Var (%)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
(-) Deduções	(193.555)	(198.260)	(203.073)	(207.997)	(213.033)	(218.184)	(223.453)	(228.841)	(234.352)	(239.987)	(245.750)
<i>Deduções/Receita Bruta</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>	<i>-4%</i>
Receita Líquida	5.109.310	5.233.515	5.360.573	5.490.544	5.623.489	5.759.470	5.898.548	6.040.787	6.186.252	6.335.008	6.487.122
Receita Líquida/ Receita Bruta	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%	96%
(-) Custos	(612.642)	(629.568)	(646.957)	(664.824)	(683.180)	(2.375.782)	(2.435.575)	(2.496.818)	(2.559.542)	(2.623.784)	(2.689.576)
<i>Custos/ Receita Líquida (%)</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-12%</i>	<i>-41%</i>	<i>-41%</i>	<i>-41%</i>	<i>-41%</i>	<i>-41%</i>	<i>-41%</i>
Lucro Bruto	4.496.668	4.603.947	4.713.616	4.825.721	4.940.310	3.383.688	3.462.973	3.543.970	3.626.710	3.711.225	3.797.546
Margem Bruta	88%	88%	88%	88%	88%	59%	59%	59%	59%	59%	59%
(-) Despesas	(798.089)	(822.031)	(846.692)	(872.093)	(898.256)	(925.204)	(952.960)	(981.548)	(1.010.995)	(1.041.325)	(1.072.564)
<i>Custos/ Receita Líquida (%)</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-16%</i>	<i>-17%</i>
EBITDA	3.698.580	3.781.916	3.866.923	3.953.628	4.042.054	2.458.484	2.510.013	2.562.421	2.615.715	2.669.900	2.724.982
Margem EBITDA	72%	72%	72%	72%	72%	43%	43%	42%	42%	42%	42%
(-) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Resultado Financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	3.698.580	3.781.916	3.866.923	3.953.628	4.042.054	2.458.484	2.510.013	2.562.421	2.615.715	2.669.900	2.724.982
Impostos Lucro Presumido	(552.952)	(566.977)	(581.325)	(596.001)	(611.014)	(626.369)	(642.074)	(658.136)	(674.562)	(691.360)	(708.536)
<i>% Impostos efetivos sobre receita bruta (lucro presumido)</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-10%</i>	<i>-11%</i>	<i>-11%</i>	<i>-11%</i>
Lucro Líquido	3.145.628	3.214.939	3.285.599	3.357.626	3.431.040	1.832.115	1.867.939	1.904.286	1.941.153	1.978.540	2.016.446
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FFO	3.145.628	3.214.939	3.285.599	3.357.626	3.431.040	1.832.115	1.867.939	1.904.286	1.941.153	1.978.540	2.016.446
Margem FFO	62%	61%	61%	61%	61%	32%	32%	32%	31%	31%	31%
(-) CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Nominal do Projeto	62.999.975	3.145.628	3.214.939	3.285.599	3.357.626	3.431.040	1.832.115	1.867.939	1.904.286	1.941.153	1.978.540
Fluxo de Caixa Acumulado	38.170.291	41.385.230	44.670.829	48.028.455	51.459.495	53.291.610	55.159.550	57.063.835	59.004.989	60.983.529	62.999.975

Fonte: Elaborado pelo Autor

A projeção dos fluxos de caixa ao longo do tempo provém uma visão dinâmica do projeto como um todo, ao contrário da análise da DRE que, apesar de indicar a solidez da operação, provém uma visão mais estática e da operação apenas. Compreendendo os fluxos nominais de cada ano, vê-se que o projeto é saudável e sua operação é superavitária, sendo capaz de gerar dividendos robustos após superados os dispêndios iniciais de Capex.

A visão dinâmica permite visualizar de forma clara alguns fatores sujeitos ao efeito do tempo, como as correções monetárias projetadas e a perda de eficiência das placas, além de poder

se planejar para eventos atípicos como a substituição dos inversores em 2035 e a cobrança do “Fio B” da TUSD com início em 2047, que explica a queda de margem operacional a partir deste ano.

Com os fluxos de caixas projetados, resta saber se os resultados do projeto são atrativos perante o investimento requerido e em comparação com os custos de oportunidades do mercado atual. Para tanto, serão analisados alguns indicadores financeiros, que auxiliarão na tomada de decisão do investimento.

Para poder analisar de forma quantitativa a situação financeira, o desempenho do projeto e seu retorno potencial, com base nos fluxos de caixa obtidos, calculam-se os seguintes indicadores econômico-financeiros, cujos resultados são apresentados na Tabela 16.

A exposição de caixa consiste na necessidade de investimento do projeto, e seu valor máximo pode ser definido a partir do gráfico de fluxo de caixa, constituído pelo valor mínimo do fluxo de caixa ao longo dos anos. Analisando-se o gráfico, notamos que a exposição de caixa máxima do projeto acontece no primeiro ano, em linha com o racional da usina que necessita de *Capex* para a realização do projeto inicialmente. Com o passar do tempo, a exposição de caixa é reduzida em virtude do fluxo positivo de receitas que ocorrem com a venda de energia, até o momento em que temos uma exposição de caixa nula, ponto em que é definido o “*Payback*” do projeto, onde todo o volume financeiro investido no projeto retornou de forma positiva, métrica estimada em aproximadamente 6 anos para a usina em questão.

Para entendermos o conceito de Valor Presente Líquido (VPL), métrica que considera o valor do dinheiro no tempo, descontando-se os fluxos de caixa futuro a valor presente por uma taxa de custo de capital, é preciso considerar que o valor do dinheiro tem efeito no tempo, tanto pelo efeito de correção monetária quanto pela aplicação atual a uma taxa livre de risco, de maneira que o mesmo valor nominal entre um fluxo atual e um futuro apresentam um valor presente diferente em virtude de tais efeitos. Para este caso, consideramos uma taxa de custo de capital equivalente a 6,2% a.a. A formula do VPL pode ser melhor compreendida analisando a formula abaixo:

Fórmula 1- Valor Presente Líquido

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

Onde:

- FC = Fluxo de caixa no período t
- t = Enésimo período analisado
- n = Número de períodos
- i = Taxa de custo de capital

O MOI (Múltiplo do Investimento) é um indicador utilizado para mensurar por quantas vezes pode ser multiplicado o capital investido, calculado dividindo-se os dividendos recebidos do projeto pelo capital desembolsado, e o *Yield “Cash-on-Cash”* uma métrica que considera os potenciais dividendos que o investidor irá receber, calculado pelos dividendos médios nos anos de estabilidade divididos sobre o capital investido. Por fim, tem-se o indicador mais utilizado quando

se analisa oportunidades de investimento, denominado Taxa Interna de Retorno (TIR), equivalente a taxa de desconto que deve ser aplicada para que o VPL do projeto seja equivalente a zero, de maneira que ela indica a rentabilidade dos fluxos do projeto e a taxa pelo qual o capital investido será remunerado.

