

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL  
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E  
ENGENHARIAS**

**EDUARDA BASSANI GEHLEN**

**ANÁLISE DE RISCO COMPARATIVA ENTRE A GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA E A AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA DIANTE DA  
ABERTURA DO MERCADO LIVRE**

**CAXIAS DO SUL**

**2023**

**EDUARDA BASSANI GEHLEN**

**ANÁLISE DE RISCO COMPARATIVA ENTRE A GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA E A AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA DIANTE DA  
ABERTURA DO MERCADO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial  
à obtenção do título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica na Área do  
Conhecimento de Ciências Exatas e  
Engenharias da Universidade de Caxias  
do Sul.

Orientador: Prof. Me. André Ber-  
nardes Michel

**CAXIAS DO SUL**

**2023**

**EDUARDA BASSANI GEHLEN**

**ANÁLISE DE RISCO COMPARATIVA ENTRE A GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA E A AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA DIANTE DA  
ABERTURA DO MERCADO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como requisito parcial  
à obtenção do título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica na Área do  
Conhecimento de Ciências Exatas e  
Engenharias da Universidade de Caxias  
do Sul.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Me. André Bernardes Michel  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

---

Prof. Me. Tiago Cassol Severo  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

---

Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Danusia Lima  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

## RESUMO

Conforme previsto na Portaria nº 50/2022, a partir de 2024, todos os consumidores que pertencem ao Grupo A, estarão habilitados a migrar para o mercado livre de energia. Este fator, atrelado à crescente demanda por energia limpa, impulsionam os investimentos em usinas fotovoltaicas na modelagem de autoprodução ou geração distribuída. Por estes motivos, este estudo teve como objetivo avaliar a viabilidade econômica e os riscos associados a estes investimentos. Para conduzir as análises, considerou-se um consumidor com demanda contratada menor que 500 kW. Para atender o consumo de energia foram simuladas duas capacidades distintas de usinas, uma de 224,4 kWp, destinada a suprir 50% do consumo e outra com 451 kWp para atender integralmente. Além disso, ambas as usinas foram submetidas a duas abordagens de investimento: em geração distribuída e em autoprodução no mercado livre. A partir desses dados, foram conduzidas análises de viabilidade e riscos. As análises de viabilidade revelaram que as modelagens de investimento são atrativas, contudo, o modelo APE se destaca devido aos seus benefícios tarifários. Em relação à análise de riscos, ao comparar a usina de maior potência entre as modelagens GD e APE, com um nível de confiança de 60%, observa-se a Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima de 10% para a usina em GD e 20,9% para a usina em APE.

**Palavras-chave:** Energia Fotovoltaica. Geração Distribuída. Autoprodução de Energia. Análise de Viabilidade. Análise de Riscos.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Organograma das instituições do setor elétrico brasileiro . . . . .	13
Figura 2 – Matriz de energia elétrica por fonte . . . . .	15
Figura 3 – Atuação do varejista . . . . .	16
Figura 4 – Unidades consumidoras por classe no ACL . . . . .	23
Figura 5 – Redução gradual dos requisitos para Consumidores Livres . . . . .	23
Figura 6 – Exemplo de sazonalização da energia com diferentes vigências de montantes	24
Figura 7 – Modelos de negócios para consumidores do ACL . . . . .	27
Figura 8 – Comparação da TUSD para APE e consumidor padrão (R\$/MWh) . . . . .	28
Figura 9 – Quantidade anual de conexões de geração distribuída fotovoltaica no Brasil.	29
Figura 10 – Composição de um módulo fotovoltaico . . . . .	30
Figura 11 – Simulação Monte Carlo de um Sistema Genérico . . . . .	34
Figura 12 – Exemplo de Função de Densidade de Probabilidade . . . . .	35
Figura 13 – Gráfico da distribuição de probabilidade do VPL do projeto . . . . .	40
Figura 14 – Fluxograma das etapas da análise . . . . .	42
Figura 15 – Curva da distribuição triangular . . . . .	45
Figura 16 – Distribuição de probabilidade do PLD . . . . .	45
Figura 17 – Curva de carga RGE SUL - MT Tarifa A4 . . . . .	48
Figura 18 – Layout 3D - Usina 50% do consumo . . . . .	48
Figura 19 – Previsão de rendimento - Usina 50% do consumo . . . . .	49
Figura 20 – Layout 3D - Usina 100% do consumo . . . . .	49
Figura 21 – Previsão de rendimento - Usina 100% do consumo . . . . .	50
Figura 22 – Gráfico de probabilidade do VPL - Usina 50% GD . . . . .	53
Figura 23 – Gráfico de probabilidade da TIR - Usina 50% GD . . . . .	54
Figura 24 – Gráfico de probabilidade do Payback - Usina 50% GD . . . . .	54
Figura 25 – Gráfico de probabilidade do VPL - Usina 50% APE . . . . .	55
Figura 26 – Gráfico de probabilidade da TIR - Usina 50% APE . . . . .	55
Figura 27 – Gráfico de probabilidade do <i>payback</i> - Usina 50% APE . . . . .	56
Figura 28 – Gráfico de probabilidade do VPL - Usina 100% GD . . . . .	56
Figura 29 – Gráfico de probabilidade da TIR - Usina 100% GD . . . . .	57
Figura 30 – Gráfico de probabilidade do Payback - Usina 100% GD . . . . .	57
Figura 31 – Gráfico de probabilidade do VPL - Usina 100% APE . . . . .	58
Figura 32 – Gráfico de probabilidade da TIR - Usina 100% APE . . . . .	58
Figura 33 – Gráfico de probabilidade do Payback - Usina 100% APE . . . . .	59
Figura 34 – Fluxo de Caixa Usina 50% - GD . . . . .	61
Figura 35 – Fluxo de Caixa Usina 100% - GD . . . . .	62
Figura 36 – Fluxo de Caixa Usina 50% - APE . . . . .	63

Figura 37 – Fluxo de Caixa Usina 100% - APE . . . . . 64

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>IPCC</b>	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>CNPE</b>	Conselho Nacional de Política Energética
<b>CMSE</b>	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico Brasileiro
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>ACL</b>	Ambiente de Contratação Livre
<b>ACR</b>	Ambiente de Contratação Regulada
<b>PLD</b>	Preço de Liquidação das Diferenças
<b>PIE</b>	Produtor Independente de Energia
<b>CCEAR</b>	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
<b>PLD</b>	Preço de Liquidação das Diferenças
<b>TUSD</b>	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
<b>TE</b>	Tarifa de Energia
<b>PIS</b>	Programa de Integração Social
<b>COFINS</b>	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
<b>ICMS</b>	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
<b>CIP</b>	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública
<b>CCC</b>	Conta de Consumo de Combustíveis
<b>PROINFA</b>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
<b>APE</b>	Autoprodutor de Energia
<b>SPE</b>	Sociedade de Propósito Específico
<b>CUST</b>	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
<b>CUSD</b>	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
<b>CCEAL</b>	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre
<b>CCEIE</b>	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial
<b>AGP</b>	Alocação de Geração Própria

