PEDRO HENRIQUE FONTAN DUBOIS BRITO

PEDRO TAVARES MENDES

Análise de viabilidade econômica em geração compartilhada em diferentes estados

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

Orientador: Bruno Fânzeres dos Santos

Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, 04 de julho de 2024.

RESUMO

Diante da crescente necessidade de transição para fontes de energia renováveis, este estudo aprofunda a análise da viabilidade econômica da geração compartilhada de energia solar em diferentes localidades do Nordeste e Sudeste brasileiro. Motivado pelo avanço das tecnologias de geração e pelas mudanças na legislação, como a Lei 14.300/2022, o objetivo central é identificar as localidades mais promissoras para a implementação de usinas fotovoltaicas sob a ótica do investidor.

A pesquisa se baseia em metodologias de análise financeira, incluindo o fluxo de caixa descontado e indicadores financeiros. A avaliação considera variáveis como geração de energia, custos de arrendamento, componentes tarifários e impostos estaduais, revelando diferenças significativas nos indicadores financeiros entre as diferentes regiões.

Os resultados obtidos neste estudo fornecem aos investidores uma visão completa da viabilidade econômica da geração compartilhada de energia em diferentes cenários, permitindo a tomada de decisões financeiras. Dentre os resultados obtidos, o caso da Light no Rio de Janeiro se destacou como o melhor cenário, apresentando uma taxa interno de retorno de 25,88% a.a. e um payback-descontado de 8,85 anos. Já o caso do Maranhão, obteve o pior resultado do estudo, necessitando de uma análise de sensibilidade para avaliar sua viabilidade.

Palavras-chave: Sustentabilidade, Energia Solar, Geração Distribuída, Análise de viabilidade econômica, Análise de Sensibilidade, Fluxo de Caixa Descontado, Indicadores Financeiros.

ABSTRACT

Driven by the escalating demand for renewable energy sources, this study delves into a comprehensive analysis of the economic viability of shared solar energy generation across diverse locations in Northeast and Southeast of Brazil. Motivated by advancements in generation technologies and legislative changes such as Law 14.300/2022, the primary objective is to identify the most promising localities for the implementation of photovoltaic power plants from an investor's perspective.

The research is grounded in financial analysis methodologies, encompassing discounted cash flow and financial indicators. The evaluation considers variables such as energy generation, lease costs, tariff components, and state taxes, revealing significant disparities in financial indicators among the different regions.

The findings of this study provide investors with a comprehensive understanding of the economic viability of shared energy generation across various scenarios, enabling informed financial decisions. Among the results, the Light case in Rio de Janeiro emerged as the most promising option, exhibiting an internal rate of return of 25.88% per year and a discounted payback period of 8,85 years. In contrast, the Maranhão case presented the least favorable outcome, requiring sensitivity analysis to assess its feasibility.

Key-Words: Sustainability, Solar Energy, Distributed Generation, Economic Feasibility Analysis, Sensitivity Analysis, Discounted Cash Flow, Financial Indicators.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 9
2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO 11
2.1 Matriz Energética e Elétrica Brasileira 11
2.2 Energia Solar no brasil 13
2.3 O Sistema Fotovoltaico 14
2.3.1 Sistema Solar Off-Grid 14
2.3.2 Sistema Solar On-Grid 14
2.3.3 Sistema Solar Híbrido 15
2.4 Composição tarifária 16
2.4.1 Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) 16
2.4.2 Tarifa de Energia (TE) 17
2.4.3 TUSD Geração 17
2.4.4 Peso das componentes 17
2.5 Geração distribuída 18
2.5.1 Marcos legais da geração distribuída 18
2.5.2 Grupos tarifários 20
3. METODOLOGIA 21
3.1 Método para Análise de Viabilidade Econômica 21
3.1.1 Estimativa de Receita 21
3.1.2 Geração de Energia 21
3.1.3 Tarifa de Energia 23
3.1.4 Deduções da Receita 24
3.1.5 Estimativa dos Custos e Despesas 24
3.1.5.1 CAPEX (Capital Expenditures) 24
3.1.5.2 OPEX (Operating Expenses) 24
3.1.6 EBITDA - LAJDIR 25
3.1.7 Depreciação e Amortização 25
3.1.8 EBIT 25

3.1.9 Despesas Financeiras 25
3.1.10 EBT 25
3.1.11 Fluxo de Caixa 26
3.1.12 Fluxo de Caixa Descontado (DFC) 26
3.1.13 Custo de Capital 26
3.1.14 Taxa Livre de Risco 27
3.1.15 Prêmio de Risco do Mercado 27
3.1.16 Beta 28
3.1.17 IPCA 29
3.1.18 IGP-M 30
3.2 Indicadores Financeiros 30
3.2.1 Valor Presente Líquido (VPL) 30
3.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR) 31
3.2.3 PAY-BACK Descontado 31
3.2.4 LCOE 32
3.3 Método de correlação de variáveis 32
4. ESTUDO DE CASO 33
4.1 Premissas do estudo 33
4.1.1 Potência Instalada 34
4.1.2 Impostos Federais 34
4.1.3 CAPEX 34
4.1.3.1 Sistema Fotovoltaico 35
4.1.3.2 Subestações e cabeamento 36
4.1.3.3 Estudos e construção 37
4.1.4 Custos de venda de energia 37
4.2 Caso Light 37
4.2.1 Tarifa de aplicação 37
4.2.2 Arrendamento do terreno 38
4.3 Demais localidades estudadas 38

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES 39
5.1 Caso Light 39
5.2 Resultados Gerais 42
5.2.1 Resumo geral dos indicadores por estado 44
5.3 Análise de sensibilidade 46
5.3.1 Desconto ofertado 46
5.3.2 Modelo de aquisição do terreno 47
5.3.3 Endividamento Líquido 47
6. CONCLUSÃO 49
7. BIBLIOGRAFIA 50

Figura 1- Mapa de irradiação no Brasil 11
Figura 2 - Matriz Energética Brasileira (EPE, 2024) 12
Figura 3 - Matriz Elétrica Brasileira (EPE, 2024) 12
Figura 4 - Sistema OffGrid (Minha Casa Solar, 2023) 14
Figura 5 - Sistema OnGrid (NeoSolar, 2023) 15
Figura 6 - Sistema Híbrido (NeoSolar, 2023) 16
Figura 7 - Componentes tarifários da TUSD 16
Figura 8 - Diagrama de perdas (Autor, 2024) 22
Figura 9 - Probabilidade de geração (Autor , 2024) 23
Figura 10 - Parâmetros de entrada no PVSyst (O autor, 2024) 36
Figura 11 - Perda de eficiência dos módulos 36
Figura 12 - Fluxo de caixa projetado - Light (25 Anos) 39
Figura 13 - Fluxo de caixa, Fluxo de caixa descontado e Saldo acumulado 41
Figura 14 - Irradiação x Geração 42
Figura 15 - TIR x Geração 43
Figura 16 - LCOE x Geração 43
Figura 17 - TE x VPL 44
Figura 18 - TIR x TUSD G 44
Figura 19 - TIR por Estado 45
Figura 20 - VPL x Desconto ofertado 47
Figura 21 - TIR e VPL por Endividamento Líquido 48

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Custos do OPEX 24
Tabela 2 - Beta por empresa 29
Tabela 3 - Premissas gerais 34
Tabela 4 - Custos do CAPEX 35
Tabela 5 - Tarifas de aplicação Light 38
Tabela 6 - Premissas consideradas por cenário 38
Tabela 7 - Fluxo de caixa projetado - Light (25 Anos) 40
Tabela 8 - Indicadores financeiros - Light 41
Tabela 9 - Resumo dos indicadores por estado 45
Tabela 10 - Sensibilidade dos indicadores para variação do desconto ofertado 46
Tabela 11 - Arrendamento x Aquisição 47

1. INTRODUÇÃO

Uma grande preocupação em relação ao futuro da humanidade é a deterioração do meio ambiente. Ações humanas relacionadas à exploração e dependência de combustíveis fósseis (como petróleo, carvão, gás, entre outros…) são responsáveis pela emissão significativa de dióxido de carbono e outros gases de efeito estufa. Cerca de 90% das emissões de dióxido de carbono são geradas pela utilização de combustíveis fósseis (ZIMON et al.,2023).

Neste contexto é de grande importância analisar políticas energéticas e climáticas relacionadas com transição energética e descarbonização, pois a continuação do uso de combustíveis fósseis perdurará o impacto negativo das alterações climáticas (DALEI et al.,2024).

Em muitos países, a utilização de usinas fotovoltaicas (UFV) para gerar energia tem sido cada vez mais vista como uma opção para mitigar os impactos ambientais ligados às mudanças climáticas e à dependência de combustíveis não-renováveis. (FERREIRA et al.,2018).

Segundo Hampl (2024), no Brasil, a eletricidade tem grande potencial de ser ainda mais limpa, isenta de carbono, acessível e eficiente gerada a partir de fontes de energias renováveis, como é o caso do uso da energia solar.

Nesse contexto, o Brasil, devido a sua localização na zona intertropical, possui um grande potencial para a produção de energia por meio de células fotovoltaicas. Em zonas remotas, o uso da energia solar proporciona vantagens em relação à rede elétrica básica tradicional (FERREIRA et al.,2018).

Com a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 no ano de 2012, entrou em vigor no Brasil o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e a Geração Distribuída (GD) (ANEEL, 2013).

A GD é implementada por meio do SCEE que permite que as unidades geradoras produzam energia e injetem na rede de energia elétrica da concessionária, gerando assim créditos que podem ser consumidos posteriormente por ela ou por outra unidade consumidora desde que dentro da mesma área de concessão. A GD é formada por pequenas unidades geradoras de energia localizadas próximas ao local de consumo e prioriza fontes renováveis como hídrica, eólica e solar. (WEG, 2024)

Segundo ANEEL (2023), políticas públicas de incentivo às fontes de energia renováveis, como o caso da Lei 14.300/2022, mais conhecida como o Marco-legal da Geração

Distribuída, aprimoraram as regras para microgeração e minigeração e impulsionaram o crescimento da GD no Brasil.

E em meio a este cenário de crescimento da GD, o objetivo deste trabalho é estudar diferentes localidades no brasil, analisando a relação entre a geração e o preço da tarifa de energia, buscando entender assim, quais as melhores localidades para implantar uma UFV pela ótica de um investidor através dos indicadores econômicos.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Os mapas de irradiação solar demonstram o grande potencial para exploração da energia solar no Brasil com destaque para a região do Nordeste, a qual foram encontrados os maiores valores de irradiação. Todo o território brasileiro recebe maior irradiância do que em países europeus onde há projetos de usinas fotovoltaicas (Martins et. al, 2007).

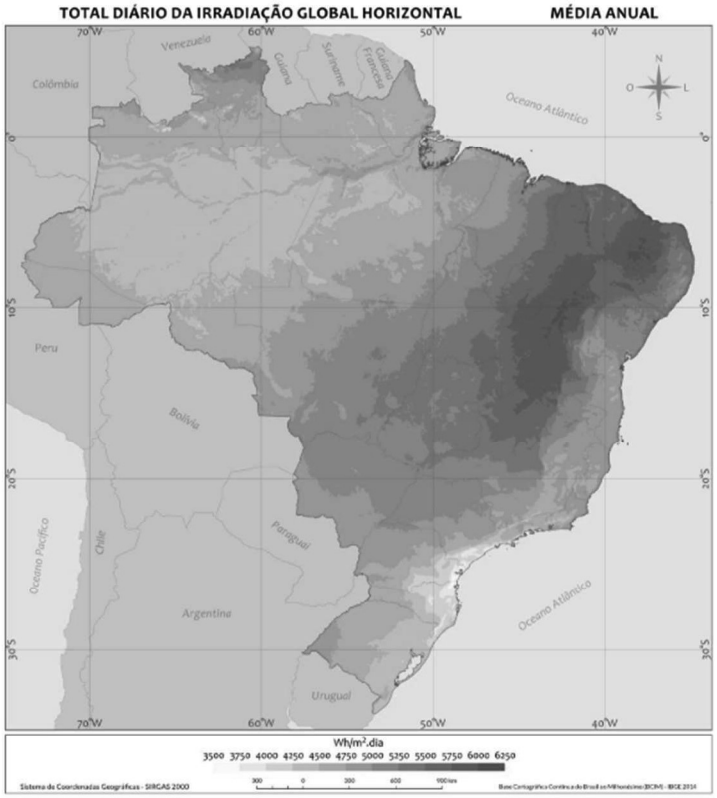

Figura 1- Mapa de irradiação no Brasil

Impulsionada por fatores como a Lei nº 14.300/2022, a energia solar e a geração distribuída mostram um caminho para um futuro promissor e tem apresentado um crescimento exponencial no Brasil nos últimos anos. Segundo a EPE (2024), cerca de metade da matriz Energética e 85% da Matriz Elétrica Brasileira são compostas por fontes renováveis e este percentual está aumentando ao longo do tempo. O cenário é favorável em termos de recursos naturais, potencial para geração de energia solar, políticas públicas e desenvolvimento tecnológico.

2.1 Matriz Energética e Elétrica Brasileira

A matriz elétrica, componente da matriz energética, compreende o conjunto de fontes de energia utilizadas para a geração de eletricidade. Já a matriz energética abrange todas as formas de energia utilizadas em um país, incluindo combustíveis fósseis, biomassa e outras fontes não elétricas.

Ao analisar a matriz elétrica, é possível identificar a participação de cada fonte na geração de energia, como hidrelétrica, eólica, solar, térmica, nuclear, entre outras. Essa análise fornece informações valiosas sobre a diversificação da matriz elétrica, a segurança energética e o impacto ambiental da geração de eletricidade. A diversificação da matriz, por meio da integração de fontes renováveis e tecnologias inovadoras, é crucial para garantir um futuro energético sustentável e resiliente.

Pode-se observar na Figura 2, a Matriz Energética Brasileira fornecido pela Empresa de Pesquisa Energética indica que a somando de lenha e carvão vegetal, hidráulica, derivados de cana, eólica e solar e outras renováveis totalizam 47,4%, quase metade da nossa matriz energética.