Tabela 16 - Indicadores de Resultado

Indicadores de Resultado do Projeto	
Exposição de Caixa Nominal	(12,2) M
Resultado Nominal	63,0 M
Resultado Real	35,3 M
Resultado em VPL @ 6,2% a.a.	10,5 M
Payback	6 anos
MOI Nominal	6,2x
MOI Real	4,0x
Yield Cash-on-Cash	21% a.a.
TIR Nominal	18,5% a.a.
TIR Real	IPCA +15,0% a.a.

Fonte: Elaborado pelo Autor

A exposição de caixa indicada aponta que, para se realizar esse projeto, um capital total de R\$ 12,2 milhões será requerido. Esse investimento tem potencial de gerar um resultado nominal, além do valor desembolsado, de R\$ 63,0 milhões, que, se descontado pela inflação do período, resulta em R\$ 35,3 milhões em valores monetários atuais. Em termos de VPL, isto é, descontando os fluxos nominais a uma taxa real (inflação+) de 6,2% a.a., esse resultado é de R\$ 10,5 milhões.

Feitos os investimentos necessários, prevê-se que o projeto retorne todo o dinheiro investido em cerca de 6 anos (período para *Payback*) e remunere esse capital a uma taxa de inflação + 15,0% a.a. até o final do projeto (2052), o que multiplicaria o investimento por 4,0x em valores monetários atuais.

Os resultados mostram que o modelo de operação da usina, no cenário base apresentado, é capaz de remunerar o capital investido com um spread de 8,8% a.a. sobre a projeção de juros reais médios dos títulos públicos com prazo de 10 anos (6,2% a.a.).

A análise de sensibilidade é essencial para se compreender o impacto no resultado esperado, estressando premissas que são sensíveis ao projeto. Ela consiste em uma matriz, cujos eixos representam os valores das variáveis que serão atribuídos às premissas sob análise, sendo possível realizar diferentes combinações de linhas e colunas da matriz para obter cenários diversos de resultado, que podem ser representados por um ou mais indicadores de resultado.

Entende-se que, para uma usina solar, duas grandes incertezas que impactam consideravelmente no resultado de seu projeto são a tarifa cobrada pela energia gerada e o *Capex* necessário para desenvolvê-la.

A tarifa de energia, isto é, o valor que a usina cobrará para cada MWh de energia gerada, é uma variável incerta pois, além de ser regulada por órgãos governamentais, ela está sujeita a variações de mercado, a depender da dinâmica entre oferta e demanda. Além disso, sobre a tarifa ainda se aplica um desconto em relação à tarifa cheia de mercado, para aumentar a atratividade da energia gerada pela usina, que pode variar a depender da competitividade na região. Já a incerteza sobre o *Capex* é causada pelo risco de extrapolação do custo de obras orçado e pelo fato de os equipamentos utilizados serem importados e, conseqüentemente, estarem sujeitos a variações cambiais.

Dessa forma, fatores exógenos ao projeto, isto é, fora do controle do empreendedor, podem afetar ambas as premissas citadas e, conseqüentemente, impactar os seus resultados. Para aferir a dimensão desse impacto, foi analisado o indicador “TIR real” na Figura 31, ou seja, a taxa anual composta, além da inflação, em que o capital é remunerado em diferentes combinações de cenários de *Capex* e tarifa de energia cobrada.

Figura 31 - Análise de Sensibilidade da TIR Real – Tarifa Cobrada x Capex

			Tarifa Cobrada				
			R\$ 606 /MW	R\$ 646 /MW	R\$ 687 /MW	R\$ 727 /MW	R\$ 768 /MW
			-25%	-20%	-15%	-10%	-5%
Capex	R\$ 4,3 milhões/MW	0%	12,3% a.a.	13,7% a.a.	15,0% a.a.	15,0% a.a.	16,4% a.a.
	R\$ 4,6 milhões/MW	5%	10,1% a.a.	11,5% a.a.	12,8% a.a.	14,1% a.a.	15,4% a.a.
	R\$ 4,8 milhões/MW	10%	9,4% a.a.	10,7% a.a.	12,0% a.a.	13,2% a.a.	14,5% a.a.
	R\$ 5,0 milhões/MW	15%	8,7% a.a.	10,0% a.a.	11,2% a.a.	12,4% a.a.	13,6% a.a.
	R\$ 5,2 milhões/MW	20%	8,0% a.a.	9,3% a.a.	10,5% a.a.	11,7% a.a.	12,9% a.a.

Fonte: Elaborado pelo Autor

Analisando a tabela, observa-se que, para os cenários simulados, chega-se em um intervalo de TIR anual real entre 8,0% e 16,4% para o capital investido. No cenário mais estressado, em que se cobraria uma tarifa de R\$ 606/MW, o que representaria um desconto de 25% sobre a tarifa de mercado (R\$ 808/MW), e que o *Capex* fosse R\$ 5,2 milhões/MW, isto é, um valor 20% maior do que o estimado, o projeto ainda entregaria uma TIR líquida de 8,0% a.a. + inflação. Por outro lado, em um cenário otimista, se for possível praticar preços mais altos de tarifa (R\$ 768/MW), a TIR do projeto poderia ser majorada para 16,4% a.a. + inflação.

Pelos resultados da análise de sensibilidade, mesmo em um cenário pessimista, o projeto ainda entrega um resultado líquido positivo (8,0% a.a. + inflação) e acima dos juros reais médios de títulos públicos de longo prazo (6,2% a.a. + inflação), o que demonstra resiliência do modelo de negócios de geração de energia fotovoltaica, pois, até em cenários de estresse ele é capaz de preservar o capital investido e ainda consegue gerar retornos consistentes e atrativos.