<b>VPL</b>	Valor Presente Líquido
<b>TMA</b>	Taxa Mínima de Atratividade
<b>TIR</b>	Taxa Interna de Retorno
<b>MMGD</b>	Microgeração e Minigeração Distribuída de Energia Elétrica
<b>SCEE</b>	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
<b>MMC</b>	Método Monte Carlo
<b>FDP</b>	Função de Densidade de Probabilidade



# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>10</b>
1.1	JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS	11
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivo Geral</b>	<b>11</b>
<b>1.1.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b>	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>12</b>
2.1	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	12
<b>2.1.1</b>	<b>Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro</b>	<b>12</b>
2.2	MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA	15
<b>2.2.1</b>	<b>Ambiente de Contratação Regulada</b>	<b>17</b>
2.2.1.1	Geração Distribuída	20
<b>2.2.2</b>	<b>Ambiente de Contratação Livre</b>	<b>22</b>
2.2.2.1	Autoprodutor de Energia	26
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	28
<b>2.3.1</b>	<b>O sistema fotovoltaico</b>	<b>29</b>
2.4	ANÁLISE DE RISCOS	31
<b>2.4.1</b>	<b>Métricas de análise de investimento</b>	<b>32</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Método Monte Carlo</b>	<b>34</b>
2.5	REVISÃO DO REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO	36
<b>2.5.1</b>	<i>Análise de viabilidade econômica da migração para o mercado livre de energia: estudo de caso de um comércio varejista (SCHMITT, 2022)</i>	<b>36</b>
<b>2.5.2</b>	<i>Análise Financeira da Energia Fotovoltaica no Mercado Livre de Energia (FLESCH et al., 2022)</i>	<b>37</b>
<b>2.5.3</b>	<i>Avaliação Econômica do Implantação de Turbinas Eólicas por meio da Análise de Riscos (ROSSETTO; SOUZA, 2015)</i>	<b>39</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>42</b>
3.1	PERFIL DO CONSUMIDOR	42
3.2	USINA FOTOVOLTAICA	43
3.3	ANÁLISE DE VIABILIDADE	43
3.4	ANÁLISE DE RISCO	44
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>46</b>
4.1	PERFIL DO CONSUMIDOR	46
4.2	USINA FOTOVOLTAICA	47
4.3	ANÁLISE DE VIABILIDADE	50

4.4	ANÁLISE DE RISCO . . . . .	53
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>	<b>60</b>
	<b>APÊNDICE A – FLUXO DE CAIXA GD - 50% . . . . .</b>	<b>61</b>
	<b>APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA GD - 100% . . . . .</b>	<b>62</b>
	<b>APÊNDICE C – FLUXO DE CAIXA APE - 50% . . . . .</b>	<b>63</b>
	<b>APÊNDICE D – FLUXO DE CAIXA APE - 100% . . . . .</b>	<b>64</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>65</b>

# 1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia, juntamente com a necessidade de reduzir a dependência de combustíveis fósseis e mitigar os impactos das mudanças climáticas, tem impulsionado o uso das energias renováveis em todo o mundo. A energia fotovoltaica no Brasil tem experimentado um crescimento significativo nos últimos anos. Com um potencial para a geração de energia solar devido à sua localização geográfica privilegiada, somado a incentivos do governo que têm desempenhado um papel importante no impulsionamento da energia fotovoltaica no país. Em 2012, com a publicação da RN 482, a ANEEL estabeleceu as regras para a geração distribuída no país, permitindo que consumidores instalassem sistemas fotovoltaicos em suas residências, empresas ou propriedades rurais e conectassem esses sistemas à rede elétrica (BRASIL, 2022). Desde então, o número de sistemas fotovoltaicos instalados tem crescido rapidamente, impulsionado pelo aumento da conscientização sobre os benefícios ambientais e econômicos da energia solar, assim como pela redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos ao longo dos anos.

Outra esfera do setor elétrico brasileiro que vem passando por modificações, é o mercado livre de energia. Através da Portaria nº 50, a partir de 2024, todos os consumidores que pertencem ao Grupo A, estarão habilitados a migrar para o ambiente de contratação livre (MME, 2022). Neste ambiente, os consumidores poderão negociar contratos bilaterais diretamente com os geradores, comercializadoras ou geradores independentes de energia. Isso permite maior flexibilidade na escolha de fornecedores, condições contratuais e fontes de energia, além de proporcionar a possibilidade de obter preços mais competitivos. Além disso, um agente consumidor do ACL também pode realizar investimentos em um sistema próprio de geração fotovoltaica, tornando-se um autoprodutor de energia. Além de contribuir para a sustentabilidade ambiental, um autoprodutor obtém maior controle sobre o suprimento de energia e reduz custos com encargos e tarifas.

Para ambas as formas de se tornar um produtor de energia existem investimentos a serem realizados por este consumidor, portanto, se faz necessário realizar uma análise da viabilidade econômica deste investimento. Esta avaliação é um processo essencial para entender a viabilidade e rentabilidade de um projeto antes de tomar a decisão de investir recursos financeiros. Com isto, é possível identificar e quantificar os riscos e benefícios envolvidos, permitindo que os investidores tomem as melhores decisões. Logo, o direcionamento deste trabalho condiz em avaliar o cenário de um consumidor com demanda contratada menor que 500kW, identificando a viabilidade econômica e os riscos inerentes na aplicação de um investimento em uma usina fotovoltaica enquadrada no ambiente regulado ou livre.

## 1.1 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

A análise de viabilidade e a análise de riscos são duas etapas importantes no processo de tomada de decisões em diversos contextos, como projetos, investimentos ou negócios. Não seria diferente para investimentos no setor de energia. Com a abertura do mercado livre para consumidores do Grupo A com demanda contratada menor que 500kW, surgem novas possibilidades de investimentos para estes agentes. Desta forma, realizar a análise de viabilidade econômica para estes projetos é fundamental identificar se o investimento será lucrativo.

No entanto, mesmo quando uma oportunidade é considerada viável, existem riscos associados à sua implementação. Desta forma, a análise de riscos visa identificar, avaliar e mitigar os riscos potenciais que podem afetar o projeto ou a decisão. Em resumo, essas análises são complementares, pois fornecem informações para a tomada de decisão, com o objetivo de minimizar os riscos e aumentar as chances de sucesso nos projetos.