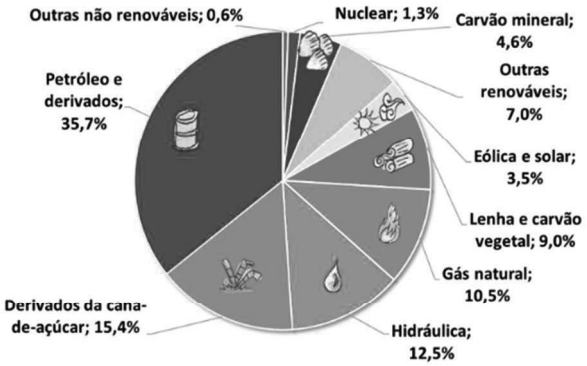

Figura 2 - Matriz Energética Brasileira (EPE, 2024)

Já a Figura 3, referente à Matriz Elétrica Brasileira revela que esta é predominantemente mais renovável em comparação com a Matriz Energética, devido à significativa contribuição das usinas hidrelétricas na geração de energia elétrica no país e o crescimento da eólica e solar.

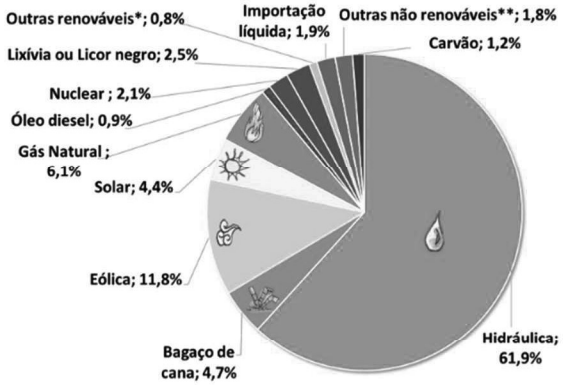

Figura 3 - Matriz Elétrica Brasileira (EPE, 2024)

Segundo a análise elaborada na Resenha Energética Brasileira de 2023 divulgada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com dados referentes ao ano de 2022, o Brasil teve um crescimento significativo das fontes renováveis na matriz energética do país.

Na matriz energética, o ano de 2022 foi um ano com expansão recorde das fontes renováveis, com ênfase na geração solar fotovoltaica através da modalidade de Geração Distribuída (GD). A energia solar registrou um crescimento de 20%, enquanto as demais fontes renováveis, como a hidráulica e a eólica, registraram um crescimento respectivamente de 14% e 20%. Na matriz elétrica, a solar apresentou um crescimento expressivo de 79,8%, a geração hidráulica teve um aumento de 17,7% e a eólica de 12,9%.

As políticas públicas de incentivo às fontes renováveis e à Micro e Minigeração Distribuída (GD) impulsionaram a instalação de energia fotovoltaica nos setores residencial e comercial. A Lei nº 14.300/2022, que consolidou o marco legal da GD, assegurou a isenção da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) até 2045 para sistemas implantados ou com solicitações de acesso protocolados até 07/01/2023, além de permitir isenção parcial conforme uma regra de transição para sistemas implantados até 31 de dezembro de 2028. Esse cenário propiciou um incremento na instalação de sistemas de energia fotovoltaica nos segmentos residencial e comercial.

2.2 Energia Solar no brasil

Nos últimos anos o Brasil tem experimentado a ascensão da energia solar, com um aumento de 2,5 GW em 2022 e mais de 3 GW em 2023 (MME,2023), o país está demonstrando o compromisso com a expansão da capacidade. Esse crescimento substancial é impulsionado não apenas pela conscientização ambiental, mas também por incentivos governamentais e avanços tecnológicos que tornam usinas fotovoltaicas uma opção cada vez mais viável e competitiva no mercado energético brasileiro.

A expansão contínua da energia solar abre caminho para uma matriz energética mais diversificada e sustentável, reduzindo a dependência de fontes não renováveis e contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas.

Por outro lado, a expansão da fonte solar por meio da GD também apresenta desvantagens, como por exemplo a dependência de condições climáticas que resulta em geração de energia irregular, a complexidade do gerenciamento da rede elétrica causado pela integração de múltiplas unidades geradoras em GD e os desafios regulatórios do país.

2.3 O Sistema Fotovoltaico

A escolha do tipo de sistema solar fotovoltaico depende das necessidades e objetivos do consumidor, para isso, existe a segmentação em sistema solar Off-grid (desligado da rede), On-grid (ligado a rede) e o Híbrido (ligado ou desligado da rede).

2.3.1 Sistema Solar Off-Grid

Um sistema solar off-grid (Figura 4), também conhecido como sistema isolado ou autônomo, proporciona a não dependência da rede elétrica da concessionária/distribuidora. A energia é gerada através de painéis fotovoltaicos, e armazenada em baterias para uso posterior, viabilizando o consumo de energia elétrica em locais remotos ou onde a rede elétrica não está disponível.

Este sistema é composto por painéis solares, controladores de carga, banco de baterias e inversor e pode ser dimensionado de acordo com a demanda energética do local, desde pequenas aplicações, como iluminação e recarga de dispositivos eletrônicos até alimentar uma pequena comunidade (SOPRANO, 2023).

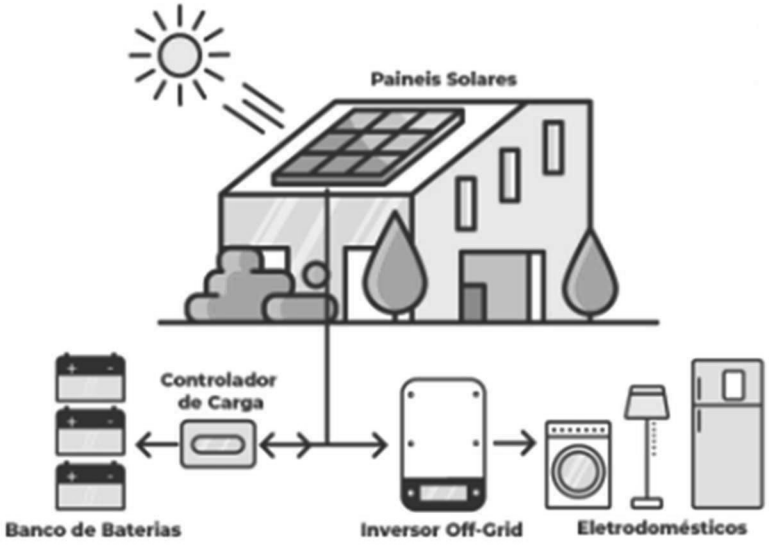

Figura 4 - Sistema OffGrid (Minha Casa Solar, 2023)

O grande desafio deste sistema é vencer o elevado custo e baixa vida útil dos bancos de baterias (LINSSEN,2015), sendo este sistema recomendado para casos em que não há o fornecimento de energia por meio convencional ou requer estabilidade de energia.

2.3.2 Sistema Solar On-Grid

O sistema On-Grid solar (Figura 5), conhecido também como conectado à rede, proporciona a economia e sustentabilidade sem a necessidade de armazenagem de energia por

bancos de baterias. Este sistema consiste na geração de energia e injeção desta na rede da concessionária, gerando assim créditos para a Unidade Geradora – UG.

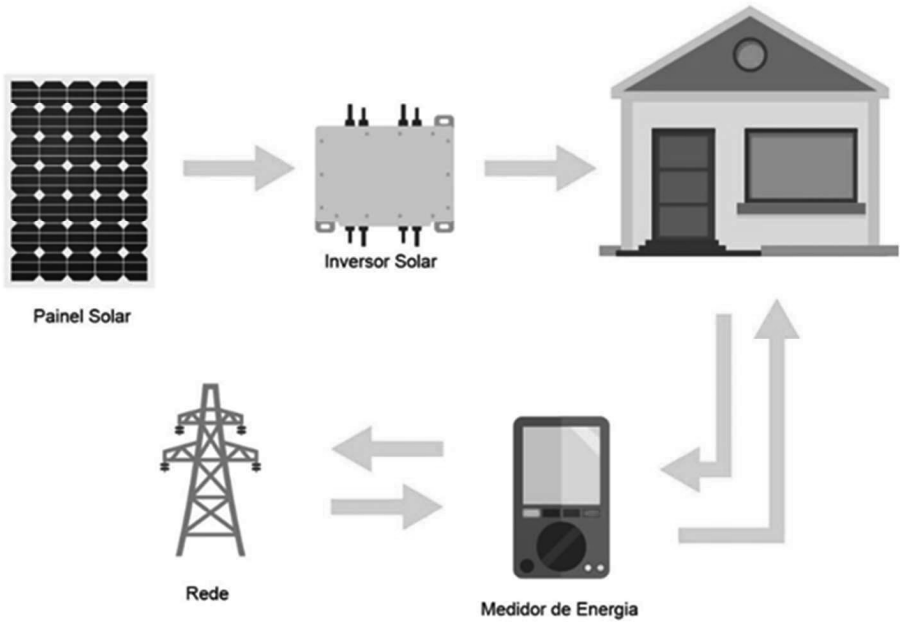

Figura 5 - Sistema OnGrid (NeoSolar, 2023)

Os módulos fotovoltaicos possuem tecnologia capaz de converter a luz solar em eletricidade sem auxílio de motores térmicos, essas células fotovoltaicas contêm camadas de material semicondutor. Os circuitos devem ser organizados em série e paralelo, para que no momento que a luz atingir a célula, os níveis de tensão e corrente sejam elevados, gerando assim energia em corrente contínua (CC). A medida desta energia gerada é mensurada como quilowatt pico (kWp) (RATHORE et al.,2021)

Já os inversores fotovoltaicos são os responsáveis pela transformação de CC gerada pelos módulos fotovoltaicos para corrente alternada (CA) que alimentará a rede. Estes devem ser dimensionados com uma potência de saída CA nominal cerca de 30% abaixo da potência nominal (kWp) do painel fotovoltaico (BURGUER, 2006).

2.3.3 Sistema Solar Híbrido

Os sistemas híbridos (Figura 6) foram introduzidos no Brasil em 2022 quando o INMETRO, através da portaria nº140/2022 incluiu os inversores híbridos no mercado brasileiro. Estes equipamentos proporcionam sistemas conectados à rede armazenarem energia de forma inteligente.

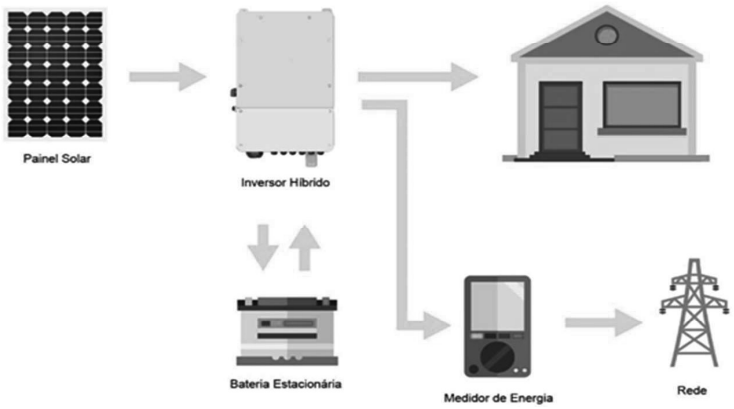

Figura 6 - Sistema Híbrido (NeoSolar, 2023)

Este modelo possibilita que em sistemas que não podem ter falta de energia tenham maior garantia de fornecimento, uma vez que caso exista interrupção no fornecimento de energia pela concessionária, o inversor híbrido aciona o banco de baterias para consumo na residência/comércio.

2.4 Composição tarifária

O preço que o consumidor final paga pela energia consumida (R$/kWh) é fruto da soma de componentes tarifários que refletem os custos de distribuição, energia e encargos adicionais. Estes componentes podem ser divididos em Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE).

2.4.1 Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A TUSD (Figura 7) está atrelada à prestação do serviço necessário para o consumo de energia elétrica e pode ser subdividida em custos de transporte, perdas e encargos.

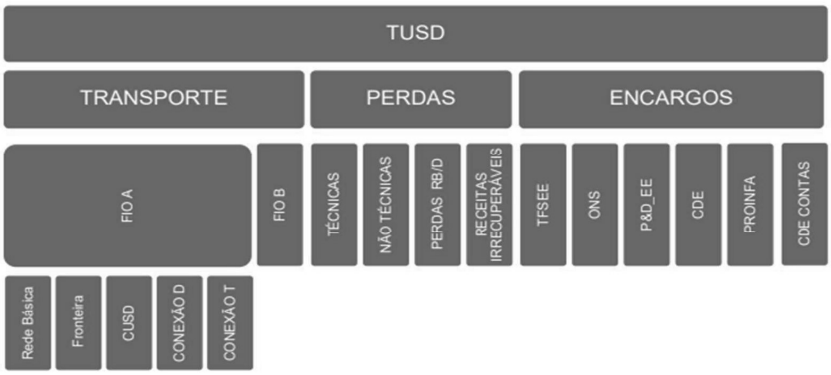

Figura 7 - Componentes tarifários da TUSD

Os principais componentes são:

Fio A: é relacionado com custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, como o uso dos sistemas de transmissão da rede básica, uso dos transformadores de potência da rede básica, uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

Fio B: é uma tarifa para cobrir os custos para o uso da rede de distribuição de energia, referente à infraestrutura da concessionária;

P&D: são os gastos da concessionária com pesquisa e desenvolvimento em eficiência energética;

TFSEE: taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica;

Perdas não técnicas: são as perdas decorrentes de ligações clandestinas e fraudes em medidores de energia, popularmente conhecidas como “gatos”.

Perdas técnicas: são as perdas de aquecimento (efeito Joule), campo elétrico (efeito Corona) e campo magnético gerados entre os condutores no transporte de energia.

2.4.2 Tarifa de Energia (TE)

A TE compreende todos os custos com a aquisição da energia , sendo composta pelo custo da energia, perdas e encargos, e é determinada pela Aneel em R$/kWh paga à concessionária pelo consumo de energia mensalmente. Essa tarifa depende do aumento ou diminuição da gestão de energia.