Vale ressaltar que o projeto modelado não contempla financiamento por dívida (*debt*), sendo todo os recursos utilizados considerados como capital próprio (*equity*). Geralmente, projetos podem ser parcialmente financiados por *debt* com a finalidade de reduzir a exposição de *equity* necessária, o que também alavanca o resultado desse capital próprio investido. Esse efeito de

alavanca positiva no retorno sobre o *equity* pode ser obtido quando a taxa do custo efetivo da dívida (juros e demais custos de estruturação) é menor do que a TIR do projeto, caso contrário, esse efeito será destrutivo para o resultado do investidor, pois parte do retorno sobre o capital próprio seria consumido pelo custo da dívida.

Projetos alavancados também tendem a ser mais arriscados e voláteis, porque reduzem a margem do negócio devido às despesas financeiras e ampliam o intervalo de resultados possíveis para o investidor, de forma que, em cenários de estresse, podem inclusive acarretar perdas de capital, isto é, resultados negativos ou prejuízo.

4.3 Análise Econômico-Financeira de Múltiplas Usinas

Uma vez que o plano de proposto tem como objetivo implantar múltiplas usinas fotovoltaicas, será analisado agora o comportamento desses fluxos de caixa apresentados de forma consolidada, dentro do cronograma esquematizado na Figura 32.

Figura 32 - Cronograma de Implantação



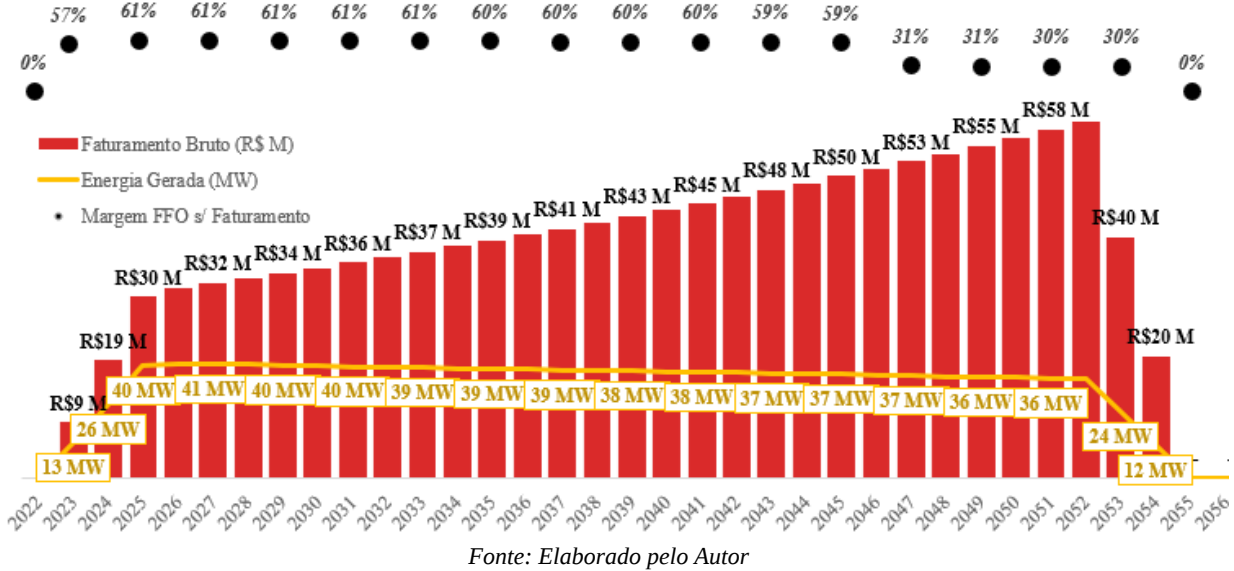
Fonte: Elaborado pelo Autor

Para estruturar um veículo de investimento profissional, como o pretendido, é necessário ter um volume financeiro que justifique todos os seus custos e processos de estruturação. O plano de implantação de múltiplas usinas idealizado neste trabalho compreende em operacionalizar um total de 9 plantas, que justificarão um volume de investimento mínimo necessário, no patamar de R\$ 100 milhões, para a estrutura societária pretendida. Em termos de disposição das usinas no tempo, conforme ilustrado, pretende-se implantar uma tranche de 3 usinas para cada ano, de 2022 até 2024. Assim, a partir de 2025, espera-se que todas as usinas estejam operando simultaneamente.

Apesar de que, na prática, cada usina tem sua particularidade, diferenças geográficas, valores diferentes de tarifa, condições diversas de mercado e parâmetros técnicos distintos, para fins de simplificação, foi adotado um modelo “padrão” para as usinas, idênticas ao estudo de caso apresentado.

Quando consolidadas no cronograma acima apresentado, as 9 usinas possuem o seguinte perfil de *ramp-up* de produção de energia apresentado no Figura 33, alcançando uma geração total de ~40 MW em 2025 e faturamento bruto na ordem de R\$ 30 milhões por ano, que serão corrigidos anualmente por uma inflação projetada de 3% a.a., com margem de fluxo de caixa operacional de ~60% até 2047, quando é reduzida para ~30% devido ao início da cobrança do Fio B.