### 1.1.1 Objetivo Geral

Realizar a análise de risco do investimento em uma usina fotovoltaica, para um consumidor do Grupo A, com demanda contratada menor que 500kW, com enquadramento em geração distribuída ou em autoprodução de energia no mercado livre.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Alinhado com o objetivo geral, foram definidos como objetivos específicos:

- a) Dimensionar, precificar e prever a geração de energia da usina fotovoltaica na localidade da empresa;
- b) Calcular os indicadores de viabilidade econômica do investimento;
- c) Realizar a simulação da análise de riscos.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo tem como objetivo apresentar o setor elétrico brasileiro dividindo-o em dois ambientes: o ambiente de contratação regulada e o ambiente de contratação livre. Alguns fatores serão destacados, como por exemplo, o cenário da abertura do mercado livre de energia, a crescente adição da energia solar fotovoltaica no modelo de geração distribuída e o enquadramento de um consumidor livre como autoprodutor de energia. Em paralelo a abertura do mercado e a decisão de realizar um investimento surgem novos desafios e riscos a serem considerados. Sendo assim, ao final deste capítulo, serão apontadas as principais estratégias e ferramentas de análise de riscos que podem ser aplicadas nesse contexto.

### 2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil, o setor elétrico é dividido em diferentes segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O primeiro processo é o de geração de energia, este consiste na conversão de fontes primárias de energia em energia elétrica. Essas fontes podem ser classificadas em renováveis, tais como água, radiação solar, vento e biomassa, ou não renováveis, como os combustíveis fósseis (SILVA, 2022).

A etapa de transmissão consiste em transportar a energia gerada para os centros de consumo. A partir deste ponto, a energia precisa ser transportada até as residências, empreendimentos e estabelecimentos comerciais. Essa etapa é conhecida como distribuição e, assim como a transmissão, é considerada um monopólio natural. Isso ocorre porque seria inviável economicamente construir inúmeras redes de distribuição e transmissão, afinal são compostas por várias estruturas e equipamentos (SILVA, 2022).

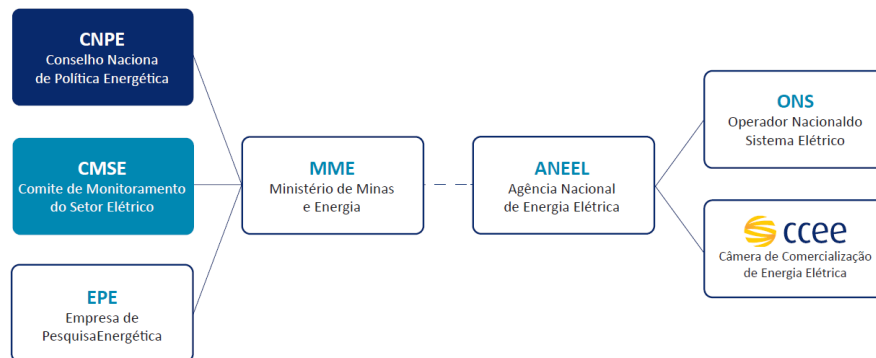
A última etapa é a de comercialização, de maneira geral corresponde a compra e venda de energia elétrica. No Brasil, existem dois ambientes nos quais os contratos são negociados. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), composto por agentes de geração e distribuição de eletricidade. Já o segundo é o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que inclui agentes de geração, comercialização, importação e exportação de energia e consumidores livres (SILVA, 2022).

#### 2.1.1 Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Na década de 1990, o Ministério de Minas e Energia desenvolveu modificações institucionais e operacionais que levaram ao formato atual do setor elétrico. O estado começou a atuar para definir políticas de desenvolvimento e regulação, já a execução foi gradualmente transferida ao capital privado, tendo como objetivos principais a busca pela alocação eficiente dos

custos econômicos e a melhoria na qualidade do serviço prestado pelas empresas (ABRADEE, 2023). Com o modelo vigente implantado em 2004, o setor elétrico é constituído por importantes instituições que estão apresentadas na Figura 1. Estas são responsáveis por elaborar normas, leis e regulamentos, planejar, operar, comercializar, fiscalizar, dentre outras atribuições (CCEE, 2023b).

Figura 1 – Organograma das instituições do setor elétrico brasileiro



Fonte: (CCEE, 2023b)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão que presta assessoria à Presidência da República, sendo sua principal responsabilidade a formulação de políticas e diretrizes de energia que garantam o fornecimento de recursos energéticos a todas as áreas do país, inclusive as mais afastadas. Similarmente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico Brasileiro (CMSE), que é coordenado diretamente pelo Ministério de Minas e Energia, foi criado com a finalidade de monitorar e avaliar a continuidade e a segurança do abastecimento de energia elétrica em todo o território brasileiro (SILVA, 2022).

O Ministério de Minas e Energia é o órgão do governo federal encarregado de conduzir as políticas energéticas do país. Suas principais responsabilidades consistem em formular e implementar políticas para o setor energético, seguindo as diretrizes estabelecidas pelo CNPE (CCEE, 2023c).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997. Suas principais atribuições são regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, além de fiscalizar, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica (ANEEL, 2023a).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) criado pela Lei nº 9.648/1998 é uma instituição pública de direito privado, responsável pela coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. O ONS desenvolve uma série de estudos e ações para gerenciar as diferentes fontes de energia

e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país (ONS, 2023a).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada em 2004 através da Lei 10.847, sua finalidade é prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia na área de estudos e pesquisas para subsidiar a formulação, implementação e avaliação das políticas energéticas no Brasil. Os resultados desses estudos também elaboram um plano de ação comercial, através dos leilões de geração e transmissão de energia, seguindo as diretrizes definidas pelo CNPE (EPE, 2023).

Por fim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma instituição privada sem fins lucrativos que foi criada por meio do Decreto nº 5.177/04. Sua principal função é gerenciar e fiscalizar, de forma idônea, o Mercado Livre de Energia, além de promover um ambiente eficiente na compra e na venda de energia elétrica no ACL e ACR. Ainda, faz a contabilização destas atividades, calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e o divulga continuamente, a fim de atribuir valor às transações de energia elétrica no Brasil (CCEE, 2023c).

O SIN, consiste no sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil. É composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. Em 2023, a rede básica de transmissão conta com 179.311 km de extensão que percorrem todo o país com diferentes níveis de tensão. Para 2027 está contabilizado um acréscimo de 37.448 km, de acordo com o relatório de Planejamento e Transição Energética publicado em maio de 2023 pelo Ministério de Minas e Energia, os investimentos em redes de transmissão é determinante para o sucesso da integração de geração renovável. Com destaque no Nordeste, o plano é aumentar em 70% até 2023 a capacidade de inserção, com foco no potencial eólico e solar (MME, 2023).

No ano de 2023, a geração de energia é majoritariamente composta por usinas hidrelétricas localizadas em dezesseis bacias hidrográficas em todo o país. Contudo, nos últimos anos, houve um expressivo crescimento na instalação de usinas eólicas e fotovoltaicas, especialmente nas regiões Nordeste e Sul, o que tem ampliado a relevância dessas modalidades de geração para atender a demanda do mercado (ONS, 2023b). A matriz de energia elétrica do SIN possui, até o dia 12 de novembro de 2023, uma potência instalada de 196.656 MW, distribuída por fonte conforme demonstrado na Figura 2. Em relação a fonte solar fotovoltaica centralizada, até novembro de 2023 apresenta potência instalada de 10.730 MW, representando 5,46% da matriz elétrica brasileira, todavia destaca-se a potência outorgada de 143.712 MW.