2.4.3 TUSD Geração

A TUSD G foi instaurada pela Lei 14.300 e é uma variação da tarifa TUSD aplicável a uma central geradora ligada a uma rede de baixa tensão, cobrada na Tarifa de Energia Elétrica. Este encargo é cobrado quando a injeção de energia for maior que o consumo de energia em uma unidade geradora.

2.4.4 Peso das componentes

Segundo a análise do marco legal da GD, elaborado pela Greener, em média a TE representa 39% da tarifa de aplicação, enquanto o Fio B representa 30,8% e o Fio A 9,3%. Os demais componentes são de menor peso.

2.5 Geração distribuída

No Brasil há dois regimes regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) sendo Geração Centralizada (GC) e Geração Distribuída (GD).

A geração centralizada consiste em usinas em áreas remotas, com mais de 5MW de potência instalada, tendo geralmente alto impacto ambiental, seja por queima de fontes não renováveis ou pela criação de represas, existem também usinas solares e eólicas que não apresentam estes impactos, porém ainda representam pequena parcela de GC. Este modelo possui maiores perdas de energia devido à transmissão, alta necessidade de manutenção preventiva e dependem de um alto investimento inicial.

As usinas em GD estão mais próximas aos consumidores (na mesma área da concessionária), possuem potência entre 75kW e 3MW (5MW para fontes despacháveis), sendo estas majoritariamente de fontes renováveis. Pelo fato de estarem próximas aos consumidores, as perdas de transmissão são reduzidas.

2.5.1 Marcos legais da geração distribuída

A Lei Nº 10.848/2004, sendo esta o marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) durante duas décadas, inseriu o termo GD no Brasil, proporcionou a realização de leilões de contratação de energia em GC. No mesmo ano, o Decreto Nº 5.163/2004 regulamentou a comercialização da energia elétrica e os procedimentos de outorga, a REN Nº 77/2004 que determinou procedimentos relacionados com a redução das tarifas de uso do sistema de transmissão/distribuição (TUST/D) para geração solar distribuída e a REN Nº 414/2010 firmou condições de fornecimento de energia elétrica.

Já em 2012 a REN Nº 482/2012 segmentou a GD em Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) com potências até 100 kW para Microgeração e entre 100 e 1000 kW para Minigeração. A normativa inseriu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), viabilizando assim que quaisquer consumidores de energia possam injetar energia na rede e ser compensado por meio de créditos. A priori a compensação destes créditos ocorria somente no mesmo CPF ou CNPJ, podendo ser utilizado com prazo de 36 meses, no mesmo local de geração ou não, desde que na mesma área de concessão. No mesmo ano, a REN Nº 502/2012 regulamentou os sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B (SANTOS, 2017).

Em 2015, a REN Nº 687/2015 mudou os limites de minigeração até 75 kW e microgeração entre 75 kW e 5.000 kW (sendo 3.000,0 kW para a fonte hídrica). Pela primeira

vez foi possível nestas modalidades de MMGD: Imóveis individuais, condomínios, cooperativas e consórcios. Alterou a validade dos créditos de 36 para 60 meses.

Os modelos de negócio em MMGD desde 2015 são:

I – Autoconsumo local: mesma unidade consumidora que injeta a energia elétrica, para ser utilizado em ciclos de faturamento subsequentes, transformando-se em créditos de energia elétrica;

II – Autoconsumo remoto: outras unidades consumidoras do mesmo consumidorgerador, inclusive matriz e filiais, atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica;

III – Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC): outras unidades consumidoras localizadas no empreendimento com múltiplas unidades consumidoras que injetou a energia elétrica; ou

IV – Geração compartilhada: unidades consumidoras de titular integrante de geração compartilhada atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

Em 2022, a Lei Nº 14.300/2022 traz mudanças consideráveis ao setor com alterações na compensação dos componentes da tarifa, em respaldos jurídicos e reduzindo também a potência de Minigeração de 5MW para 3MW para fontes não despacháveis (solar).

Anteriormente à Lei Nº14300, a compensação da energia por meio de GD era equivalente a todos os componentes da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). Com esta nova regulamentação todos os componentes da TUSD continuam sendo compensados, com exceção ao Fio B. Esta transição representa uma redução de até 36% da compensação da tarifa de aplicação, dependendo de fatores como modelo de negócio, potência da unidade geradora (UG), entre outros (GREENER, 2024).

A regra para a transição para este modelo será dada gradualmente até 2028, quando a ANEEL definirá uma nova norma para a tarifação. Para os novos empreendimentos após 2023 (ano em que a lei 14.300 entrou em vigor), a não compensação será de:

- I - 15% a partir de 2023;
- II - 30% a partir de 2024;
- III - 45% a partir de 2025;
- IV - 60% a partir de 2026;
- V - 75% a partir de 2027;

- VI - 90% a partir de 2028;

A partir de 2029 será disposta uma nova regra de compensação para GD. Este modelo de compensação se chama GDII, em outros casos, a não compensação de energia pode ser dada por 100% do Fio A, 40% do Fio B e 100% dos encargos de P&D e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

2.5.2 Grupos tarifários

No Brasil, a ANEEL classifica as unidades consumidoras em dois grandes grupos tarifários: grupos A e B, com base na tensão de fornecimento e no perfil de consumo. Essa divisão visa garantir um sistema tarifário mais justo e equilibrado, adequando os preços da energia aos diferentes cenários de cada tipo de consumidor.

O grupo A possui como característica maior consumo e demanda, a tarifação é composta pela cobrança de energia e pela potência (demanda) contratada. As tensões de fornecimento são acima de 2,3 kV sendo divididos em seis grupos:

- A1: Grandes consumidores industriais e comerciais;
- A2: Grandes consumidores de serviço público;
- A3: Consumidores de serviço público e pequenos consumidores industriais e comerciais;
- A3a: Consumidores de serviço público e pequenos consumidores industriais e comerciais em Média Tensão (MT);
- A4: Consumidores de MT;
- AS: Consumidores de sistemas subterrâneos;

Já o grupo B são referentes aos consumidores de menor porte, sendo eles na maioria das vezes residenciais, a tarifação para este grupo é composta de apenas uma componente, diferenciando apenas a faixa horária (branca e azul) e o fornecimento de energia ocorre em Baixa Tensão (BT). O Grupo B possui quatro subgrupos:

- B1: Residencial;
- B2: Rural;
- B3: Demais classes (comercial, industrial, serviços públicos);
- B4: Iluminação Pública;

3. METODOLOGIA

Este capítulo apresenta os critérios empregados na análise de viabilidade econômica do presente estudo. O objetivo central é indicar a metodologia e os fundamentos por trás do custo de capital, o custo médio ponderado de capital, o Fluxo de caixa, o Fluxo de Caixa Descontado (DFC) e por fim, os indicadores econômicos da mesma usina fotovoltaicas de GD em diferentes localidades do Brasil.

3.1 Método para Análise de Viabilidade Econômica

O processo de avaliação de um projeto desempenha um papel importante como ferramenta de gerenciamento de negócios e de análise de tomada de decisões. A metodologia empregada neste trabalho é amplamente utilizada no contexto de projetos de investimento. De acordo com Damodaran (2007) uma das principais abordagens para realizar uma avaliação econômica é a avaliação por fluxo de caixa descontado.

A partir das estimativas de custos, despesas e receitas para os 25 anos de projeto, foi elaborado o Fluxo de Caixa e foi feita uma avaliação pelo método do Fluxo de Caixa Descontado, onde o valor do projeto está ligado ao que se espera dele, ou seja, à sua capacidade de geração de benefícios futuros. A taxa de desconto utilizado na avaliação é o CAPM (Modelo de Precificação de Ativos de Capital).

3.1.1 Estimativa de Receita

A estimativa da receita leva em consideração a geração estimada de energia multiplicada pela tarifa faturada (tarifa da concessionária – desconto ofertado – fio B).

3.1.2 Geração de Energia

Segundo o Instituto Solar (2020), o Software PVSyst é preciso nos resultados e pode calcular perdas até mesmo por sombreamento e sujeira nos módulos, além de estimar a energia produzida considerando a eficiência de cada equipamento do sistema fotovoltaico . A estimativa da geração de energia da UFV foi realizada através do PVSyst v6.83.A Figura 8 indica a previsão de geração anual considerando as perdas sistêmicas.

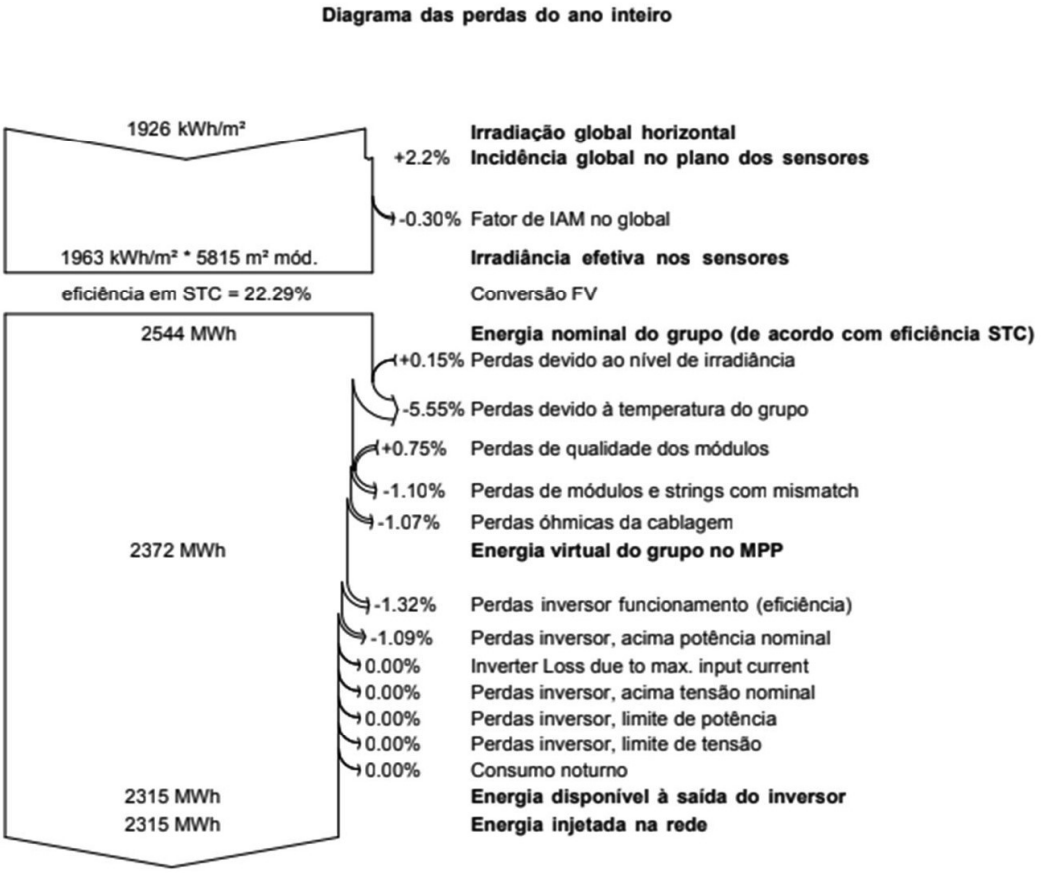

Figura 8 - Diagrama de perdas (Autor, 2024)

Pode-se observar na Figura 8 a irradiação incidente sob a área total dos módulos gerando uma energia nominal, sem perdas, em sequência traz as perdas até injetar na rede. Para garantir a confiabilidade e conservadorismo no cálculo, será considerada a geração com maior probabilidade de realização (estimativa P90), de acordo com a figura 9.

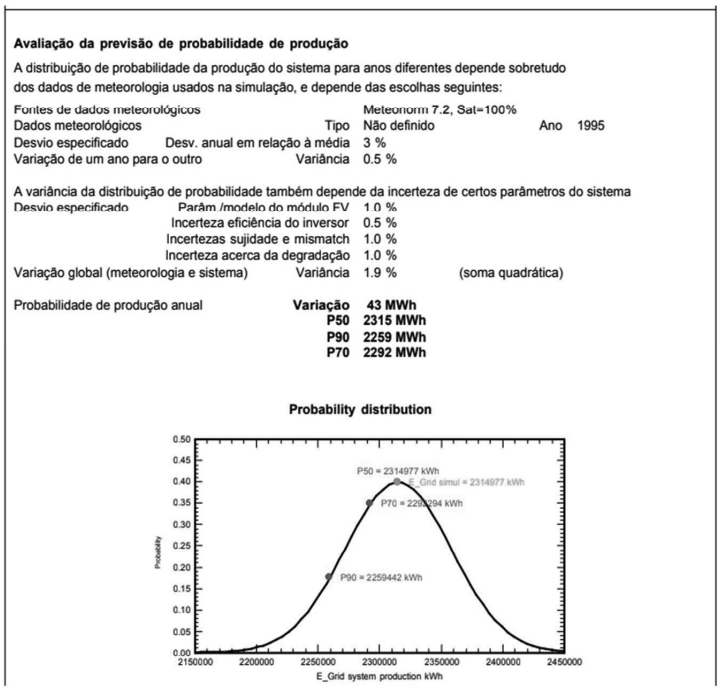

Figura 9 - Probabilidade de geração (Autor , 2024)

3.1.3 Tarifa de Energia

A tarifa de energia local é um fator crucial para a viabilidade do projeto, pois define o valor que a usina receberá pela venda da energia gerada. A tarifa varia de acordo com a região, o tipo de consumidor e a modalidade tarifária.

Para este estudo foi considerada a fórmula da tarifa de aplicação pela concessionária:

$$Tarifa\ de\ aplicação = \frac{TUSD + TE}{(1 - PIS - COFINS) * (1 - ICMS)}$$

E para calcular a tarifa faturada pela UFV em regime GDII considerou-se:

Tarifa Faturada = Tarifa de aplicação*(1-Desconto Cliente)- Impacto Fio B

Onde:

- Desconto cliente = Desconto percebido pelo cliente, dado em %;
- Impacto Fio B = Regra de não compensação (GDII) * Fio B;

O impacto do Fio B é dado pela regra de compensação de GDII, sendo a progressão de 15% em 2023 até 90% em 2028, visto a imprevisibilidade no valor da tarifa para os anos seguintes, foi considerada a manutenção da mesma taxa de não compensação. O desconto percebido pelo cliente é dado por uma porcentagem da tarifa da concessionária.