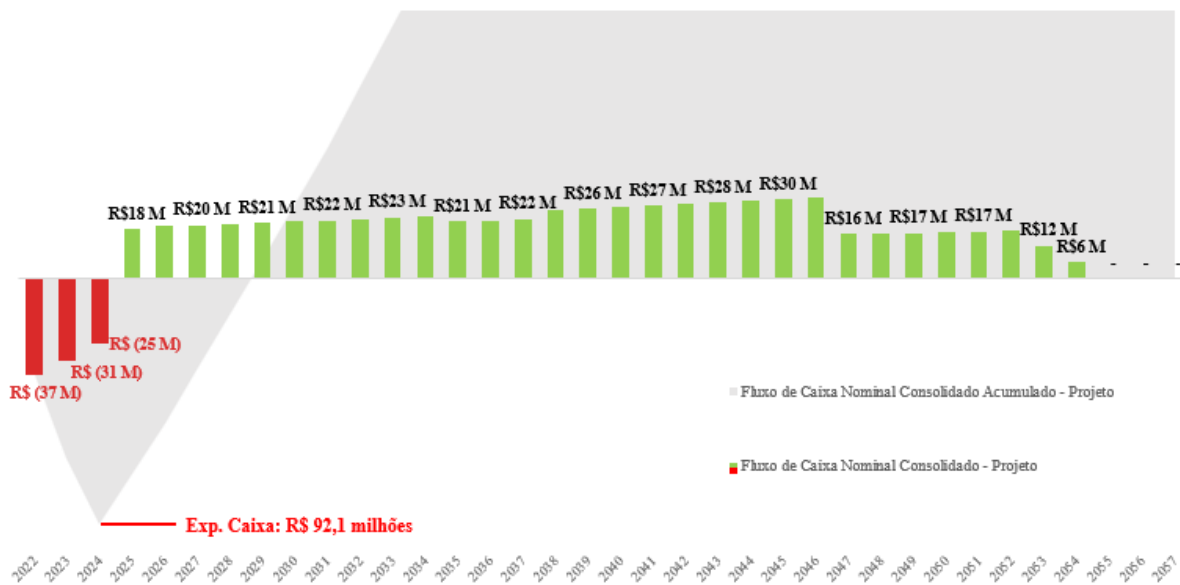
Figura 33 - Ramp-Up da Produção de Energia, Faturamento Bruto e Margem de Fluxo de Caixa



Pelo gráfico, percebe-se que, apesar da energia produzida decair ao longo do tempo por causa da perda de eficiência das placas solares, a receita possui um perfil ascendente devido à projeção da correção monetária considerada.

Dessa forma, obtém-se o seguinte perfil, apresentado no Figura 34, do fluxo de caixa consolidado no âmbito do projeto, para as 9 usinas dentro do plano proposto.

Figura 34 - Fluxo de Caixa Líquido Nominal Acumulado



O gráfico de fluxo de caixa líquido demonstra claramente as entradas e saídas do projeto consolidado. Nos três primeiros anos, denominados de período de investimento, os fluxos de caixa são negativos dados os investimentos necessários para as implantações das usinas. Vale ressaltar que, apesar de os investimentos serem idênticos para cada ano, a necessidade de capital diminui progressivamente a cada ano, pois os dividendos das usinas já operantes são reinvestidos no projeto.

Pelo fluxo de caixa acumulado, a exposição de caixa máxima é visivelmente identificada a partir do vale mínimo da série, que acontece no ano de 2024. Isso indica que, para a execução do projeto pretendido, será necessário investir R\$ 92,1 milhões. Passada a exposição de caixa, o projeto se torna superavitário e capaz de distribuir dividendos na ordem dos R\$ 18 milhões, corrigidos por inflação. Entre 2035 e 2037, há uma redução no potencial de retorno para reposição de equipamentos.

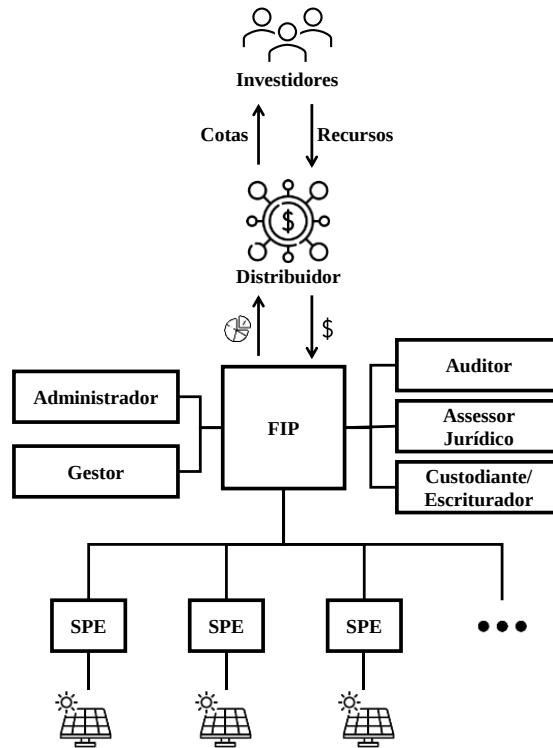
É importante lembrar que esse fluxo representa a visão do projeto. O retorno ao investidor dependerá das premissas da estrutura societária e do veículo de investimento pelo qual fará as integralizações de capital.

4.4 Análise Econômico-Financeira dos Resultados do Investidor

Para os empreendimentos serem concretizados, são necessários investimentos para superar a exposição de caixa e uma gestão adequada para operar o negócio. Em projetos de porte relevante, como o pretendido, é fundamental haver uma estrutura societária robusta, organizada e com governança bem definida, que fará a gestão e administração da sociedade, coordenando todas as partes e prestadores de serviço envolvidos e atuando de forma profissional nas tomadas de decisão dos investimentos a serem realizados, além de sempre buscar defender os interesses dos sócios participantes.

Dessa forma, prevê-se uma estrutura societária conforme a indicada na Figura 35, composta por um FIP-IE (Fundo de Investimento em Participações – Infraestrutura), na qual será definida a sociedade dos investidores no fundo, os *stakeholders* envolvidos em sua estruturação e as empresas investidas.

Figura 35 - Estrutura Societária Proposta



Fonte: Elaborado pelo Autor

Nesse modelo, o FIP é o centro da estrutura, tendo interação com todas as partes envolvidas. Para captar os recursos necessários no nível do fundo para o projeto, o fundo poderá realizar ofertas públicas de valores mobiliários para acessar o mercado de capitais. Segundo a CVM (Comissão de Valores Mobiliários), órgão regulatório do mercado de capitais, “*oferta pública de distribuição é o processo de colocação, junto ao público, de certo número de títulos e valores mobiliários para venda. Envolve desde o levantamento das intenções do mercado em relação aos valores mobiliários ofertados até a efetiva colocação junto ao público, incluindo a divulgação de informações, o período de subscrição, entre outras etapas*”. Em outras palavras, esse processo compreende em distribuir cotas, isto é, frações societárias do FIP para investidores, em troca de recursos financeiros. Esse processo é intermediado pelo chamado “distribuidor”, geralmente representado, conjuntamente, pelos bancos de investimentos e corretoras.