Figura 2 – Matriz de energia elétrica por fonte

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	% (Pot. Fiscalizada)
UHE	221	103.580.021,00	103.195.357,00	52,47%
UTE	3129	57.228.764,21	46.513.227,61	23,65%
EOL	1627	54.750.791,86	27.532.523,86	14,00%
UFV	21169	143.712.900,91	10.779.633,37	5,48%
PCH	532	7.222.043,22	5.787.692,56	2,94%
UTN	3	3.340.000,00	1.990.000,00	1,01%
CGH	694	873.751,76	858.196,76	0,44%
<b>Total</b>	<b>27375</b>	<b>370.708.272,96</b>	<b>196.656.631,16</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: (ANEEL, 2023d)

## 2.2 MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado de eletricidade é influenciado por uma série de fatores que variam de acordo com a realidade de cada país. Essas diferenças resultam de um processo histórico que continua em constante evolução e é impactado por mudanças em diversas áreas, como tecnologia, economia e sociedade, portanto, não há um modelo único que possa ser aplicado universalmente. Porém, é possível caracterizar quatro modelos principais: monopólio natural regulado; contratação centralizada ou comprador único; competição no mercado atacadista e competição no mercado varejista e atacadista (SILVA, 2022).

O sistema de monopólio natural regulado funcionou no Brasil por quase cem anos, permitindo avanços relevantes na abrangência e qualidade dos serviços de energia. Neste modelo a liderança estatal tinha papel essencial no fornecimento da eletricidade, tornando o serviço universal e de baixo custo. A principal desvantagem deste modelo se detém ao regime tarifário, pois as tarifas eram fixadas pelos órgãos reguladores, sendo assim não existem incentivos para redução do custo de capital dos investimentos, pois todas as despesas da empresa são reconhecidas na tarifa pelo regulador. Este fator comprometeu o investimento e a expansão do setor, ademais, novas tecnologias reduziram os níveis de escala e os investimentos para geração, o que ocasionou um número maior de agentes, tornando necessária a criação de um novo marco regulatório (FIOROTTI MARCELE CAROLINE THIMOTHEO DE BRITO, 2022).

No modelo de contratação centralizada ou comprador único os Produtores Independentes de Energia (PIEs) competem entre si para fornecer eletricidade para um comprador único, podendo ser um órgão estatal ou uma concessionária de energia que possui o monopólio sobre os consumidores finais. São elaborados contratos de longo prazo, normalmente de acordo com a vida útil da usina de geração, para dar embasamento jurídico e viabilizar o investimento de capital buscando mitigar os riscos de ser apenas um comprador. Justamente com esses contratos surgem os desafios em definir a remuneração de custos fixos e variáveis, além do lucro do em-



preendimento. Outro fator seria a desconfiança de manipulação por parte do comprador único, surgindo a necessidade de separar a função de operação do sistema do comprador, todavia esse afastamento se assimila com o modelo atacadista (SILVA, 2022).

No modelo de competição no mercado atacadista, no lugar de um único comprador, várias concessionárias, distribuidoras e consumidores livres podem comprar energia de diferentes Produtor Independente de Energias (PIEs). No mercado atacadista busca-se a formação de um comércio competitivo e eficiente e uma operação confiável do sistema elétrico. Este modelo vem sendo executado no Brasil através do ACR, mas o principal obstáculo em relação a este sistema é a maneira como as distribuidoras contratam a energia e repassam os custos para os consumidores, visto que estes não podem escolher outro fornecedor (SILVA, 2022).

Levando em consideração essa limitação das distribuidoras e entendendo que o mercado atacadista pode ser considerado um método de transição, pode-se definir o modelo de competição varejista em que todos os consumidores podem escolher os fornecedores de energia. De maneira simplificada, um gerador pode vender energia para qualquer outro agente, chamado de modelo varejista, onde pequenos consumidores tendem fazer essa compra através de comercializadores. Com uma quantidade maior de agentes e baixas barreiras de entrada, a concorrência faz as condições convergirem para um sistema eficiente. Neste modelo, as concessionárias continuam atuando como um monopólio natural regulado e devem liberar o acesso de suas redes para comercializadores, produtores de energia e consumidores (SILVA, 2022). Esta relação está apresentada na Figura 3.

Figura 3 – Atuação do varejista



Fonte: (CCEE, 2023b)

Conforme apresentado no capítulo anterior, na década de 1990, o Brasil passou por uma reestruturação do setor elétrico que resultou na saída do modelo de monopólio verticalizado para o de mercado atacadista e varejista. Desta forma, a Lei nº 10.848/2004 (BRASIL, 2004b) e o decreto nº 5.163/2004 (BRASIL, 2004a), definiram a atividade de comercialização e separaram os consumidores em dois ambientes, sendo eles o ACR e o ACL.

## 2.2.1 Ambiente de Contratação Regulada

De acordo com o Decreto 5.163/2004, é possível definir ACR como:

O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (BRASIL, 2004a).

Neste ambiente, as distribuidoras de energia compram energia através dos leilões para atender a demanda dos consumidores finais, aqui denominados como consumidores cativos. Esses leilões são delegados pela ANEEL e dirigidos pela CCEE, onde cada distribuidora realiza um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), de longo prazo com as geradoras vendedoras. O valor pago no leilão serve de base para o repasse dos custos da energia nas tarifas dos consumidores cativos (CCEE, 2023a) (BRASIL, 2004a). Estes, em contrapartida, são responsáveis pelo pagamento da energia através das faturas fornecidas pelas distribuidoras, a qual é dependente das tarifas regulamentadoras estipuladas pela ANEEL, que são reajustadas anualmente.

Os consumidores cativos são divididos em grupos tarifários de acordo com o nível de tensão de fornecimento. Atualmente, são classificadas no Grupo A (alta tensão), consumidores atendidos com tensão igual ou superior a 2,3kV sendo ainda divididos nos seguintes subgrupos (ANEEL, 2021):

- a) subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230kV;
- b) subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88kV e menor ou igual a 138kV;
- c) subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69kV;
- d) subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30kV e menor ou igual a 44kV;
- e) subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3kV e menor ou igual a 25kV;
- f) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

E Grupo B (baixa tensão), para fornecimentos inferiores a 2,3kV, divididos nos seguintes subgrupos (ANEEL, 2021):

- a) subgrupo B1: residencial;
- b) subgrupo B2: rural;
- c) subgrupo B3: demais classes;
- d) subgrupo B4: iluminação pública.