3.1.4 Deduções da Receita

O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) varia em função do consumo de cada cliente e a regulação de cada estado. Ele é cobrado na tarifa,
uma vez que é considerado mercadoria por conta da comercialização da energia. Tendo em vistas a grande volatilidade das mudanças na lei, foi adotado um perfil conservador em relação à isenção do ICMS, adotando assim a isenção integral da TE e incidindo assim, somente sobre a parcela da TUSD.

O Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são contribuições arrecadadas na tarifa de energia e repassadas ao Governo Federal para que desenvolva atividades voltadas aos trabalhadores e à seguridade social. Foram considerados os valores em vigência de 2024.

3.1.5 Estimativa dos Custos e Despesas

A estimativa dos custos e despesas envolve a consideração de diferentes categorias:

3.1.5.1 CAPEX (Capital Expenditures)

Representam os investimentos iniciais na construção da usina, incluindo custos dos equipamentos, mão de obra e instalações. Para este estudo, o CAPEX é considerado igual para todas as UFVs, assumindo-se um modelo padronizado de construção e manutenção.

3.1.5.2 OPEX (Operating Expenses)

As Despesas Operacionais são os custos que a UFV tem no seu dia a dia para funcionar. Neste tópico foram consideradas as despesas de manutenção e limpeza, sistema de monitoramento SCADA, segurança patrimonial, seguro e substituição de equipamentos ao longo da operação. Através de pesquisa de mercado, este estudo considerará os valores da tabela abaixo como premissa para todos os cenários.

Tabela 1 - Custos do OPEX

Custo	Valor
Manutenção e Limpeza (R$/mês)	4000
Sistema SCADA (R$/mês)	1000
Segurança Patrimonial (R$/mês)	1000
Seguro (% Equipamentos)	1,50%
Substituição dos inversores	R$ 375,286,896

3.1.6 EBITDA - LAJDIR

O EBITDA ou LAJDIR (Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) se destaca como um indicador financeiro muito utilizado para avaliar empresas presentes no mercado da bolsa de valores, representando a capacidade de uma empresa gerar caixa a partir das suas principais operações, informando o lucro de uma companhia antes de serem descontados os juros e impostos, além das perdas com depreciação e amortização.

3.1.7 Depreciação e Amortização

A depreciação não se enquadra em custo nem em receita. Ela é considerada um desdobramento do custo de aquisição de um ativo fixo, distribuído ao longo da sua vida útil. Já a amortização consiste no reconhecimento da perda do valor do ativo e direitos de serviço componentes do CAPEX, no caso das UFVs, há a necessidade de serviços de terraplanagem, drenagem, estruturas, projetos de engenharia, procurement, mão de obra e outros custos relacionados ao longo do tempo, considerando amortização de 10% ao ano. No estudo foi considerada depreciação de 10% a.a. de máquinas e equipamentos de acordo com a instrução normativa da Receita Federal do Brasil nº 1700, de 14 de março de 2017.

3.1.8 EBIT

O EBIT (Lucros Antes de Juros e Impostos) é um indicador muito relevante na avaliação do desempenho operacional de uma empresa, isolando os efeitos de decisões financeiras (juros) e obrigações fiscais (impostos) sobre os resultados e é útil para analisar a capacidade da empresa de gerar lucro a partir de suas operações principais, independentemente de sua estrutura de capital (dívida) e das obrigações fiscais.

3.1.9 Despesas Financeiras

As Despesas Financeiras representam os juros em empréstimos, financiamentos e outras operações financeiras.

3.1.10 EBT

O EBT, sigla para Lucros Antes de Impostos (em inglês, Earnings Before Taxes), é um indicador financeiro que mede o lucro de uma empresa antes dos tributos serem descontados e reflete o desempenho operacional da empresa considerando as receitas menos os custos diretos e indireto.

3.1.11 Fluxo de Caixa

O Fluxo de Caixa avalia a saúde econômica do projeto e revela a capacidade da empresa de arcar com as despesas geradas a partir de suas operações e atividades, em outras palavras, sua capacidade de cumprir as obrigações contraídas.

3.1.12 Fluxo de Caixa Descontado (DFC)

O DFC é um método fundamental para avaliar a viabilidade econômica de projetos de investimento que consiste em descontar os fluxos de caixa futuros do projeto para o valor presente. A taxa de desconto utilizada foi o CAPM. Para calcular o Fluxo de Caixa Descontado é levado em consideração o tempo de vida útil do empreendimento, as estimativas dos fluxos de caixa durante a vida útil do ativo e a Taxa de Desconto.

No contexto deste trabalho sobre UFV, o DFC é calculado da seguinte forma:

$$DFC = \sum_{t=0}^{n} \left(\frac{FCt}{(1 + CAPM)^t} \right)$$

Onde:

- DFC = Fluxo de Caixa Descontado
- FCt = Fluxo de Caixa do período t
- CAPM = Taxa de desconto (Modelo de Precificação de Ativos de Capital)
- t = Ano do projeto

O valor do projeto está na capacidade do empreendimento de gerar benefícios futuros. A determinação do valor presente do projeto de investimento está diretamente ligada à taxa de custo de capital. Os riscos e os custos de oportunidade definirão a taxa que será aplicada para trazer as projeções de caixa ao valor presente, como indicado na fórmula abaixo:

3.1.13 Custo de Capital

Segundo Welch (2008) e Brealey et al.(2013) cerca de 75,0% dos professores de finanças e investidores recomendam e utilizam o modelo de Precificação de Ativos de Capital

(CAPM).O Custo de Capital Próprio foi estimado através do modelo CAPM, determinando assim a taxa mínima de atratividade para o projeto.

No modelo adotado, o retorno esperado de um ativo é composto por três parâmetros: a taxa livre de risco, a medida relativa ao risco sistemático (Beta) e o prêmio pelo risco de mercado.

O prêmio de risco de mercado é definido como a diferença entre o retorno histórico da carteira de mercado e o retorno histórico do ativo livre de risco. Já o Beta representa a sensibilidade do ativo às flutuações do mercado, indicando a medida em que seu retorno se movimenta em relação ao retorno da carteira de mercado (Ministério da Fazenda, 2018).

A fórmula para o cálculo do Custo de Capital Próprio por meio do CAPM é:

$$CAPM = \mathrm{Rf} + \beta\,(\mathrm{Rm} - \mathrm{Rf})$$

Onde:

- CAPM = Taxa de retorno exigida pelo investidor
- Rf = Taxa livre de risco
- β = Beta do ativo
- Rm – Rf = Prêmio de Risco do Mercado

3.1.14 Taxa Livre de Risco

A taxa livre de risco representa uma taxa de rentabilidade considerada segura que o investidor pode obter em um investimento livre de risco, proporcionando ao investidor um indicativo confiável de retorno em aplicações sem risco.

Segundo Damodaran (2008), para que uma taxa seja considerada como livre de risco, não deve haver risco de inadimplência do emissor do título. Assim, títulos do governo podem ser considerados como livres de risco, em função de seu poder de emitir moeda e pagar, ao menos, os valores nominais.

A taxa livre de risco empregada no estudo se aproxima aos períodos dos fluxos de caixa do projeto. Dessa forma, optou-se por um Título do Tesouro com 25 anos para o vencimento e rentabilidade igual à IPCA + 6,13% a.a..

3.1.15 Prêmio de Risco do Mercado

O prêmio de risco de mercado mede o montante adicional que o investidor espera receber por investir em um ativo de risco em comparação com um título livre de risco,

considerado mais seguro. É a diferença entre o retorno esperado do mercado e a taxa livre de risco.

Neste contexto, a estimação do prêmio de risco de mercado é fundamental no cálculo do custo de capital próprio. De acordo com Dimson, Marsh e Staunton (2003, p.27) o prêmio de risco de mercado é um dos tópicos mais importantes em finanças.

Quanto maior for o Prêmio de Risco de Mercado, mais os investidores serão recompensados por assumir o risco de investir em ações ao invés de ativos mais seguros.

No presente estudo, foi considerado o índice de Equity Risk Premium para o Brasil da Fundação Getúlio Vargas (FGV) que registrou 8,6% a.a. como referência para o Prêmio de Risco do Mercado.

3.1.16 Beta

O Fator de Risco Beta (β) é fator de ponderação do risco de mercado, indicador fundamental para avaliar o risco de um ativo em comparação com o mercado. Segundo Brealey, Myers e Allen (2013), o fator Beta indica o grau de sensibilidade do ativo em relação aos movimentos do mercado.

O Beta é empregado para avaliar o risco sistemático, que não pode ser diversificado, representando o risco vinculado às condições gerais do mercado que impactam todos os ativos e mede a sensibilidade do ativo às flutuações do mercado.

De forma mais simplificada, ativos com Beta = 1 têm volatilidade média e movimentam-se em sintonia com o mercado, seu risco é igual ao risco sistemático do mercado; aqueles com Beta > 1 são mais voláteis e tendem a ampliar o movimento geral do mercado, enquanto os com Beta < 1 são menos voláteis e apresentam um risco menor.

A fórmula abaixo indica o cálculo do Fator de Risco Beta (β):

$$Beta\ (\beta) = \frac{\text{Covariância (Ri, Rm)}}{\text{Variância (Rm)}}$$

Onde:

- Ri = Retorno do ativo “i”
- Rm = Retorno do mercado

O beta desalavancado não considera nos cálculos o passivo da empresa, já o beta alavancado considera e dá relevância a esse valor. Para calcular o beta alavancado foi utilizado o valor do beta desalavancado bem como o valor da dívida.

A fórmula utilizada para esse cálculo foi a seguinte:

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

Para estimar o Beta, realizamos uma análise abrangente de uma série de empresas que operam dentro do setor nacional de energia elétrica e conduzimos uma simulação envolvendo um conjunto específico de 10 empresas pertencentes a esse setor. Os dados reais coletados das empresas para análise foram respectivamente o beta 5 anos mensalmente e dados financeiros relativos à data de 31 de dezembro de 2023, incluindo informações como Dívida, Dívida Líquida, Capital Próprio e Valor de Mercado. Esta análise teve como objetivo principal a estimativa do Beta de cada empresa e em seguida, calculamos uma média dos Betas obtidos para inferir o Beta do projeto em questão neste trabalho, resultando no valor do Beta em 0,37, o que indica uma menor volatilidade tendo em vista uma maior estabilidade no setor.

Tabela 2 - Beta por empresa

Nome da Empresa	Beta desalav.
AES Brasil Energia SA (AESB3)	0,18
Eneva SA (ENEV3)	0,41
Auren Energia SA (AURE3)	0,16
Vibra Energia SA (VBBR3)	0,58
Rio Paranapanema Energia SA (GEPA4)	0,55
Eletrobras (ELET3)	0,50
COPEL (CPLE6)	0,37
Elektro Redes SA (EKTR4)	0,35
Neoenergia SA (NEOE3)	0,30
Light SA (LIGT3)	0,33
Média Beta Desalavancado	0,37

Com a definição do beta desalavancado do trabalho, foi calculado o beta alavancado com base no endividamento líquido previsto no estudo de caso, utilizando a fórmula abaixo:

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

3.1.17 IPCA

O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) é calculado pelo IBGE e é o índice de referência do sistema de metas para a inflação e tem como objetivo medir a inflação de um conjunto de produtos e serviços comercializados no varejo, referentes ao consumo

pessoal das famílias. O índice também é indexador das Notas do Tesouro Nacional (NTN-B) que passou a se referir a estes títulos como Tesouro IPCA+ e Juros. Neste estudo será considerado o valor de 3,50% a.a. de acordo com o último relatório Focus (25/05/2024).

3.1.18 IGP-M

O Índice Geral de Preços - Mercado, IGP-M, se popularizou por ser amplamente utilizado como referência para o setor imobiliário, para o reajuste de contratos de aluguel, tarifas públicas e entre outros. Por seu histórico regular de divulgação desde 1940, o IGP-M também é utilizado em vários contratos público-privados dos mais variados segmentos. O índice é calculado mensalmente pela FGV. Foi considerado uma média anual dos últimos 13 anos.

3.2 Indicadores Financeiros

Vale et al. (2017) realizaram uma análise econômica de projetos no Brasil utilizando geração distribuída de energia fotovoltaica e considerando os indicadores financeiros: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e considerando a inflação energética ao longo de 25 anos de operação.

Neste estudo, a análise dos investimentos foi realizada através dos indicadores financeiros: VPL, TIR, Payback descontado e LCOE.

3.2.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do valor presente líquido (VPL) analisa, em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros relacionados à uma opção de investimento. O VPL avalia o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil com o objetivo de identificar opções de investimento que tragam mais benefícios do que custos, considerando tanto o consumo presente quanto o futuro, além das incertezas associadas aos fluxos de caixa futuros. A orientação decisória a ser seguida ao se aplicar o VPL é de empreender o projeto se o VPL for positivo, pois o projeto é economicamente viável (SAMANEZ, 2010). A seguinte expressão define o VPL:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^{n} \left(\frac{FCt}{(1 + CAPM)^t} \right)$$

Critério de decisão: se VPL > 0, o projeto é economicamente viável.

No cenário da análise financeira de projetos, o indicador VPL é de grande importância, indicando a viabilidade econômica do investimento quando o VPL é positivo. (VALE et al.,2017).

3.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Por definição, a TIR é a taxa de retorno do projeto de investimento, com objetivo de encontrar uma taxa intrínseca de rendimento. Do ponto de vista matemático, a Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma taxa hipotética que faz com que o Valor Presente Líquido (VPL) seja igual a zero para fins de cálculo. (SAMANEZ, 2010)

Semelhante ao VPL, a Taxa Interna de Retorno (TIR) também é outro indicador de considerável importância na avaliação econômica de um investimento e representa a taxa de retorno do investimento, determinando a taxa de desconto que tornaria o valor presente líquido de um determinado fluxo de caixa igual a zero (VALE et al..,2017).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^{n} \left(\frac{FCt}{(1+TIR)^t} \right) = 0$$

Critério de decisão: se TIR > CAPM, o projeto é economicamente viável.