As ofertas públicas mais comuns de mercado para esse tipo de operação são as instruções denominadas CVM 400 e CVM 476. A principal diferença entre elas é que a 476 é restrita a investidores profissionais e menos burocrática que uma oferta 400, que “pulveriza” o investimento a uma rede mais ampla de investidores. No entanto, em julho de 2022, a CVM ditou novas regras para flexibilizar e simplificar as ofertas públicas. A partir dessa alteração, os instrumentos CVM 400 e CVM 476 foram substituídas pela Resolução 160, que tenta unificar as melhores características desses dois tipos de oferta (CVM, 2022).

A CVM 160 entrou em vigor em 02/01/2023 e revogou as instruções CVM 400 e 476, unificando o processo de oferta pública de valores mobiliários e criando uma regra única para

distribuição e negociação no mercado secundário. Com a nova instrução, todas as ofertas passam a ser registradas, podendo ser utilizado tanto o Rito Automático e Ordinários.

Na modalidade de rito automático não existe a necessidade de análise prévia da CVM para registrar a oferta e a distribuição pode ser feita de forma automática, desde que atenda aos critérios específicos de documentação exigido de acordo com o perfil dos investidores, podendo ser qualificados ou profissionais. Como melhorias e principais diferenças em comparação com a ICVM 476, o acesso aos investidores se torna ilimitado, onde anteriormente era permitido o acesso somente a 75 investidores e alocação para no máximo 50. Anteriormente, o público alvo também era limitado a investidores profissionais enquanto agora as ofertas podem ter acesso a investidores profissionais, profissionais e qualificados ou público geral. Atualmente, não ocorre a necessidade de *lock-up*, período em que não pode haver a negociação do título no mercado secundário, para o público alvo da oferta, ocorrendo a gradual inclusão das outras categorias de investidores a cada 3 ou 6 meses, até o público geral. A documentação, entretanto, passa de somente um comunicado de início e encerramento para um adicional de aviso ao mercado, formulário eletrônico de requerimento, lâmina e prospecto.

Como vantagem, é importante mencionar que agora a companhia não possui um período de carência para realizar uma nova emissão de um mesmo tipo, de maneira que anteriormente havia uma necessidade de espera de 4 meses. Quando utilizado o rito ordinário, os procedimentos e prazos estabelecidos pela ICVM 400 devem ser seguidos, porém como principais melhorias houve um incremento no montante de lote adicional de até 25% vs. 20% anteriores e o prazo para concessão do registro foi reduzido de 10 dias úteis a partir do protocolo de vícios sanáveis para 3 dias úteis.

A administração do fundo será de responsabilidade do administrador, cujo papel principal, em linhas gerais, é de prover os serviços necessários para garantir o bom funcionamento e manutenção do veículo, que, em alguns casos podem ser prestados por ele mesmo, mas, na maioria, são realizados por terceiros por ele contratados. Além disso, o administrador é o representante legal dos cotista e possui junto a eles uma responsabilidade fiduciária.

De acordo com a instrução CVM 578/2016, o administrador fica responsável por efetuar as contratações dos prestadores de serviços mediante prévia e criteriosa análise e seleção do contratado. Alguns desses serviços previstos a serem contratados são: consultoria de investimentos; atividades de tesouraria; atividades de controle e processamento dos ativos; gestão do fundo; distribuição de cotas; escrituração da emissão e resgate de cotas; custódia de ativos financeiros; e formador de mercado para as cotas do fundo. Algumas obrigações do administrador incluem realizar o gerenciamento das cotas, organizar as reuniões e atas das assembleias de cotistas, elaborar (em conjunto com o gestor) relatórios contábeis e de resultado, fiscalizar os serviços prestados por terceiros e cumprir/fazer cumprir todas as disposições do regulamento do fundo.

O gestor também cumpre um papel essencial na estrutura do FIP. Cabe à sua competência realizar todos os estudos e as análises de investimentos, que embasarão a tese de aplicação de capital fundo. Será de responsabilidade do gestor manter o cotista sempre atualizado a respeito das teses desenvolvidas, da situação das empresas investidas, assim como apresentar laudos de avaliação de preço justo de seus ativos. O gestor atuará sempre com melhores esforços em prol dos interesses dos cotistas do fundo, buscando ao máximo a geração de valor para o patrimônio

sob sua gestão, atuando dentro da política e dos regulamentos de mandato pré-definidos para o fundo.

Os auditores, assessores jurídicos e custodiante atuam de forma complementar ao gestor e ao administrador do fundo. O auditor autônomo se certificará de que o cumprimento das normas, operações financeiras e cálculos contábeis do fundo e das investidas estão dentro dos conformes, dando um parecer independente que evitará ao máximo qualquer tipo de falha de gerenciamento do fundo, proporcionando uma organização de maior confiabilidade aos investidores, sem conflitos de interesse. Os assessores jurídicos auxiliam na estruturação do veículo de investimentos dentro dos regulamentos previstos pela CVM, além de colaborar na elaboração de documentos essenciais como acordo de cotistas, constituição da estrutura societária, avisos legais e comprometimentos de capital. Já o custodiante ou escriturador é a entidade responsável pelo armazenamento seguro das cotas e pelo registro de movimentações da carteira, sendo ela necessariamente uma instituição financeira.

Por fim, o FIP alocará os recursos captados em SPEs (Sociedades de Propósito Específico), que deterão individualmente as usinas. A SPE é um modelo de empresa destinada exclusivamente a um projeto, empreendimento ou ativo. Nesse caso, cada empresa será proprietária de uma usina e os contratos de prestação de serviço, arrendamento das terras e parecer de acesso serão feitas no nome das SPEs, de forma segregada, para que cada SPE tenha sua contabilidade própria, sem interferência entre as operações. Todo caixa gerado pelas SPEs será distribuído para o FIP, que, por sua vez, poderá utilizar esses recursos para reinvestir em novas usinas, desde que já esteja previsto no seu regulamento, antes de distribuir lucro para os investidores.

Dessa forma, o modelo societário proposto tem o propósito de reunir investidores com o mesmo objetivo, dentro de uma organização com gestão profissional, tributariamente eficiente e com uma estrutura de governança que reduzirá riscos operacionais e legais do negócio, com responsabilidade fiduciária alinhada aos interesses dos cotistas participantes.