Para consumidores no ACR existem postos tarifários para realizar a diferenciação da tarifa ao longo do dia com base nas características operacionais de cada subsistema elétrico

e da necessidade de estimular a mudança do perfil de carga de unidades consumidoras. Na modalidade tarifária do Grupo A, aplicam-se os horários de ponta e fora ponta (ANEEL, 2021).

- Horário ponta: período diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- Horário fora ponta: período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta.

Ainda relacionado a tarifação de consumidores cativos, por sua vez, pode-se dividir em duas parcelas: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A finalidade da TUSD é compensar a concessionária pelos custos associados à distribuição da energia, assim como, pelos investimentos efetuados em equipamentos de infraestrutura e operacionalização da rede. Para consumidores do Grupo A, essa tarifa é subdividida em TUSD Energia, em reais por megawatt-hora (R\$/MWh), e TUSD Demanda, em reais por quilowatt (R\$/kW), e é obrigatória para todos os consumidores, independentemente de estarem no ACL ou ACR. A TE contém o repasse dos custos com a contratação de energia elétrica ativa, ou seja, aplicável sobre o consumo de energia da unidade consumidora em kWh (ANEEL, 2021).

Com base nos postos tarifários, pode-se diferenciar a modalidade tarifária para os consumidores do Grupo A através da tarifação binômia, isto é, há uma parcela atrelada ao consumo mensal, em R\$/kWh, e outra referente a demanda em R\$/kW. A modalidade tarifária horária verde é caracterizada por apenas uma tarifa para a demanda, sem segmentação horária e pode ser utilizada por consumidores com tensão de conexão menor que 69 kV, desta forma a valoração dos custos para um consumidor na modalidade tarifária verde, pode ser descrita através da Equação 2.1 (ANEEL, 2021).

$$T = C_p \times (TUSD_p + TE_p) + C_{fp} \times (TUSD_{fp} + TE_{fp}) + (D \times TUSD_D) \quad (2.1)$$

sendo,

$T$  o valor da tarifa de consumo e demanda, em R\$;

$C_p$  o valor do consumo no horário ponta, em kWh;

$TUSD_p$  o valor da tarifa TUSD, em R\$/kWh, no horário ponta;

$TE_p$  o valor da tarifa TE, em R\$/kWh, no horário ponta;

$C_{fp}$  o valor do consumo no horário fora ponta, em kWh;

$TUSD_{fp}$  o valor da tarifa TUSD, em R\$/kWh, no horário fora ponta;

$TE_{fp}$  o valor da tarifa TE, em R\$/kWh, no horário fora ponta;

$D$  o maior valor entre demanda contratada e medida, em kW;

$TUSD_D$  o valor da tarifa TUSD demanda, em R\$/kW.

Todavia, a modalidade tarifária horária azul é caracterizada por um valor de demanda para o posto tarifário ponta e um valor para o posto tarifário fora ponta e é obrigatória para consumidores com tensão de conexão maior ou igual a 69 kV. Sua valoração é realizada de acordo com a Equação 2.2 (ANEEL, 2021).

$$T = C_p \times (TUSD_p + TE_p) + C_{fp} \times (TUSD_{fp} + TE_{fp}) + (D_p \times TUSD_{Dp}) + (D_{fp} \times TUSD_{Dfp}) \quad (2.2)$$

sendo,

$T$  o valor da tarifa de consumo e demanda, em R\$;

$C_p$  o valor do consumo no horário ponta, em kWh;

$TUSD_p$  o valor da tarifa TUSD, em R\$/kWh, no horário ponta;

$TE_p$  o valor da tarifa TE, em R\$/kWh, no horário ponta;

$C_{fp}$  o valor do consumo no horário fora ponta, em kWh;

$TUSD_{fp}$  o valor da tarifa TUSD, em R\$/kWh, no horário fora ponta;

$TE_{fp}$  o valor da tarifa TE, em R\$/kWh, no horário fora ponta;

$D_p$  o maior valor entre demanda contratada e medida no horário ponta, em kW;

$TUSD_{Dp}$  o valor da tarifa TUSD demanda no horário ponta, em R\$/kW;

$D_{fp}$  o maior valor entre demanda contratada e medida no horário fora ponta, em kW;

$TUSD_{Dfp}$  o valor da tarifa TUSD demanda no horário fora ponta, em R\$/kW.

Além das mencionadas partes, ainda incidem sobre as tarifas de energia outros encargos: o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), aplicados pelo governo federal; o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), estabelecido pelo governo estadual; e a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) definida pelo poder público municipal. Os encargos setoriais são instituídos por lei e embutidos na tarifa da ANEEL, eles são considerados como custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias. Tanto a TUSD, quanto a TE tem os encargos definidos conforme abaixo (ANEEL, 2023c).

Encargos da TUSD:

- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE
- Contribuição dos Associados – ONS
- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA

Encargos da TE:

- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH
- Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER
- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Por fim, nas faturas dos consumidores pertencentes ao ACR, incidem os custos com bandeiras tarifárias. O sistema de bandeiras sinaliza aos consumidores os custos para a geração e disponibilidade da energia elétrica. Para tanto, as cores das bandeiras indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de disponibilidade de entrega dessa eletricidade. Devido a matriz energética brasileira ser majoritariamente hidroelétrica, as estações de chuvas e secas, delimitam a entrada ou saída dessas bandeiras (ANEEL, 2023e). Para o ano de 2023, tem-se as seguintes condições:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada kWh consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492 para cada kWh consumido.

### 2.2.1.1 Geração Distribuída

A partir de 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, permitindo o consumidor brasileiro de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, trata-se da Microgeração e Minigeração Distribuída de Energia Elétrica (MMGD). No decorrer do período até o momento atual a ANEEL promoveu alterações nas regulamentações da MMGD, introduzindo melhorias que afetaram diversas disposições, incluindo os limites de capacidade de energia instalada e as modalidades de participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Essas mudanças foram implementadas através de Resoluções Normativas, como a nº 687/2015, e a nº 786/2017. Outra atualização, foi realizada por meio da Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Esse Ato promoveu adequações dos regulamentos da ANEEL às disposições da Lei nº 14.300

de 2022, marco legal da microgeração e minigeração distribuída, atual referência regulatória para o setor de geração distribuída (ANEEL, 2023b).

A Lei 14.300 denomina microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 kW. Já minigeração distribuída é aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW. Sendo ambas conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. O SCEE permite que a energia injetada por uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local seja posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema. Portanto, a rede funciona como uma bateria, armazenando o excedente até o momento em que a unidade consumidora necessite de energia proveniente da distribuidora. Quando a energia gerada em determinado mês é superior à quantidade utilizada para abater o consumo naquele período, o consumidor fica com excedente de energia que pode ser transformado em crédito para compensação do consumo dos meses seguintes. De acordo com as regras, o prazo de validade dos créditos é de 60 meses (ANEEL, 2023b).