O projeto é considerado viável se a TIR for superior à taxa de custo de capital que desconta seus fluxos de retorno.

3.2.3 PAY-BACK Descontado

O método do pay-back descontado indica qual será o tempo para recuperar o investimento e é utilizado em conjunto com outros métodos como VPL ou a TIR. Esse indicador aponta em quantos anos serão necessários para que o valor presente dos fluxos de caixa previstos iguale-se ao investimento inicial. (SAMANEZ, 2010)

A fórmula do PBD é definida pela seguinte expressão:

$$PBD = \text{mín} \left\{ n \mid \sum_{t=1}^{n} \left(\frac{FCt}{(1+CAPM)^t} \right) \geq I \right\}$$

3.2.4 LCOE

O custo nivelado de energia (Levelized Cost of Energy - LCOE) é uma métrica fundamental empregada para comparar os custos relativos da produção de energia por diferentes fontes de geração e é um dos indicadores mais eficientes para avaliar um investimento no segmento de energia para um prazo de 25 anos.

Segundo a FGV Energia (2019), ‘’o LCOE é frequentemente citado como uma medida conveniente da competitividade de diferentes tecnologias de geração. Ele representa o custo por megawatt-hora, em unidades monetárias descontadas, da construção e operação de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil econômica.’’.

Dessa forma, podemos considerar o LCOE como um parâmetro que calcula o custo da energia gerada em R$/MWh no empreendimento. Podendo assim comparar na visão de um investidor os diferentes sistemas de forma correta e equacionada, indicando o quanto de energia que irá produzir e o retorno sobre este investimento.

De forma geral, o LCOE pode ser representado pela seguinte fórmula:

$$LCOE\left(\frac{R\$}{kWh}\right) = \frac{\sum_{t=1}^{n} CAPEX + OPEX}{\sum_{t=1}^{n} E_t}$$

Onde:

- Et = Energia gerada no período t

3.3 Método de correlação de variáveis

Segundo Schober & Schwarte (2018), a correlação é uma medida de associação entre duas variáveis, onde conforme o valor de uma variável aumenta, o mesmo acontece com o valor da outra variável; ou a medida que o valor de uma aumenta, o outro diminui. Portanto, em dados correlacionados, a mudança em uma variável está associada a uma mudança em outra variável. Neste estudo, o método utilizado para a relação das variáveis sobre os indicadores foi o coeficiente de correlação de Pearson. Neste método, a medida varia de -1 a 1, onde um valor de 1 representa uma correlação positiva perfeita, indicando que, à medida que uma variável aumenta, a outra também aumenta. Por outro lado, um valor de -1 representa uma correlação negativa perfeita, denotando que uma variável aumenta enquanto a outra diminui.
Um coeficiente de 0 sugere ausência de correlação linear entre as variáveis.

4. ESTUDO DE CASO

Em frente às vantagens e desvantagens dos potenciais sistemas, este trabalho tem como objeto de estudo um sistema fotovoltaico OnGrid. Para os cenários foram consideradas premissas gerais e variáveis específicas por local.

Na modalidade do SCEE é vedada a venda de energia elétrica para o consumidor. Todavia, muitas unidades consumidoras não possuem espaço ou não dispõe do capital necessário para adquirir um sistema de energia solar fotovoltaica. Para atender a demanda desses consumidores, o modelo de negócio adotado é o de locação de usinas solares.

Nesse modelo, o investidor faz o aporte dos recursos financeiros e constrói uma usina de energia solar. Essa usina pode ser alugada para um único cliente, um consórcio ou uma cooperativa e a energia injetada na rede será utilizada para compensar a energia das unidades consumidoras que locaram a usina. A diferença de preço entre o custo da energia se fosse pago integralmente à concessionária e o valor do aluguel é o desconto percebido pelo cliente.

O terreno para a instalação do projeto será arrendado em contrato de 25 anos. Em adição, o capital utilizado para financiar o CAPEX do projeto será parcialmente próprio (30%) e complementado por meio de financiamento bancário através do BNDES. Os equipamentos serão definidos na fase de dimensionamento e cotados com fornecedores para obter o valor atual de mercado. Já na frente de comercialização da energia gerada, será considerada uma taxa das empresas gerenciadoras de energia. A tarifa de aplicação para geração de energia considerada foi do subgrupo A4 e para tarifa de consumo o subgrupo B3.

Neste estudo serão analisados 13 cenários localizados em todos os estados das regiões sudeste e nordeste através da explanação do fluxo de caixa projetado para 25 anos, em seguida descontado pela taxa CAPM, calculada de acordo com a metodologia com objetivo de obter indicadores financeiros.

4.1 Premissas do estudo

Com o intuito de nivelar os cenários, foram definidas premissas gerais para todos os cenários com base em pesquisas de mercado, histórico de índices e cotações com fornecedores.

Tabela 3 - Premissas gerais

Variavel	Valor
Potência instalada	*1000 kW*
Perda de eficiência	*0,3% a.a.*
PIS	*3,00%*
COFINS	*0,65%*
Desconto ofertado	*20,00%*
IGPM	*7,13% a.a.*
Inflação Energética	*5% a.a.*
IPCA	*3,5% a.a.*
Seguro	*1,50%*
CAPEX	R$ 4.159.121,28
CAPM	14,48% a.a.
Corretagem	*10,00%*

4.1.1 Potência Instalada

Definida pela Aneel (2013) como: capacidade bruta (kW) que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central. Para comparar a geração de energia nas diferentes localidades, parametrizou-se a potência instalada em todos os cenários em 1MWca (duas centrais geradoras de 500kW no mesmo local fisicamente), enquadrando-se assim em GDII.

4.1.2 Impostos Federais

Os valores de PIS e COFINS considerados neste estudo são os valores atualizados de aplicação em 2024.

4.1.3 CAPEX

Para a estimativa de CAPEX pode-se decompor os custos de equipamentos e mão de obra em três subgrupos, dividindo da seguinte maneira:

- Sistema fotovoltaico (Módulos, inversores, cabeamento CC e conectores)
- Subestação de entrada, subestação de transformação e cabeamentos BTCA e MT;
- Projetos e estudos de engenharia, custos de EPC, regulações ambientais e legais Os custos do CAPEX podem ser vistos na Tabela 4.

Tabela 4 - Custos do CAPEX

(Kit fotovoltaico)		
Equipamento	**Quantidade**	**Total**
Inversores	4 un	R$ 239.960,00
Módulos	1872 un	R$ 1.216.781,28
Conectores MC4	200 pares	R$ 1.580,00
Cabos CC	20000 m	R$ 85.800,00
Smart Logger	1 un	R$ 5.000,00
(SEE + CABOS)		
Equipamento	**Quantidade**	**Total**
SEE e STE	1 un	R$ 700.000,00
Cabos CA	1000 m	R$ 50.000,00
Cabos MT	500 m	R$ 50.000,00
(BOS)		
Equipamento	**Quantidade**	**Total**
Projetos e estudos de engenharia	1	R$ 150.000,00
EPC	1	R$ 1.560.000,00
Regulação Ambiental	1	R$ 50.000,00
Regulação Legal	1	R$ 50.000,00
	Total	R$ 4.159.121,28

4.1.3.1 Sistema Fotovoltaico

A UFV a ser estudada será composta de 1872 módulos de 690Wp de modelo: Risen Energy RSM132-8-690BHDG, em estrutura do tipo fixa, com quatro inversores de 250kWca de modelo: Huawei - SUN2000-250KTL-H1. Esta combinação resulta em uma potência nominal (Standard Test Conditions - STC) de 1292 kWp em CC que proporciona 1 MWca.

A Figura 10 traz alguns dos principais parâmetros para a simulação de geração.

Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	**No 3D scene defined, no shadings**			
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	15°		Azimute	0°
Modelos utilizados	Transposição	Perez		Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sem horizonte				
Sombras próximas	Sem sombras				
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)				

Características do grupo FV					
Módulo FV	HIT	Modelo	**RSM132-8-690BHDG**		
Custom parameters definition		Fabricante	Risen Energy Co., Ltd		
Número de módulos FV		Em série	26 módulos	Em paralelo	72 strings
Número total de módulos FV		Nr. módulos	1872	Potência unitária	690 Wp
Potência global do grupo		Nominal (STC)	**1292 kWp**	Em condições de func.	1218 kWp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)		Umpp	999 V	I mpp	1219 A
Superfície total		Superfície módulos	**5815 m²**	Superfície célula	5449 m²
Inversor		Modelo	**SUN2000-250KTL-H1-Preliminary V0.1**		
Custom parameters definition		Fabricante	Huawei Technologies		
Características		Tensão de funcionamento	500-1500 V	Potência unitária	250 kWac
				Potência máx. (=>30°C)	275 kWac
Bateria de inversores		N.° de inversores	4 unidades	Potência total	1000 kWac
				Rácio Pnom	1.29

Fatores de perda do grupo FV					
Fator de perdas térm.		Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s
Perdas ôhmicas nos cabos		Res. global do grupo	13 mOhm	Fração perdas	1.5 % em STC
Perdas de qualidade dos módulos				Fração perdas	-0.8 %
Perdas de módulos com mismatch				Fração perdas	1.0 % no MPP
Perdas de strings com mismatch				Fração perdas	0.10 %
Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado					

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.998	0.977	0.946	0.852	0.000

Figura 10 - Parâmetros de entrada no PVSyst (O autor, 2024)

Segundo o datasheet dos módulos (Figura 11), esta tecnologia possui uma queda de eficiência linear ao longo de 30 anos, de 0,30% ao ano.

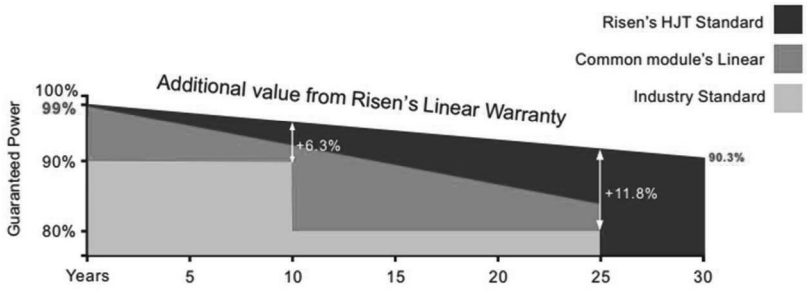

Figura 11 - Perda de eficiência dos módulos

4.1.3.2 Subestações e cabeamento

Devido à potência instalada, a UFV será alimentada por uma rede de média tensão de 13,8kV, sendo necessário assim uma Subestação de Entrada de Energia (SEE) e Subestação de Transformação de Energia (STE). Na curva B também deve-se considerar o cabeamento BTCA entre os inversores e a STE, assim como o cabeamento MT entre a STE e SEE.

A SEE é o ponto de conexão entre a UFV e a concessionária, este equipamento é composto de uma coluna de entrada, seccionamento e medição de energia, e outra coluna de proteção. Já a STE é composta de um painel de média tensão (PMT), um transformador e um

quadro geral de baixa tensão (QGBT), todos em um único recinto. É na STE que há a transformação de baixa tensão (800V) para média tensão (13,8kV).

4.1.3.3 Estudos e construção

Para a instalação da usina, deve-se desenvolver o projeto previamente, assim como obter as licenças ambientais e a homologação junto à concessionária. Junto com os custos de mão de obra, deve-se considerar os custos de EPC ou Engineering, Procurement and Construction (Engenharia, Aquisição e Construção). O modelo oferece ao cliente a ‘’chave na mão’’, simplificando o processo de construção da usina, uma vez que uma única empresa é responsável pelas fases de engenharia (design do projeto), aquisição (compra dos equipamentos necessários) e construção (instalação e comissionamento da usina). Neste trabalho foi levantado um valor médio de mercado na ordem R$1,2mi/MWcc.

4.1.4 Custos de venda de energia

Foi considerada uma média de mercado de 10% como taxa da gerenciadora de energia, e um desconto ofertado em 20% para todos os cenários. Foi adotada também uma taxa conservadora de 5% a.a. como inflação energética.

4.2 Caso Light

O primeiro cenário abordado é na cidade de Vassouras - RJ, na região de concessão da Light. Para a região foi estimado o potencial de geração como explicado na metodologia, o valor de arrendamento do terreno, alíquota de ICMS em vigor no estado do Rio de Janeiro, além das tarifas de aplicação da concessionária da região, Light.

4.2.1 Tarifa de aplicação

Para obter a tarifa de aplicação dos subgrupos A4 e B3 na região da Light foi utilizado o dashboard de informe tarifário da plataforma EcoTx e os dados abertos dos componentes tarifários disponibilizados pela Aneel, com os dados atualizados e filtrados por concessionária e subgrupo tarifário. Os valores extraídos são compatíveis com as Resolução Homologatória Nº 3.310, de 12 de março de 2024.

Os valores dos componentes tarifários considerados para este cenário estão discriminados na Tabela 5.

Tabela 5 - Tarifas de aplicação Light

Tarifa	Valor
TUSD G (R$/kW)	8,17
TUSD (R$/MWh)	477,32
TE (R$/MWh)	364,41
Fio B (R$/MWh)	197,05
Tarifa de aplicação (R$/kWh)	R$ 1,09
Tarifa faturada (R$/kWh)	R$ 0,87

4.2.2 Arrendamento do terreno

Para estimar o custo de arrendamento na localidade de Vassouras (Rio de Janeiro) foi desenvolvida uma extensa pesquisa de mercado, analisando os preços de venda de terrenos semelhantes na região e identificando terrenos na mesma área com características semelhantes, como tamanho de 3 hectares e zona rural.

Dessa forma, com o valor médio dos terrenos, foi considerado uma taxa conservadora do mercado de 0,5% a.m. do valor do terreno como uma estimativa de arrendamento, já considerando o valor de IPTU e outras taxas existentes inclusas.

Para corrigir o valor do aluguel ao longo do tempo, foi feito uma média da taxa anual do Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M) de 2010 a 2023 e foi ajustado essa taxa ao valor de arrendamento anualmente.