Uma vez que há custos envolvidos na estruturação e manutenção do veículo de investimento, as seguintes premissas apresentadas na Tabela 17 foram adotadas para uma oferta do tipo 476:

Tabela 17 - Custos Envolvidos no FIP

Patrimônio Líquido do FIP			92.133.411
Assessoria Jurídica	0,38%	R\$	350.063
Estruturação	0,50%	R\$	460.667
Despesas Cartorárias	0,02%	R\$	20.004
CVM	0,03%	R\$	27.640
Anbima	0,00%	R\$	3.756
B3	0,03%	R\$	24.191
Distribuição	1,00%	R\$	921.334
Caixa Mínimo	0,50%	R\$	460.667
Despesas de Abertura do FIP	2,5%		2.268.322
Fiscalização	0,1%	R\$	46.067 /ano
Auditoria	0,1%	R\$	46.067 /ano

Administração e Custódia	0,3%	R\$	276.050 /ano
Custódia B3	0,0%	R\$	6.507 /ano
Tarifa de Utilização FIP B3	0,0%	R\$	16.637 /ano
Gestão	1,0%	R\$	921.334 /ano
Manutenção do FIP	1,4%	R\$	1.312.662 /ano

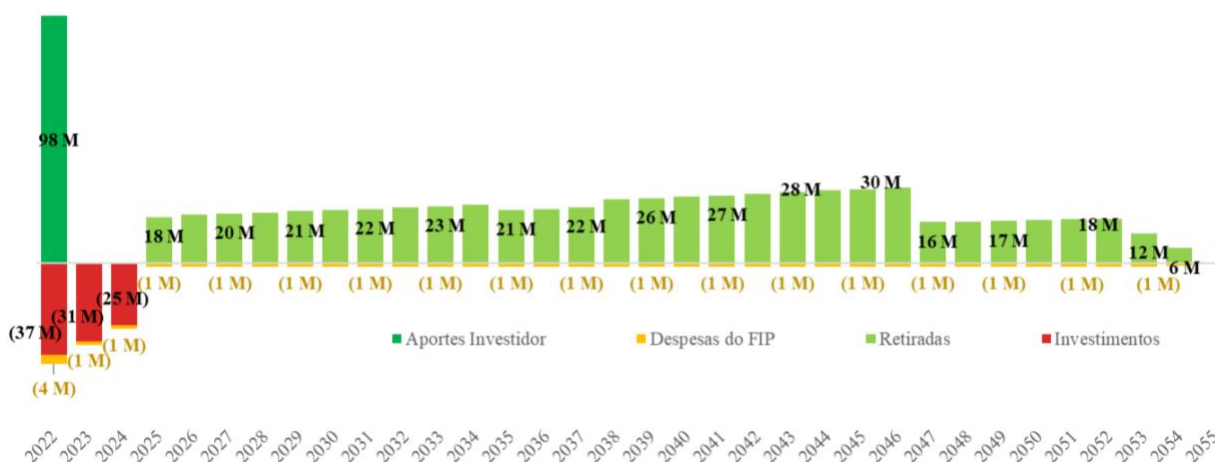
Fonte: Itaú BBA

Os gastos apresentados deverão ser supridos por aportes dos investidores. A exposição de caixa do projeto (~R\$ 92,1 milhões) foi considerada como o patrimônio líquido do fundo, base de cálculo para as despesas, de maneira que, para esse tipo de oferta haveria os seguintes custos:

- Abertura do FIP: valor de aproximadamente 2,5% do patrimônio líquido, gasto no seu ano de início, incluindo custos de assessores jurídicos, taxa da B3, CVM, Anbima, estruturação do veículo, distribuição para investidores, despesas cartorárias e um caixa mínimo para o fundo;
- Manutenção do FIP: valor de aproximadamente 1,4% do patrimônio líquido, desembolsados anualmente para cobrir custos de fiscalização, auditoria, administração e custódia, tarifas e gestão.
- Vale ressaltar que pode haver outros custos envolvidos, inclusive de encerramento do fundo, que não foram considerados.

Considerando tais premissas de despesas e custos de estruturação envolvidos combinadas ao resultado do fluxo de caixa desenvolvido na análise econômico-financeira de 9 usinas realizadas previamente, obtemos a visão do fluxo de caixa do Fundo de Investimentos em Participação que será constituído, de maneira que seu perfil de investimentos pode ser observado na Figura 36.

Figura 36 - Fluxo de Caixa Nominal do FIP



Fonte: Elaborado pelo Autor

Primeiramente, observa-se que o primeiro item para a constituição do fundo inicia-se com o aporte dos investidores, de maneira a originar os recursos que serão utilizados para o pagamento das despesas e custos iniciais do projeto. Ao realizarem tal investimento no FIP, os cotistas passam a deter uma fração do patrimônio líquido do fundo, conferindo direitos a usufruírem da participação na distribuição de resultados do mesmo. Com isso, os cotistas terão direito a se

beneficiarem da distribuição de recursos a ser realizada pelo FIP via dividendos ou eventualmente redução de capital.

Inicialmente, no âmbito da oferta com os investidores, há o comprometimento integral do capital a ser alocado no projeto, de acordo com o montante a ser aportado por cada investidor. Feito isso, este capital comprometido com o fundo fica sob a decisão do Gestor de realizar a integralização do mesmo conforme entender que é necessário. Neste caso, nota-se que há uma concentração total do capital integralizado no momento em que o fundo é constituído, de maneira que há a “chamada” de capital total para então realizar os investimentos nas SPEs em questão. Esta abordagem apresenta algumas particularidades que envolvem a rentabilidade obtida pelo cotista, visto que em virtude de o Gestor ter integralizado todo o capital inicial, ele possuirá uma necessidade de rentabilizar o caixa que não foi alocado, de maneira que as modalidades de investimento permitidas usualmente se aproximam da taxa livre de risco, fazendo com que o caixa excedente esteja sendo rentabilizado a uma taxa inferior a rentabilidade esperada no projeto. Este fator leva a uma redução da TIR quando analisamos todo o fluxo esperado do projeto, visto que temos uma saída de caixa inicial significativa.