Dentro das opções disponíveis para participação no SCEE, há as seguintes modalidades:

- Autoconsumo local - quando a energia é gerada e compensada no mesmo local onde está instalada a usina;
- Autoconsumo remoto - quando a energia pode ser gerada em um local e compensada em outro, desde que em unidades consumidoras do mesmo titular;
- Empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (EMUC) - a energia gerada pode ser dividida entre os condôminos em porcentagens ou ordem de prioridade definidas pelos próprios consumidores;
- Geração compartilhada - interessados podem se unir por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, para instalar uma ou mais usinas geradoras e utilizar a energia para compensação do consumo de todos os participantes.

A instalação de sistemas de micro ou minigeração distribuída é uma iniciativa do consumidor, sendo que a ANEEL não estabelece o custo dos equipamentos de geração nem as condições de financiamento. Portanto, cabe ao consumidor avaliar a relação custo/benefício para a implantação, levando em consideração diversos fatores, tais como o tipo de fonte de energia (módulos solares, turbinas eólicas, geradores de biomassa, etc.), a tecnologia dos equipamentos, o tamanho da unidade consumidora e da central geradora, a localização, o valor da tarifa de energia elétrica e as regras de compensação aplicáveis à unidade consumidora, além das condições de pagamento e financiamento do projeto (ANEEL, 2023b).

## 2.2.2 Ambiente de Contratação Livre

Da mesma forma, o Decreto 5.163/2004 define ACL, sendo:

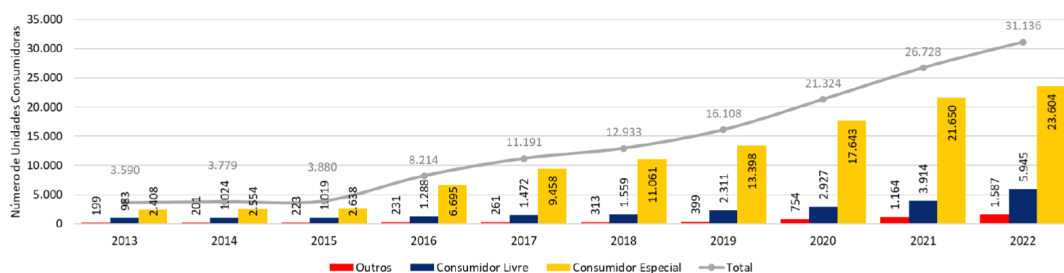
o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (BRASIL, 2004a).

Neste ambiente os agentes participantes podem ser geradores, comercializadores ou consumidores, neste caso, denominados "consumidores livres" e todos tem a obrigatoriedade de registrar as transações na CCEE. Os consumidores deste ambiente tem a liberdade de escolher os fornecedores, porém ficam sujeitos aos riscos do Mercado de Curto Prazo, ou seja, caso o montante de energia contratado e o real consumido forem diferentes, este saldo terá o preço determinado pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O PLD é calculado pela CCEE diariamente para cada hora do dia seguinte, submercado e nível de carga do sistema, todavia no início de cada ano a ANEEL divulga os preços máximos e mínimos. No dia 29 de dezembro de 2022 a ANEEL publicou os valores vigentes para o ano de 2023, estipulando o valor teto do PLD em R\$ 1.391,56/MWh e o piso em R\$ 69,04/MWh. É válido evidenciar que esta diferença de valores acontece devido a extrema sensibilidade dos modelos de cálculos utilizados em relação as variações climáticas (ANEEL, 2022b).

Os dados publicados pela CCEE, em janeiro de 2023, mostram que o número de unidades consumidoras no ACL vem crescendo significativamente desde 2016, alcançando em 2022 a marca de 31.136 unidades. A Figura 4 demonstra o crescimento ao longo dos anos (CCEE, 2022), percebe-se dois tipos de consumidores, o livre e o especial. O Decreto 5.163/2004 define consumidor livre como aquele que contrate energia proveniente de qualquer fonte de geração e possuir, no mínimo, 500 kW de demanda contratada. Contudo, o consumidor especial está restrito a contratar energia proveniente das chamadas fontes incentivadas: usinas hidrelétricas, eólicas, solares, a biomassa ou de cogeração qualificada, desde que a potência injetada dessas usinas nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW. Além disso, para consumidores com a mesma raiz CNPJ ou localizados em área contígua (sem separação por vias públicas) podem agregar suas cargas para atingir o nível de demanda de 500 kW exigido para se tornar consumidor especial (BRASIL, 2004a). Um incentivo para estes consumidores se deu através da Lei nº 13.203/2015, no Art. 26, do qual menciona que a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia (BRASIL, 2015).

Este aumento pode ser relacionado com as mudanças recorrentes em relação aos requisitos para se tornar um agente consumidor no ambiente livre, principalmente no que se refere aos limites de demanda contratada. A Portaria nº 514 de 27 de dezembro de 2018, embasada no art. 15 da Lei nº 9.074/1995 foi publicada com o objetivo de diminuir os limites de carga para migração ao ACL, de modo que a carga mínima para migração passou a ser igual ou superior

Figura 4 – Unidades consumidoras por classe no ACL

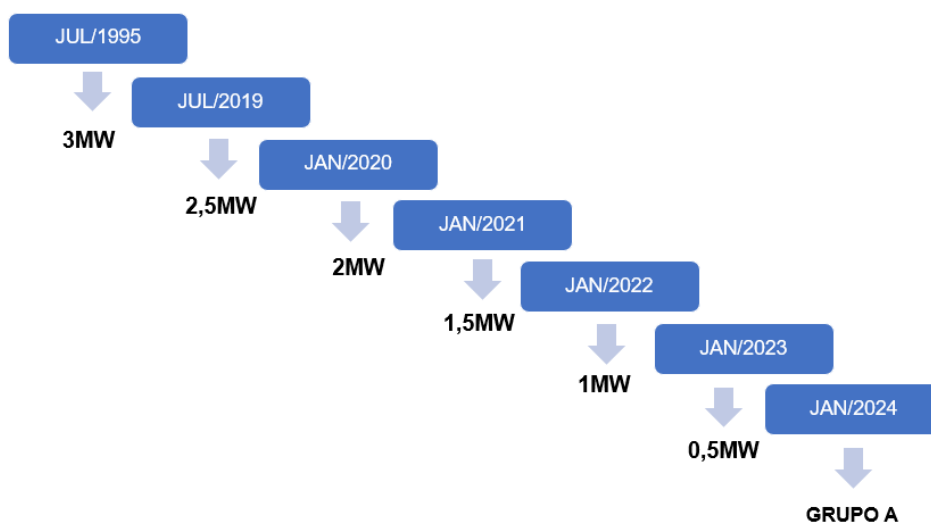


Fonte: (CCEE, 2022)

a 2,500kW, a partir de 1º de julho de 2019. Em primeiro de janeiro de 2020, o patamar foi reduzido para cargas maiores que 2.000kW (MME, 2018).