4.3 Demais localidades estudadas

Para os outros cenários foi aplicado o mesmo método para obtenção das tarifas, geração de energia, valor de arrendamento e impostos estaduais. A tabela a seguir destrincha cada variável trazendo também o impacto do fio B sobre a TUSD, uma vez que o estudo tem como premissa GDII, entende-se que a relação entre o componente que não será compensado possa ser um fator para a viabilidade do projeto.

Tabela 6 - Premissas consideradas por cenário

Estado	Concessionária	Geração (MWh/Ano) - P90	Arrendamento R$/hectare	TUSD G (R$/kW)	TUSD (R$/MWh)	TE (R$/MWh)	Fio B (R$/MWh)	Fio B / TUSD	ICMS
Maranhao	EQUATORIAL MA	2128	R$ 1.250,00	20,45	457,62	261,19	266,89	58%	22%
Ceara	ENEL CE	2191	R$ 1.250,00	15,45	449,29	272,91	270,92	60%	20,00%
Sergipe	ENERGISA SE	2154	R$ 1.000,00	11,18	402,68	276,83	250,34	62%	19%
Espirito Santo	EDP ES	2060	R$ 1.750,00	13,08	392,53	305,6	176,52	45%	17,00%
Piaui	EQUATORIAL PI	2294	R$ 750,00	23,28	568,8	284,93	338,8	60%	21,00%
Paraiba	ENERGISA PB	2330	R$ 750,00	14,29	380,07	273,21	212,48	56%	20%
Minas Gerais	CEMIG-D	2126	R$ 1.500,00	11,46	435,42	313,64	237,67	55%	18%
Sao Paulo	CPFL-PAULISTA	2086	R$ 2.500,00	6,88	374,96	327,96	188,01	50%	18%
Rio Grande do Norte	NEOENERGIA COSERN	2319	R$ 1.500,00	14,61	410,87	333,27	246,55	60%	18,00%
Bahia	COELBA	2259	R$ 1.250,00	20,45	527,57	293,13	322,1	61%	20,50%
Alagoas	EQUATORIAL AL	2123	R$ 750,00	13,65	555,72	307,21	298,32	54%	19%
Pernambuco	NEOENERGIA PE	2176	R$ 750,00	9,5	410,5	333,82	225,38	55%	20,50%
Rio de Janeiro	Light	1932	R$ 2.500,00	8,17	477,32	364,41	197,05	41%	20%

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Através do método aplicado foi realizada a análise e comparação dos resultados obtidos. A análise dos resultados nos diferentes estados revela o impacto das variáveis e as discrepâncias nos indicadores financeiros. Nessa seção serão detalhados os resultados.

5.1 Caso Light

O fluxo de caixa foi projetado para o horizonte de 25 anos, assim como nos outros cenários, considerando as mesmas premissas e considerando as variáveis: geração, arrendamento, componentes tarifários e impostos estaduais. Os resultados para o cenário do Rio de Janeiro, Light, podem ser observados através da Figura 12 e Tabela 7.

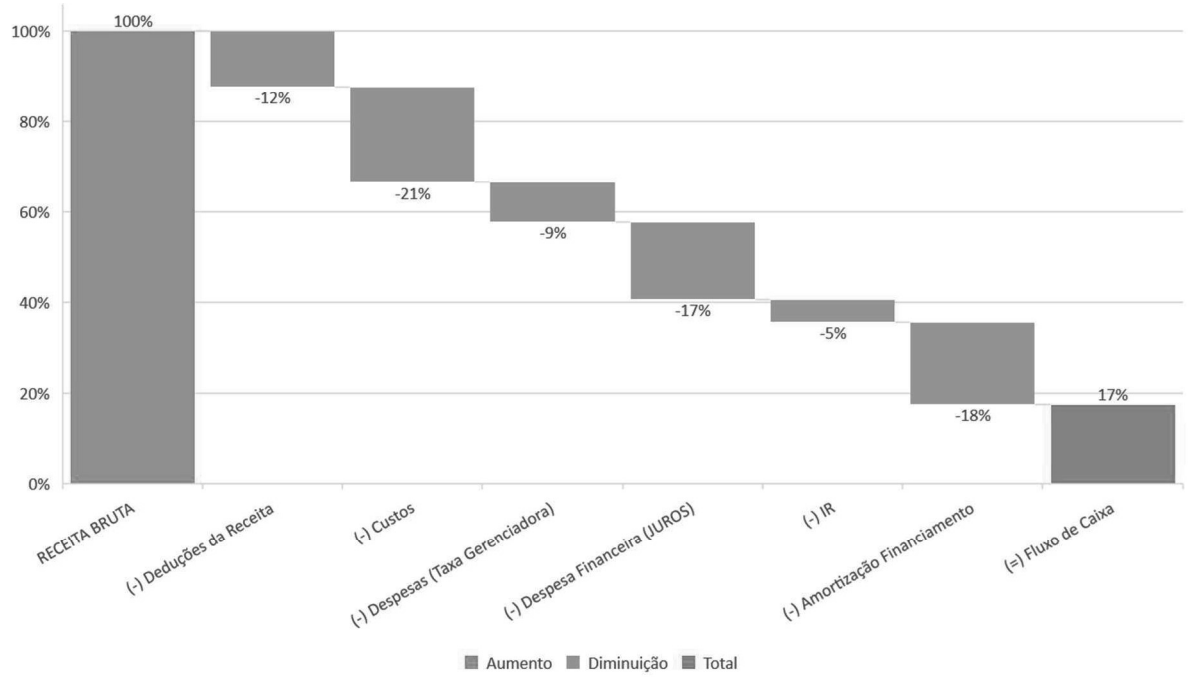

Figura 12 - Fluxo de caixa projetado - Light (25 Anos)

De acordo com o gráfico acima, é possível observar a receita bruta e cada item de diminuição da receita, por fim, o resultado final do Fluxo de Caixa.

ANO	2024	2025	2026	...	2047	2048	2049
RECEITA BRUTA	**R$ 0,00**	**R$ 1.592.338,00**	**R$ 1.604.170,00**	**...**	**R$ 3.867.528,00**	**R$ 4.048.721,00**	**R$ 4.238.404,00**
(-) Deduções da Receita	R$ 0,00	-R$ 193.658,00	-R$ 202.731,00	...	-R$ 530.266,00	-R$ 555.109,00	-R$ 581.116,00
(-) ICMS	R$ 0,00	-R$ 193.658,00	-R$ 202.731,00	...	-R$ 530.266,00	-R$ 555.109,00	-R$ 581.116,00
RECEITA LIQUIDA	**R$ 0,00**	**R$ 1.398.680,00**	**R$ 1.401.439,00**	**...**	**R$ 3.337.261,00**	**R$ 3.493.612,00**	**R$ 3.657.288,00**
(-) Custos	-R$ 45.000,00	-R$ 337.205,00	-R$ 354.510,00	...	-R$ 1.057.919,00	-R$ 1.116.727,00	-R$ 1.179.022,00
(-) Arrendamento	-R$ 45.000,00	-R$ 96.416,00	-R$ 103.290,00	...	-R$ 438.668,00	-R$ 469.942,00	-R$ 503.446,00
(-) Demanda Contratada (TUSD G)	R$ 0,00	-R$ 133.552,00	-R$ 140.230,00	...	-R$ 390.675,00	-R$ 410.209,00	-R$ 430.719,00
(-) Manutenção e Limpeza	R$ 0,00	-R$ 48.000,00	-R$ 49.680,00	...	-R$ 102.313,00	-R$ 105.893,00	-R$ 109.600,00
(-) Sistema SCADA	R$ 0,00	-R$ 12.000,00	-R$ 12.420,00	...	-R$ 25.578,00	-R$ 26.473,00	-R$ 27.400,00
(-) Segurança Patrimonial	R$ 0,00	-R$ 12.000,00	-R$ 12.420,00	...	-R$ 25.578,00	-R$ 26.473,00	-R$ 27.400,00
(-) Seguro	R$ 0,00	-R$ 35.237,00	-R$ 36.470,00	...	-R$ 75.108,00	-R$ 77.736,00	-R$ 80.457,00
(-) Substituição dos inversores	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00	...	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00
Lucro/Prejuizo Bruto	**-R$ 45.000,00**	**R$ 1.061.475,00**	**R$ 1.046.929,00**	**...**	**R$ 2.279.342,00**	**R$ 2.376.885,00**	**R$ 2.478.266,00**
(-) Despesas (Taxa Gerenciadora)	R$ 0,00	-R$ 139.868,00	-R$ 140.144,00	...	-R$ 333.726,00	-R$ 349.361,00	-R$ 365.729,00
LAJDIR	**-R$ 45.000,00**	**R$ 921.607,00**	**R$ 906.785,00**	**...**	**R$ 1.945.616,00**	**R$ 2.027.524,00**	**R$ 2.112.537,00**
(-) Depreciação / Amortização	R$ 0,00	-R$ 415.912,00	-R$ 415.912,00	...	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00
LAJIR	**-R$ 45.000,00**	**R$ 505.695,00**	**R$ 490.873,00**	**...**	**R$ 1.945.616,00**	**R$ 2.027.524,00**	**R$ 2.112.537,00**
(-) Despesa Financeira (JUROS)	-R$ 148.648,00	-R$ 274.330,00	-R$ 243.707,00	...	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00
LAIR	**-R$ 193.648,00**	**R$ 231.365,00**	**R$ 247.166,00**	**...**	**R$ 1.945.616,00**	**R$ 2.027.524,00**	**R$ 2.112.537,00**
(-) IR	R$ 0,00	-R$ 78.664,00	-R$ 60.036,00	...	-R$ 637.509,00	-R$ 665.358,00	-R$ 694.263,00
(+) Depreciação / Amortização	R$ 0,00	R$ 415.912,00	R$ 415.912,00	...	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00
(-) CAPEX	-R$ 4.159.121,28	R$ 0,00	R$ 0,00	...	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00
(+) Captações / Receita Financiamento	R$ 2.911.384,90	R$ 0,00	R$ 0,00	...	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00
(-) Amortização Financiamento	-R$ 145.569,24	-R$ 291.138,49	-R$ 291.138,49	...	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00
(=) Fluxo de Caixa	**-R$ 1.586.954,00**	**R$ 277.475,00**	**R$ 311.903,00**	**...**	**R$ 1.308.107,00**	**R$ 1.362.166,00**	**R$ 1.418.275,00**

Tabela 7 - Fluxo de caixa projetado - Light (25 Anos)

Analisando a tabela 7, é possível identificar cada item no cálculo do fluxo de caixa dos 25 anos de projeto.

O primeiro valor do fluxo é a receita bruta que corresponde ao total de energia gerada multiplicada pela tarifa. Em seguida, deduções da receita, onde foi subtraído o valor de ICMS da Receita Bruta, o que nos leva a Receita Líquida. Os custos são deduzidos da Receita Líquida para chegar no Lucro ou Prejuízo Bruto, e subsequentemente, diminui-se as Despesas e encontra-se o EBITDA ou LAJIDA. Por conseguinte, foi descontado a Depreciação e Amortização e foi encontrado o EBIT ou LAJIR e na sequência foi abatido a Despesa Financeira referente ao Juros do Financiamento para obter o EBT ou LAIR. Posteriormente, foi deduzido o Imposto de Renda, acrescentado a Depreciação e Amortização, abatido o valor de CAPEX, incorporado Captações ou Receita provindas de Financiamento, para por fim, abater a Amortização do Financiamento para chegarmos ao resultado do Fluxo de Caixa.

Dessa forma, foi possível calcular os indicadores financeiros do projeto: VPL, TIR, Pay-back descontado e LCOE.

Tabela 8 - Indicadores financeiros - Light

VPL	TIR	PBD	LCOE
R$ 1.867.570,52	25,88% a.a.	8,85 Anos	R$0,32/kWh

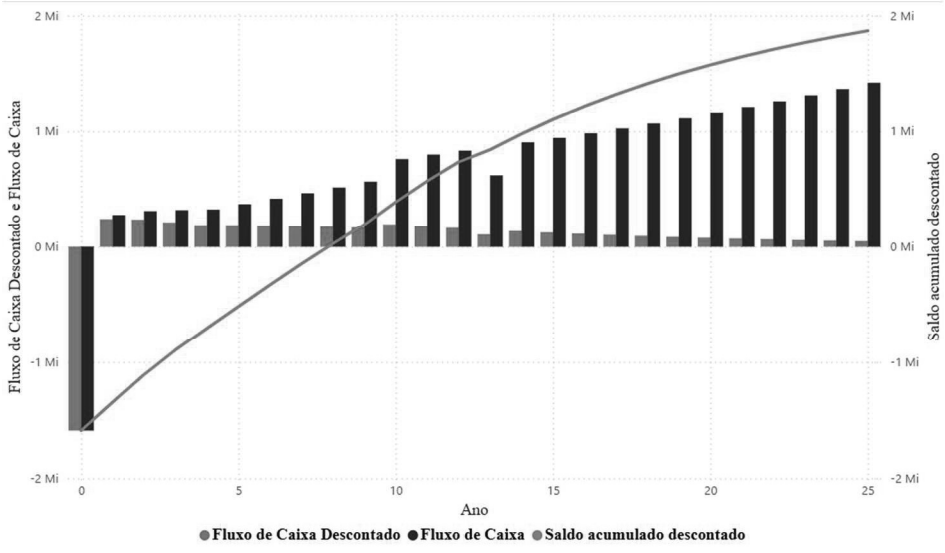

Figura 13 - Fluxo de caixa, Fluxo de caixa descontado e Saldo acumulado

A Figura 13 mostra os valores para fluxo de caixa, fluxo de caixa descontado e o saldo acumulado durante os 25 anos de projeto. Como mencionado anteriormente, o fluxo foi descontado pela taxa CAPM no valor de 14,48% a.a.. Pela Figura 13, é possível observar a trajetória do Saldo Acumulado Descontado, quando este cruza a linha do eixo horizontal,

conclui-se que o investidor obteve o Pay-back descontado, como indicado no gráfico acima, entre o oitavo e nono ano de operação.

Por fim, conclui-se que o projeto é viável economicamente, uma vez que o VPL é positivo, gerando valor e benefícios futuros ao investidor. A TIR estimada do projeto foi na ordem de 25,88% a.a. , consideravelmente superior comparada ao CAPM, portanto o projeto é viável. De acordo com o Pay-back descontado, o investimento será recuperado em cerca de 8,85 anos em um projeto que tem 25 anos de vida útil.