Uma alternativa a essa situação seria realizar a integralização em partes do capital comprometido, fazendo com que à medida que os investimentos nas usinas fossem realizados o Gestor realizaria a integralização e alocação do recurso, reduzindo significativamente o excedente de caixa e alocando o capital à taxa de retorno do projeto. Porém, apesar de numericamente mais vantajoso, muitas vezes é importante realizar a integralização total do capital comprometido de uma única vez, pensando no tipo de investidor que está alocando o capital, onde podemos ter pessoas físicas ou jurídicas. No caso de pessoas jurídicas constituídas de outros fundos de investimento, temos situações em que há a necessidade de alocação de capital em determinados veículos com características específicas para realizar o “enquadramento” do fundo em categorias desejadas, que necessitam de uma alocação mínima em determinado tipo de ativo. Quando isso não ocorre e o fundo fica “desenquadrado”, pode ocorrer uma série de punições para o investidor institucional, fato que é evitado quando se realiza a integralização do capital de maneira única e pontual, além do fato de que quando são realizadas múltiplas integralizações, podem incorrer custos de liquidação, custódia, registro e negociação envolvendo os ativos do fundo, onerando ainda mais o cotista. Dessa forma, buscou-se adotar a integralizar única do capital comprometido, ainda que possam haver alternativas para se obter uma TIR mais elevada.

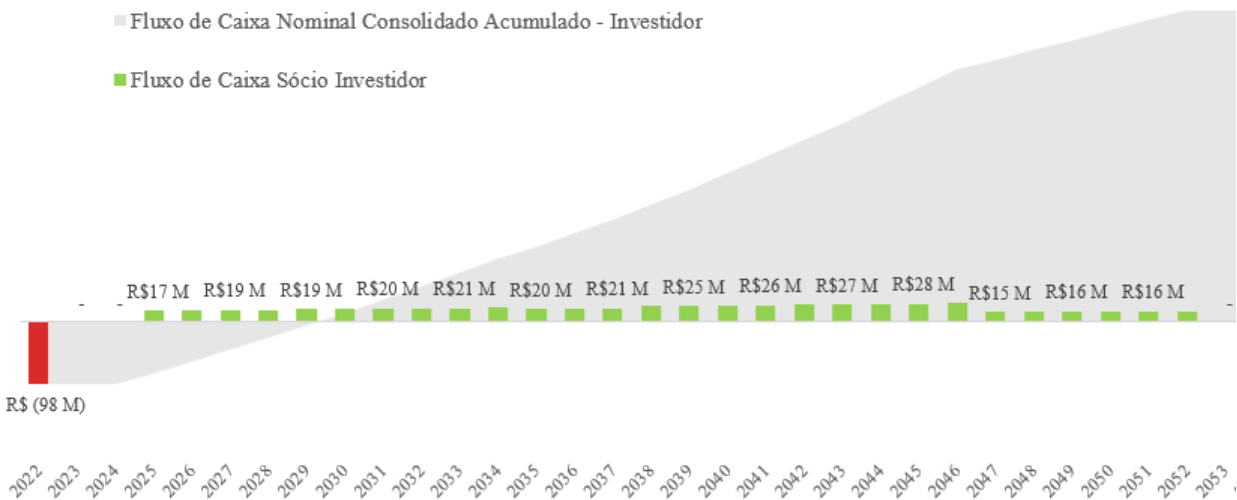
O segundo item apresentado no fluxo de caixa do FIP consiste nas despesas do fundo, inicialmente retratadas pela saída dos custos de estruturação envolvidos. Tais custos, conforme apresentados, serão pagos diretamente pelos cotistas, durante o aporte no fundo, e, a depender do tamanho do fundo em questão, podem representar um ponto negativo na etapa de estruturação. Nesta operação, os custos de abertura envolvidos representam cerca de 2,5% do valor necessário a ser aportado pelos cotistas, o que é um valor adequado tendo em vistas as emissões que ocorreram no mercado de capitais, onde, de acordo com os prospectos publicados na CVM, os custos envolvidos nas emissões são percentualmente mais elevados. Além disso, há a necessidade de pagamento da taxa de administração para o gestor do fundo, evidenciada pela despesa recorrente em todos os anos de operação.

O terceiro e talvez o ponto principal de análise no fluxo de investimento do FIP consiste nas retiradas, oriundas dos dividendos que são pagos pelas SPEs, proprietárias das usinas, para o fundo e então são pagos aos cotistas, de maneira que todo o caixa gerado pelas usinas em questão

é distribuído. Em seguida, nota-se o item relacionado aos investimentos, que consistem na estruturação de cada SPE conforme cronograma comentado anteriormente, de maneira que tais investimentos ocorrem pontualmente no início da operação.

Finalmente, o fluxo de caixa do investidor é demonstrado na Figura 37, considerando todos os investimentos, gastos com o fundo e dividendos a receber.

Figura 37 - Fluxo de Caixa Nominal do Investidor



Fonte: Elaborado pelo Autor

O fluxo efetivo para o investidor demonstra que é necessário um aporte total de R\$ 98 milhões, realizado no primeiro ano de projeto, que lhe proporcionará um retorno real (inflação +) de 13,9% a.a. Além disso, os dividendos na estabilidade da operação projetados para o investidor representam um *yield* anual de 20% e os seus fluxos descontados a uma taxa real de 6,2% a.a. resultam em um VPL de R\$ 63,1 milhões, conforme apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Indicadores de Resultado

Indicadores de Resultado do Investidor	
Exposição de Caixa Nominal	(98,3) M
Resultado Nominal	491,8 M
Resultado Real	264,7 M
Resultado em VPL @ 6,2% a.a.	63,1 M
Payback	8 anos
MOI Nominal	6,0x
MOI Real	3,8x
Yield Cash-on-Cash	20%
TIR Nominal	17,4% a.a.
TIR Real	IPCA +13,9% a.a.

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os resultados do investidor foram calculados brutos de eventuais taxas de performance cobradas pelo gestor do fundo, porém, estão já líquidos de impostos.

Os principais impactos no resultado do investidor, que reduzem sua TIR em relação à do projeto, são os gastos com a estrutura do veículo de investimento e a chamada de capital integral antecipada às efetivas exposições de caixa do projeto.