Em 2019, a Portaria 456/2019, modificou a Portaria 514/2018 e o Ministério de Minas e Energia continuou a promover a diminuição dos patamares de carga para acesso ao ACL, da seguinte forma: a partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500kW, a partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000kW e a partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW (MME, 2019). No dia 27 de setembro de 2022 outra portaria foi publicada pelo Ministério de Minas e Energia, a Portaria Normativa N°50. Esta apresenta que a partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A, poderão participar do ACL, porém com a condição de serem representados por agente varejista perante a CCEE (MME, 2022). A Figura 5 elucida todas estas modificações de acordo com o limite de demanda contratada ao longo dos anos.

Figura 5 – Redução gradual dos requisitos para Consumidores Livres



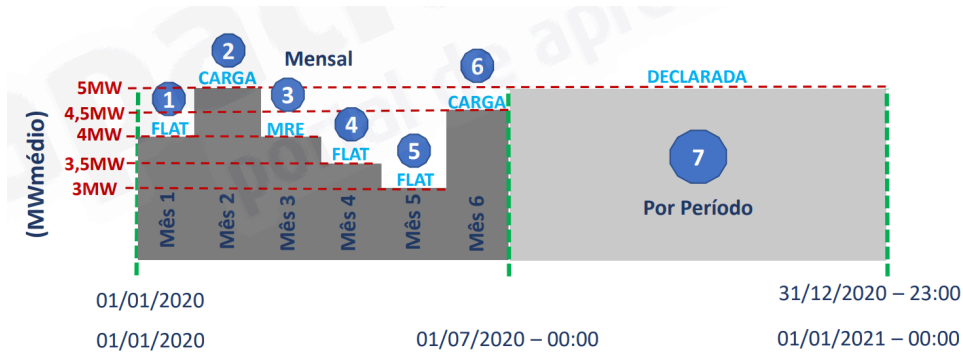
Fonte: O autor(2023)

Embora os níveis de demanda contratada estejam diminuindo ao longo dos anos, todo



e qualquer consumidor que deseja aderir ao ACL necessita seguir o processo de adesão regulado pela CCEE. Em resumo, há seis passos básico para a migração do mercado cativo para o mercado livre: O primeiro corresponde ao estudo de viabilidade, onde, cada consumidor deve analisar os contratos e o histórico de consumo junto à concessionária e comparar os dados coletados com as condições vigentes no mercado livre, a fim de, identificar possíveis ganhos financeiros com a migração. No ACL existem condições contratuais mais flexíveis, além de não haver diferença de postos tarifários (para parcela TE) e ser possível contratar diferentes montantes de energia para diferentes períodos do ano. Este conceito se refere a possibilidade de sazonalização, ou seja, distribuição dos volumes anuais de energia contratada, em volumes mensais. Além disso, o agente poderá vigenciar os montantes de acordo com sua estratégia comercial, podendo combinar vigências dentro do período de suprimento do contrato (CCEE, 2023a). A Figura 6 apresenta um exemplo de sazonalização da energia com diferentes vigências de montantes durante um ano. Outro conceito que pode ser acordado é a modulação, a qual consiste na distribuição dos volumes de energia contratada, em dados horários. A importância da modulação de um contrato está justamente na distribuição horária do montante de energia contratado, visto que cada hora do dia terá um valor de PLD, e este será valorado à exposição energia que esta hora tiver, independentemente se der uma exposição de energia positiva ou negativa. As modulações possíveis são: flat, carga, geração, MRE e declarada (CCEE, 2023a).

Figura 6 – Exemplo de sazonalização da energia com diferentes vigências de montantes



Fonte: (CCEE, 2023a)

Após realizado o estudo de viabilidade, o consumidor poderá comunicar a distribuidora à qual sua unidade está conectada a renúncia do contrato vigente. Deve-se analisar os contratos com a distribuidora que geralmente têm vigência de 12 meses e deve ser rescindido com aviso prévio de seis meses antes da migração. A saída antecipada pode gerar multas e atrasos no processo. Feita a denúncia do contrato do ambiente cativo, o agente pode firmar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), segundo o ponto de conexão. Estes contratos detalham os montantes a serem pagos pelo consumidor, de acordo com o uso do sistema. O próximo passo é o de adesão e modelagem junto à CCEE. Para tanto, deve-se realizar a habilitação comercial e técnica. Para habilitação comercial, é necessário apresentar: (1) Termo de adesão à CCEE; (2) documentação constitutiva de

certidão negativa de falência e recuperação judicial; (3) planilha com histórico de consumo dos últimos 12 meses anteriores à migração; (4) carta denúncia protocolada na distribuidora; (5) declaração ou comprovante de adimplemento no ONS ou na distribuidora; (6) entre outros. Já para habilitação técnica, o consumidor deverá cumprir as etapas de cadastro do ponto de medição, disponibilizando para a CCEE o diagrama unifilar da instalação e o parecer de acesso emitido, bem como a modelagem do ativo de carga. Caso seja necessária adequação do sistema de medição, os custos com eventuais obras ou aquisição de equipamentos serão de responsabilidade do consumidor. Concomitantemente com o processo de adesão, o consumidor deverá firmar contrato de fornecimento de energia junto às geradoras ou comercializadoras, considerando as propostas apresentadas, segundo sua classificação (consumidor livre ou especial). Neste passo os contratos são denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL) e/ou Contrato de Comercialização de Energia Incentivada Especial (CCEIE) (CCEE, 2023a).

Uma forma de valorar a viabilidade econômica para migração do ACR para o ACL, pode se dar através do ponto de equilíbrio, mais conhecido como *breakeven point*. Através desta análise pode-se definir um parâmetro do valor máximo em R\$/MWh que pode ser pago pela energia no ACL com o objetivo de equilibrar os custos neste ambiente contratual com os custos do ACR (SCHMITT, 2022). A expressão é apresentada na Equação 2.3.

$$TE_{ACL} + TUSD_{ACL} = TE_{ACR} + TUSD_{ACR} \quad (2.3)$$

sendo,

$TE_{ACL}$  custo da energia no ACL, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACL}$  parcela TUSD mais os impostos no ACL, em R\$/MWh;

$TE_{ACR}$  custo da energia no ACR, em R\$/MWh;

$TUSD_{ACR}$  parcela TUSD mais os impostos no ACR, em R\$/MWh.

com a manipulação das variáveis apresentadas na equação anterior, pode-se chegar ao *breakeven point*, conforme a Equação 2.4:

$$V_{break} = TE_{ACL} = TE_{ACR} + TUSD_{ACR} - TUSD_{ACL} \quad (2.4)$$

sendo,

$V_{break}$  o ponto de equilíbrio econômico entre os preços de energia, em R\$/MWh.