5.2 Resultados Gerais

É possível observar na Figura 14 que a irradiação está diretamente correlacionada com a geração de energia. Através do método Pearson, foi confirmada a alta correlação pelo fator de correlação 0.97 obtido. Outros fatores como altitude, temperatura, anglo de inclinação dos módulos também podem ser considerados.

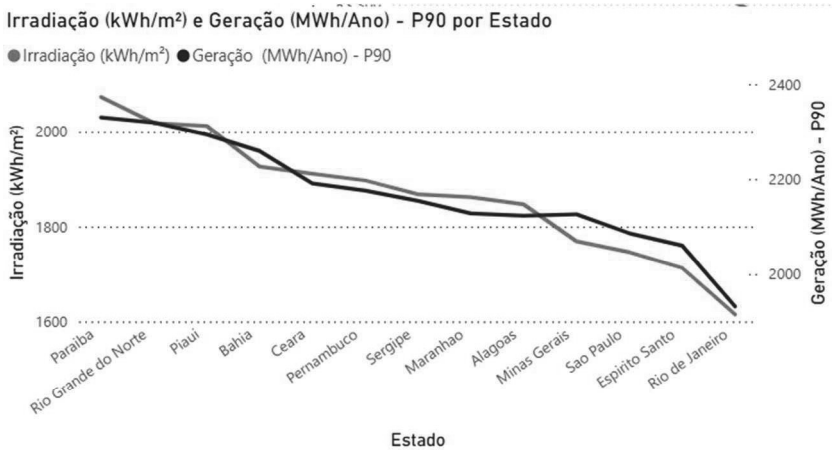

Figura 14 - Irradiação x Geração

Como indicado pela Figura 15, não é possível correlacionar diretamente a geração de energia com a Taxa Interna de Retorno (TIR), tendo um baixo coeficiente na ordem de 0.20. Uma possível justificativa é pelo fato da geração de energia não ser o fator crucial para o aumento da receita bruta, pois as variáveis na composição das tarifas como TE, FIO B, TUSD e TUSD G também impactam nesse contexto.

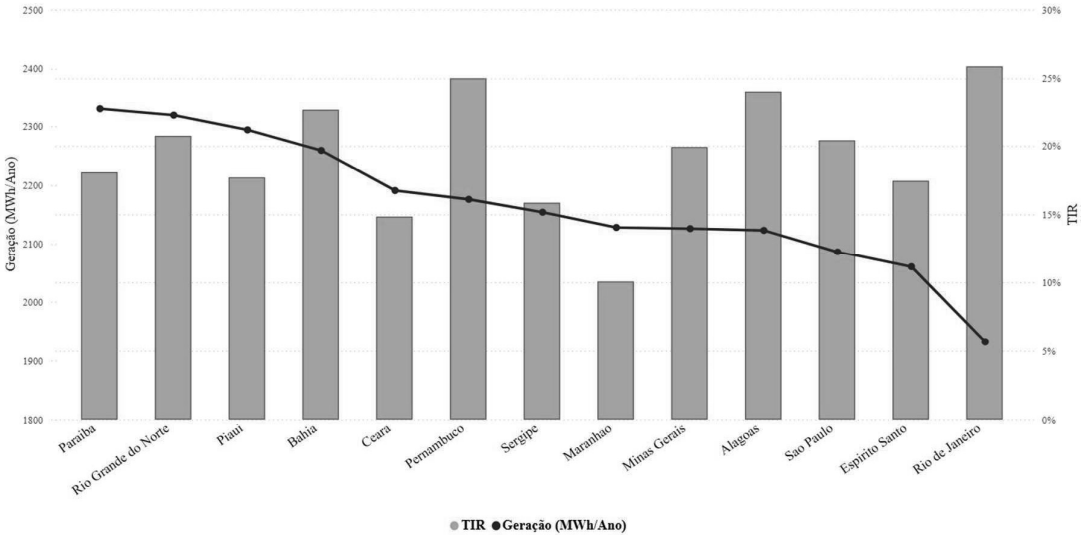

Figura 15 - TIR x Geração

Através da Figura 16, pode-se perceber que a geração de energia possui grande influência no LCOE, uma vez que os custos foram considerados constantes, com exceção do valor de arrendamento. O fator de correlação obtido foi de -0,82, ou seja, a geração é inversamente proporcional ao LCOE. O caso de Vassouras - RJ confirma a correlação, já que o cenário apresentou a menor geração e consequentemente o maior LCOE.

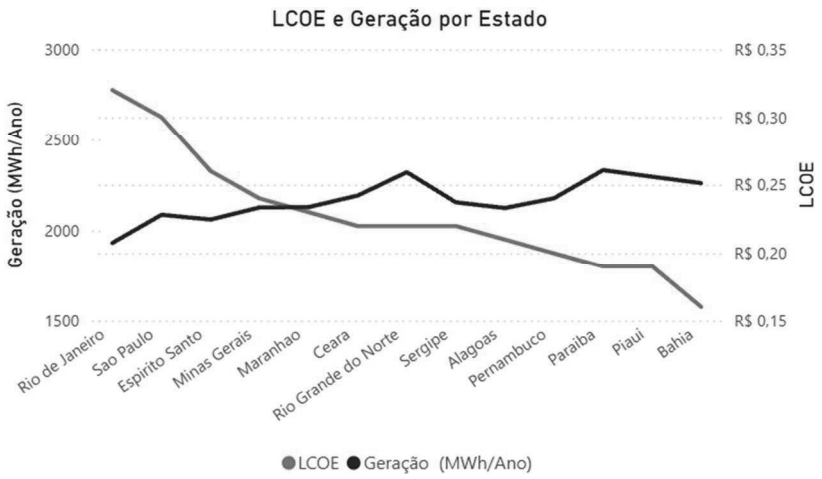

Figura 16 - LCOE x Geração

Embora haja variação de Geração de Energia entre os estados, essa distribuição não foi determinante nos resultados. A Figura 17 mostra a relação entre VPL e TE, podemos observar que nos cenários onde a Tarifa de Energia apresenta um valor maior, o VPL também tende a ser maior, o que indica uma correlação e é confirmado através do coeficiente de correlação igual a 0,84. Pode-se destacar e relacionar o estado do Rio de Janeiro que apresenta o maior VPL com a maior tarifa Tarifa de Energia, assim como Maranhão que possui a menor tarifa de energia e menor VPL.

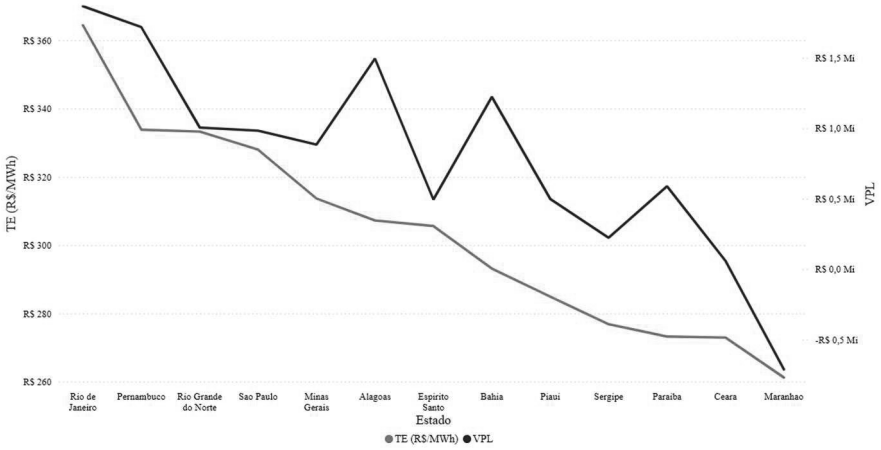

Figura 17 - TE x VPL

A TUSD G é relacionada a potência da usina que é constante em todos os cenários, porém é percebido que as variações no valor da TUSD G para cada estado impactam diretamente na análise. Por meio da análise da Figura 18, é possível observar que os cenários que apresentam os melhores valores de TIR, tendem a ter valores menores para TUSD G. Após retirar os outliers, foi obtido o coeficiente de correlação igual à 0,70.

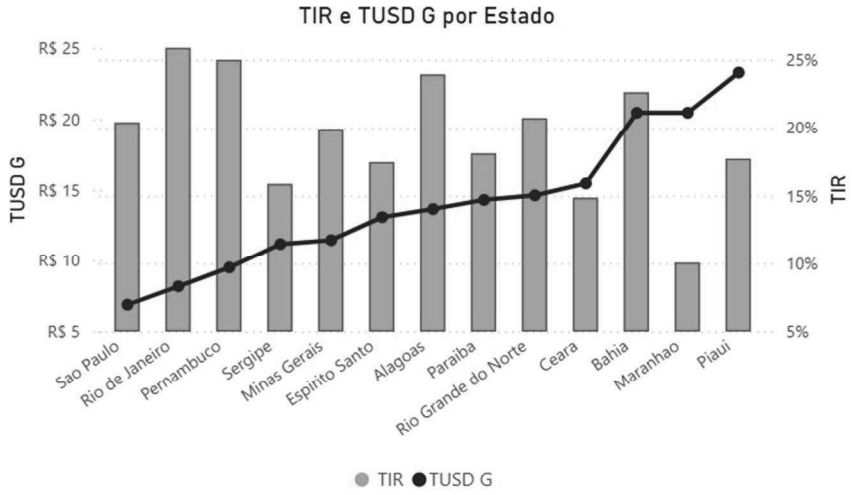

Figura 18 - TIR x TUSD G

5.2.1 Resumo geral dos indicadores por estado

A Tabela 9 disponibiliza os indicadores financeiros referentes a cada cenário abordado neste estudo. Dentre os 13 estados analisados, é possível notar que o cenário de Vassouras (RJ) da concessionária Light, apresenta o maior VPL, maior TIR e o menor Payback descontado.

Tabela 9 - Resumo dos indicadores por estado

Região	Estado	Concessionária	VPL	TIR (a.a.)	PBD (Anos)	LCOE (R$/kWh)
Sudeste	Rio de Janeiro	Light	R$ 1.867.570,52	25,88%	8,85	0,32
Nordeste	Pernambuco	NEOENERGIA PE	R$ 1.719.481,02	25,01%	9,47	0,2
Nordeste	Alagoas	EQUATORIAL AL	R$ 1.494.461,48	23,94%	10,13	0,21
Nordeste	Bahia	COELBA	R$ 1.223.021	22,63%	10,73	0,16
Nordeste	Rio Grande do Norte	NEOENERGIA COSERN	R$ 1.004.843,06	20,73%	12,27	0,22
Sudeste	Sao Paulo	CPFL-PAULISTA	R$ 982.865,79	20,41%	12,52	0,3
Sudeste	Minas Gerais	CEMIG-D	R$ 884.652,23	19,92%	13,04	0,24
Nordeste	Paraiba	ENERGISA PB	R$ 587.866,84	18,09%	15,73	0,19
Nordeste	Piaui	EQUATORIAL PI	R$ 497.468,79	17,71%	16,32	0,19
Sudeste	Espirito Santo	EDP ES	R$ 493.661,25	17,46%	16,68	0,26
Nordeste	Sergipe	ENERGISA SE	R$ 222.217,85	15,86%	20,44	0,22
Nordeste	Ceara	ENEL CE	R$ 58.168,53	14,85%	24,11	0,22
Nordeste	Maranhao	EQUATORIAL MA	-R$ 713.472,51	10,05%	-	0,23

Para todas as simulações, foram obtidas estimativas de VPL positivo, exceto no cenário de São Cristóvão (MA) que apresentou TIR < CAPM. Também é possível visualizar os melhores resultados dentre os cenários avaliados, que foram respectivamente: Vassouras (RJ), Aracatu (BA), Arapiraca (AL) e Camela (PE). Os indicadores financeiros destes cenários, indicam um pay-back descontado inferior a 11 anos e uma variação na TIR por volta de 3% a.a. entre eles.

Pode-se observar também que o estado do Maranhão, cujo qual apresenta o pior resultado dentre os cenários observados, possui uma série de fatores que impactaram na viabilidade do projeto, tornando assim o projeto economicamente inviável visto que a TIR é menor que o CAPM. Pela Figura 19, pode-se observar o mapa de TIR por estado (Nordeste e Sudeste).

Figura 19 - TIR por Estado

5.3 Análise de sensibilidade

A tabela 9 revela que o caso do Maranhão apresentou os piores resultados em comparação aos demais estados. É possível concluir que o projeto não é economicamente viável, visto que apresenta VPL negativo e TIR de 10,05% a.a., inferior à taxa CAPM.

Para embasar ainda mais a viabilidade do projeto, considerando o Maranhão como o cenário de pior desempenho, foram realizadas análises de sensibilidade com intuito de avaliar o impacto de variações em determinados itens que podem influenciar os resultados e indicadores financeiros do projeto.

5.3.1 Desconto ofertado

Como analisado acima, o estudo adotou como premissa uma média de mercado de 20% para o desconto ofertado. Este valor pode variar de estado para estado de acordo com a oferta e a demanda regional no período. Para avaliar o impacto da variação do desconto ofertado nos indicadores financeiros, foi realizada uma análise de sensibilidade, comparando o impacto dessa variação nos indicadores. Os resultados estão na tabela abaixo:

Tabela 10 - Sensibilidade dos indicadores para variação do desconto ofertado

Desconto Ofertado	VPL	TIR	PBD
21%	-R$ 863.026	9,13%	-
20%	-R$ 713.473	10,05%	-
19%	-R$ 562.516	10,99%	-
18%	-R$ 416.086	11,89%	-
17%	-R$ 129.127	13,67%	-
16%	-R$ 129.127	13,67%	-
15%	R$ 16.299	14,58%	25,43 Anos
14%	R$ 150.331	15,42%	21,76 Anos
13%	R$ 283.670	16,26%	19,25 Anos
12%	R$ 405.234	17,02%	17,54 Anos
11%	R$ 532.694	17,82%	16,08 Anos
10%	R$ 648.446	18,54%	15,02 Anos

Através da Tabela 10, é possível perceber uma relação direta entre o desconto ofertado, a taxa de atratividade do projeto, PBD e VPL. Dado que a taxa de desconto ofertado impacta diretamente na receita, a negociação desse desconto com o cliente pode trazer benefícios financeiros para o projeto.