5 Conclusão

O estudo teve como objetivo apresentar uma alternativa de investimento para o investidor que desejasse ter seu capital protegido da inflação e com retornos atrativos, perante o atual custo de oportunidade no mercado de capitais. As Usinas Solares Fotovoltaicas se encaixam nesse perfil de ativo e, além disso, se apresentam como uma alternativa interessante, dado o crescimento do setor no país nos últimos anos somado com sua contribuição para diversificação e renovação da matriz energética brasileira.

Para tanto, foi possível analisar que um investimento nesse setor, por meio de um Fundo de Investimento em Participações (FIP), é um formato estruturado e eficiente para se obter retornos reais, acima da inflação, em um cenário macroeconômico instável com altas pressões inflacionárias.

A TIR do projeto foi satisfatória e apresentou resultados atrativos quando comparados com investimentos disponíveis ao investidor pessoa física, além de contar com uma assimetria positiva de risco-retorno, sendo o maior risco na construção em etapas iniciais do projeto. Ademais, pelos resultados da análise de sensibilidade, mesmo em cenários mais pessimistas, o projeto ainda entrega resultados líquidos positivos e acima dos juros reais médios de títulos públicos de longo prazo, o que demonstra resiliência do modelo de negócios, pois, até em cenários de estresse, ele é capaz de preservar o capital investido e ainda consegue gerar retornos consistentes e atrativos.

Por fim, por ser uma forma de investimento que aparenta ser mais sofisticada, o conhecimento do investidor “comum” sobre esta modalidade ainda é restrito, o que torna esta modalidade pouco difundida. Nos últimos anos, o mercado de capitais vem se tornando cada vez mais acessível e, com isso, espera-se que tais classes de ativos também se tornem mais comuns e ganhem mais visibilidade, possibilitando maior acesso a novos investidores e democratizando o mercado de capitais.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (AIE). **Energizing Development: Brazil's Energy Landscape.** Paris, França: AIE, 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/energizing-development-brazils-energy-landscape>. Acesso em: 07 abr. 2023.

ANEEL. **Acompanhamento da Implantação das Centrais Geradoras de Energia Elétrica.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaMGYyZWl0NzgtMGRlOC00M2ZjLTljZDYtZTVkYjIjZjZjZDBkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LVVjYTctNDZhMi05MmQ0LVVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 3 mai. 2022.

ANEEL. **Outorgas.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/outorgas>. Acesso em: 15 jun. 2022.

ANEEL. **Ranking das Tarifas.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/ranking-das-tarifas>. Acesso em: 20 mai. 2022.

ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL SIGA**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibGZyZWVjYjZDYtZTVkYjZjZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 3 mai. 2022.

ANEEL. **Tarifas**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 30 mar. 2022.

B3 BRASIL. **Fundos de Investimento em Participações (FIP)**. Disponível em: https://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/negociacao/renda-variavel/fundos-de-investimento-em-participacoes-fip.htm. Acesso em: 1 jun. 2022.

CANAL SOLAR. **Lei 14.300: principais mudanças do Marco Legal da GD**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/lei-14-300-principais-mudancas-do-marco-legal-da-gd/>. Acesso em: 30 jun. 2022.

DECRETO Nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a Lei no 10.831, de 23 de dezembro de 2003, que dispõe sobre a agricultura orgânica, e dá outras providências**. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 02 ago. 2004. Seção 1, p. 7. Acesso em: 07 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/planos-de-energia>. Acesso em: 07 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, mar. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletins-mensais-monitoramento-sistema-eletrico-brasileiro>. Acesso em: 07 abr. 2023. EPE. **BEN - Séries Históricas e Matrizes**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 22 abr. 2022.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: 26 abr. 2022.

EPE. **Plano Nacional de Energia - 2050**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 1 mai. 2022.

FILE MANAGER. **Prospecto de Oferta Pública**. Disponível em: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/60c05149-5304-4d58-8e05-069e4c767e74/31147262-3990-457d-8838-5f4fc52172c2_M2.-5-Prospecto-Vinci-Energia.pdf. Acesso em: 5 mai. 2022.

GOVERNO FEDERAL. **Ofertas Públicas de Distribuição**. Disponível em: <https://www.gov.br/investidor/pt-br/investir/como-investir/ofertas-publicas-de-distribuicao>. Acesso em: 2 mar. 2022.

KURTZ, D. C. J. A. S. R. Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review. **NREL**, Estados Unidos, v. 1, n. 1, p. 1-30, jun./2012. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>. Acesso em: 16 ago. 2022.

Martins, E., Diniz, J. A., & Miranda, G. J. (2012). **Análise avançada das demonstrações contábeis: uma abordagem crítica**. São Paulo: Atlas.

ABRADEE. **Visão Geral do Setor**. Disponível em: <https://www.abradee.org.br>. Acesso em: 20 abr. 2022.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. ENERGIA SOLAR NO BRASIL: SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS. **Consultoria Legislativa**, Brasil, v. 1, n. 1, p. 1-46, mar./2017.

PÓVOA, Alexandre. **Valuation: Como Precificar Ações**. 3. ed. Brasil: GEN Atlas, 2021. p. 1-528.

RECEITA FEDERAL. **Capítulo XIII - IRPJ - Lucro Presumido 2021**. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/declaracoes-e-demonstrativos/ecf/perguntas-e-respostas-pessoa-juridica-2021-arquivos/capitulo-xiii-irpj-lucro-presumido-2021.pdf>. Acesso em: 8 set. 2022.

TARIFA ELEKTRO. **TABELA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA**. Disponível em: https://www.neoenergiaelektro.com.br/Media/Default/Elektro/NEOENERGIA%20ELEKTRO_TARIFAS%20DE%20ENERGIA%20ELÉTRICA_23%20AGOSTO_2022_REH%20Nº%203100%20-%20Grupo%20B.pdf. Acesso em: 3 set. 2022.

XP INVESTIMENTOS. **A vez dos Fundos de Investimento em Participações (FIPs): Entenda tudo sobre essa classe de ativos**. Disponível em: <https://conteudos.xpi.com.br/aprenda-a-investir/relatorios/a-vez-dos-fundos-de-investimento-em-participacoes-fips-entenda-tudo-sobre-essa-classe-de-ativos/>. Acesso em: 4 jul. 2022.