Através da Figura 20, é possível identificar que a medida que a taxa de desconto ofertado decresce, o VPL aumenta linearmente, tal relação pode ser vista também com os demais indicadores. É possível identificar que para um desconto ofertado acima de 15%, o projeto se torna inviável economicamente, visto que o VPL é negativo e a TIR é inferior à taxa

CAPM. As variações no desconto ofertado impactam diretamente nos indicadores financeiros, dado fator de correlação igual à -0,99 para VPL e TIR, e 0,99 para PBD.

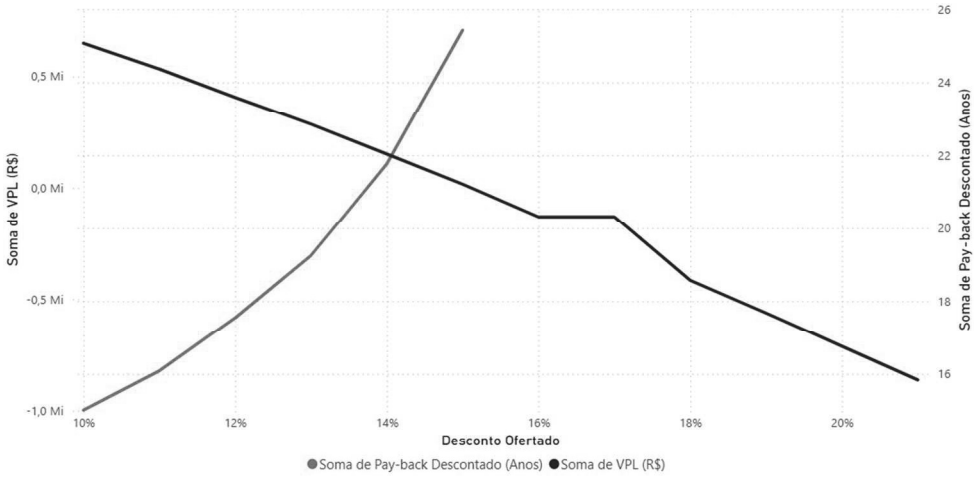

Figura 20 - VPL x Desconto ofertado

5.3.2 Modelo de aquisição do terreno

No modelo de negócio, assumiu-se o arrendamento do terreno, com base nos métodos descritos na metodologia. Na análise de sensibilidade, foi considerado a aquisição do terreno e o valor de aquisição como custo adicional e componente do CAPEX.

Tabela 11 - Arrendamento x Aquisição

	Aquisição	Arrendamento
VPL	-R$ 506.827,00	-R$ 713.472,51
TIR	11,66% a.a.	10,05% a.a.
PBD	-	-
LCOE	R$0,17/kWh	R$0,23/kWh

Pela Tabela 11, percebe-se que mesmo com a mudança do modelo de negócios para aquisição o projeto ainda se torna inviável financeiramente.

5.3.3 Endividamento Líquido

Pelo gráfico abaixo, fica evidenciada a análise de sensibilidade do endividamento líquido e percebe-se que a TIR varia de acordo com o grau de endividamento, tendo como ponto ótimo 40%.

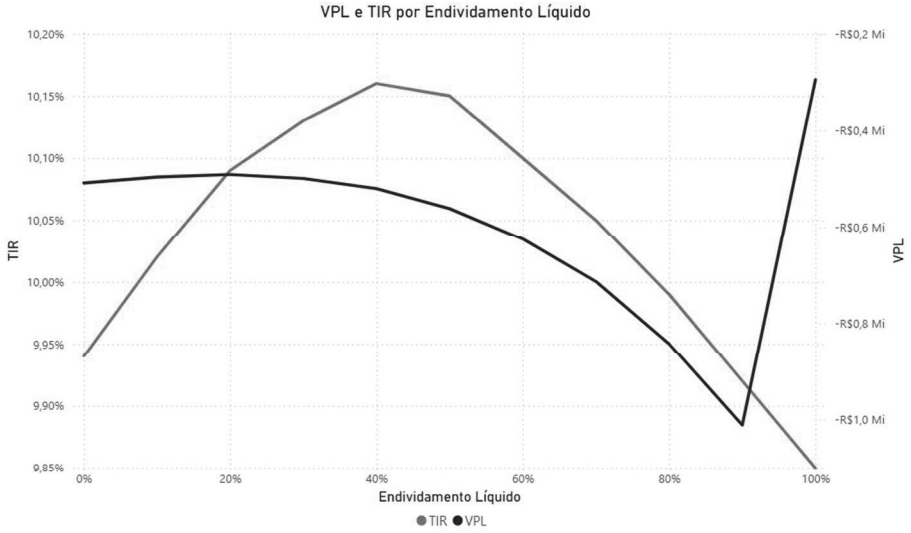

Figura 21 - TIR e VPL por Endividamento Líquido

Pela análise da Figura 21, percebe-se uma queda da VPL conforme o aumento do endividamento líquido, porém, o VPL tem como ponto ótimo 100% de endividamento líquido, esta discrepância pode ser dada pelo método de alavancar e desalavancar o Beta do projeto.

6. CONCLUSÃO

Em conclusão, o estudo analisou 13 diferentes localidades no Brasil em busca dos melhores resultados na avaliação do fluxo de caixa descontado e dos indicadores financeiros. A pesquisa destaca a correlação direta entre o fluxo de caixa e os componentes tarifários de cada cenário. Outras variáveis consideradas no estudo como geração, custo de arrendamento e impostos estaduais também impactam no fluxo de caixa, porém com menor correlação.

Os resultados obtidos permitem uma comparação entre os diferentes cenários. No entanto, é importante observar que o estudo não levou em conta possíveis incentivos relacionados à incidência dos impostos estaduais devido à instabilidade na legislação referente à geração distribuída.

Analisando os melhores resultados, como o caso do Rio de Janeiro com os melhores indicadores financeiros, concluímos que o projeto é economicamente viável e gera benefícios futuros ao investidor. Por outro lado, analisando os piores resultados, como os cenários do Maranhão, Ceará e Sergipe, a implementação de uma UFV não deve ser descartada, visto que o estudo por exemplo, aborda somente geração compartilhada e outras modalidades como autoconsumo local e autoconsumo remoto também podem ser analisadas.

Para pesquisas futuras, recomenda-se considerar para o cálculo da Inflação energética através de uma regressão de series temporais das tarifas de aplicação por concessionaria, assim como realizar a medição dos fatores climáticos (temperatura ambiente e irradiação) medidos em campo visto que o trabalho considera uma base de dados conservadora (Meteonorm 7.2).

7. BIBLIOGRAFIA

ANEEL. Regulamenta marco legal da Micro e Minigeração Distribuída, 2023. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida Acesso em: 27 maio 2024.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 583, DE 22 DE OUTUBRO DE 2013. 2013. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013583.pdf. Acesso em: 27 maio 2024.

BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C.; ALLEN, Franklin. Teoria da carteira e modelo CAPM de avaliação de ativos. In: BREALEY, Richard A. et al. Princípios de Finanças Corporativas. 10. ed. Porto Alegre: Abdr, 2013. Cap. 8, p. 180. Tradução: Celso Roberto Paschoa ; revisão técnica: João Carlos Douat. – 10. ed. – Dados eletrônicos. – Porto Alegre : AMGH, 2013..

BURGER, Bruno; RÜTHER, Ricardo. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. Solar Energy, [S.L.], v. 80, n. 1, p. 32-45, jan. 2006. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2005.08.012.

DALEI, Narendra N.; GUPTA, Anshuman. Adoption of renewable energy to phase down fossil fuel energy consumption and mitigate territorial emissions: evidence from brics group countries using panel fgls and panel gee models. Discover Sustainability, [S.L.], v. 5, n. 1, p. 1-19, 2 abr. 2024. Springer Science and Business Media LLC. http://dx.doi.org/10.1007/s43621-024-00237-y.

Damodaran, A. (2007): Avaliação de empresas. 2. Ed. São Paulo: Pearson Pretince Hall.

Damodaran, A. (2008): What is the risk-free rate? A search for the basic building block. Stern School of Business

DIMSON, Elroy; MARSH, Paul; STAUNTON, Mike. GLOBAL EVIDENCE ON THE EQUITY RISK PREMIUM. Journal Of Applied Corporate Finance, [S.L.], v. 15, n. 4, p. 27-38, set. 2003. Wiley. http://dx.doi.org/10.1111/j.1745-6622.2003.tb00524.x.

EPE. Matriz Energética e Elétrica. 2024. Elaborado por EPE. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica. Acesso em: 27 maio 2024.

FERREIRA, Agmar; KUNH, Sheila S.; FAGNANI, Kátia C.; SOUZA, Tiago A. de; TONEZER, Camila; SANTOS, Geocris Rodrigues dos; COIMBRA-ARAðJO, Carlos H.. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil. Renewable And Sustainable Energy Reviews, [S.L.], v. 81, p. 181-191, jan. 2018. Elsevier BV.

FGV. O Cuso Nivelado da Eletricidade e seu impacto na transição energética. 2019. Elaborado por Leonam dos Santos Guimarães - FGV. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_-_transicao_energetica.pdf. Acesso em: 27 maio 2024.

GREENER. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída | Lei 14.300/2022. 2024. Elaborado por GREENER. Disponível em: https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/. Acesso em: 27 maio 2024.

HAMPL, Nora. Energy systems for Brazil's Amazon: could renewable energy improve indigenous livelihoods and save forest ecosystems?. Energy Research & Social Science, [S.L.], v. 112, p. 103491, jun. 2024. Elsevier BV.

INSTITUTO SOLAR. Software Pvsyst: Saiba os primeiros passos na Ferramenta de SFVs ,2020. Disponível em: https://institutosolar.com/software-pvsyst/. Acesso em: 19 maio 2024.

LINSSEN, Jochen; STENZEL, Peter; FLEER, Johannes. Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. Applied Energy, [S.L.], v. 185, p. 2019-2025, jan. 2017. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.088.

MARTINS, F.R.; PEREIRA, E.B.; ABREU, S.L.. Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. Solar Energy, [S.L.], v. 81, n. 4, p. 517-528, abr. 2007. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2006.07.009.

MICRO e Minigeração Distribuída. 2023. Elabora pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida. Acesso em: 27 maio 2024.

Minha Casa Solar. Dimensione seu sistema Offgrid. 2023. Disponível em: https://www.minhacasasolar.com.br/dimensione-seu-sistema-off-grid. Acesso em: 27 maio 2024.

Ministério da Fazenda. Metodologia de Cálculo do WACC. 2018. Disponível em: https://www.gov.br/fazenda/pt-br/central-de-conteudo/publicacoes/guias-e-manuais-anteriores-a-2019/metodologia-de-calculo-do-wacc2018.pdf. Acesso em: 27 maio 2024.

MME. Brasil bate recorde de expansão da energia solar em 2023. 2023. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023. Acesso em: 08 jun. 2024.

MME. Resenha Energética Brasileira 2023. 2023. Elaborado por MME. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/resenha-energetica-brasileira/resenhas/resenha-energetica-brasileira-2023/view. Acesso em: 27 maio 2024.

NEOSOLAR. EQUIPAMENTOS DO KIT SOLAR. 2023. Disponível em: https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/kit-solar. Acesso em: 25 maio 2024.

RATHORE, Neelam; PANWAR, Narayan Lal; YETTOU, Fatiha; GAMA, Amor. A comprehensive review of different types of solar photovoltaic cells and their applications. International Journal Of Ambient Energy, [S.L.], v. 42, n. 10, p. 1200-1217, 1 abr. 2019. Informa UK Limited. http://dx.doi.org/10.1080/01430750.2019.1592774.

SAMANEZ, Carlos Patrício. Método do Valor Presente Líquido. In: SAMANEZ, Carlos Patrício. Matemática financeira. 5. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. p. 1-286.

SANTOS, J. A. F. A.; LUNA, M. A. R.; CUNHA, F. B. F.; SILVA, M. S.; TORRES, E. A.. Geração Distribuída no Brasil: análise de sua evolução e aspectos regulatórios. In: X Congresso Brasileiro de Regulação (ABAR 2017), ISBN 978-85-52913-00-9, Florianópolis, 2017.

SCHOBER, Patrick; BOER, Christa; SCHWARTE, Lothar A. Correlation coefficients: appropriate use and interpretation. Anesthesia & analgesia, v. 126, n. 5, p. 1763-1768, 2018.

SOPRANO. Como dimensionar um sistema fotovoltaico off-grid? 2023. Disponível em: https://www.soprano.com.br/blog/como-dimensionar-um-sistema-fotovoltaico-off-grid. Acesso em: 27 maio 2024.

VALE, A.M.; FELIX, D.G.; FORTES, M.Z.; BORBA, B.s.M.C.; DIAS, B.H.; SANTELLI, B.s.. Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. Energy Policy, [S.L.], v. 108, p. 292-298, set. 2017. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.001.

WEG. O QUE é uma geração distribuída de energia e quais são as suas vantagens? 2024. Elabora por WEG. Disponível em: https://www.weg.net/solar/blog/o-que-e-uma-geracao-distribuida-de-energia-e-quais-sao-as-suas-vantagens/. Acesso em: 27 maio 2024.

WELCH, Ivo. The Consensus Estimate for the Equity Premium by Academic Financial Economists in December 2007. Ssrn Electronic Journal, [S.L.], p. 1-14, 2008. Elsevier BV. http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1084918.

ZIMON, Grzegorz; PATTAK, Dulal Chandra; VOUMIK, Liton Chandra; AKTER, Salma; KAYA, Funda; WALASEK, Robert; KOCHAńSKI, Konrad. The Impact of Fossil Fuels, Renewable Energy, and Nuclear Energy on South Korea’s Environment Based on the STIRPAT Model: ardl, fmols, and ccr approaches. Energies, [S.L.], v. 16, n. 17, p. 6198, 25 ago. 2023. MDPI AG. http://dx.doi.org/10.3390/en16176198.