### 2.2.2.1 Autoprodutor de Energia

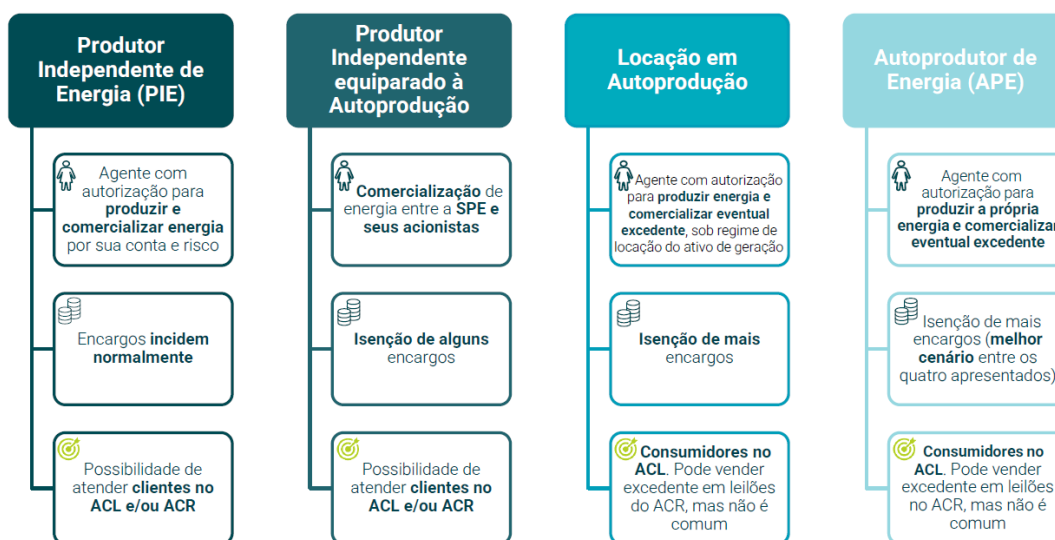
O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamenta produção de energia elétrica por autoprodutor como sendo, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao uso exclusivo (BRASIL, 1996). Assim, ao serem nomeados como autoprodutores, esses agentes obtiveram o direito de serem isentos do pagamento de subsídios e encargos que eram cobrados de outros tipos de consumidores. Com essa regulamentação, as empresas classificadas como Autoprodutor de Energia (APE), puderam ter uma melhor previsibilidade e custos mais baixos com o consumo de energia. Essa vantagem foi justificada para aumentar a competitividade dos produtos dessas empresas no mercado interno e externo (GESEL, 2022).

A partir de 1996, outras leis e decretos são publicados, onde inicia-se a viabilização do modelo de autoprodução. A Lei Nº 9.648/1998, no Art. 26, estabelece a possibilidade da comercialização do excedente da energia gerada pelo agente autoprodutor (BRASIL, 1998), porém limita que essa situação deve ser esporádica e temporária. Portanto, é proibido desenvolver projetos com capacidade de geração muito superior ao consumo do agente autoprodutor, uma vez que o objetivo principal deve ser o consumo próprio, não a comercialização (MOREIRA, 2021). O Decreto nº 5.163/2004, conforme o Art.74, apresenta que, os autoprodutores e produtores independentes não estão sujeitos ao pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE. Este desconto recai exclusivamente sobre o percentual da energia autorproduzida, e não sobre todo o consumo da unidade (BRASIL, 2004a). No ano seguinte, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº166/2005, determinando isenção de outros encargos para o agente autoprodutor, sendo: Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), ambos relacionado a parcela da TUSD (ANEEL, 2005).

O valor destes subsídios e encargos vem crescendo ao longo dos anos, principalmente após 2015. Aliado a isso, diversas modelagens societárias e financeiras, tem sido desenvolvidas, com objetivo de isentar o pagamento de subsídios e encargos como, CDE, PROINFA, EER, ESS e CCC (GESEL, 2022). Uma delas é a autoprodução tradicional, no qual o consumidor de energia investe, de forma isolada, na implantação da usina de geração de energia e tem total controle sobre a gestão e operação do empreendimento. A segunda maneira é por meio de arrendamento, onde o consumidor firma um contrato de arrendamento com a empresa geradora especializada na construção, operação e manutenção da usina. Neste modelo, o consumidor deve requerer a outorga de autoprodutor para si próprio, porém a usina continua de propriedade da empresa geradora. O terceiro é o modelo de autoprodução por consórcio, este ocorre quando, um ou mais consumidores, associam-se e realizam um aporte de capital para o desenvolvimento da usina ou arcar com os custos da implantação e, em compensação adquirem uma parcela do empreendimento detido pelo consórcio (MOREIRA, 2022). Aliado a esses fatores, o último modelo surge através da Lei Nº 11.488/2007, que permitiu a equiparação do consumidor que participasse em

uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) de um empreendimento de geração de energia a um APE (BRASIL, 2007b). Posteriormente, o Decreto nº 6.210/2007, limita que os consumidores participantes de SPEs, possuem o direito de alocação de geração para atendimento de cargas com demanda de potência apenas igual ou superior a 3.000 kW (BRASIL, 2007a). Na autoprodução por equiparação uma empresa investidora desenvolve a usina e obtém a autorização junto à ANEEL para ser um Produtor Independente de Energia. Uma vez concluído o projeto, o consumidor e a empresa investidora formalizam junto a CCEE a alteração de PIE para APE. Assim, acontece simplesmente uma compra e venda do ativo no momento em que os riscos de implantação foram superados e o projeto encontra-se operacional (GESEL, 2022). Estes modelos de negócio estão apresentados de forma simplificada na Figura 7.

Figura 7 – Modelos de negócios para consumidores do ACL



Fonte: (GRENNER, 2023)

Uma forma de apresentar o resultado financeiro correspondente a estes descontos, pode-se avaliar a Resolução Homologatória N° 3.045/2022 referente à RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., utilizando como exemplo a tarifa do subgrupo A4, conforme ilustrado na Figura 8 (ANEEL, 2022a). Neste caso, a tarifa fora ponta padrão é 6 vezes superior à tarifa do autoprodutor, enquanto na ponta tem-se uma economia de 9,21%. Esses valores apresentam a vantagem financeira de um consumidor enquadrado como APE, e demonstram o peso que os encargos representam na composição tarifária.

Embora o autoprodutor obtenha vantagens econômicas em relação aos custos com encargos e tarifas, por ser enquadrado como consumidor livre, necessita seguir os processos para adesão ao ACL que foram apresentados anteriormente. Todavia, anterior ou concomitante ao fechamento do contrato de compra de energia, deve-se analisar a Alocação de Geração Própria (AGP) para o desenvolvimento do projeto do APE. De maneira breve, AGP significa, destinar a geração da usina do agente para sua carga. O primeiro passo é definir a geração passível de alocação, que pode ser representado pela Equação 2.5. Depois, multiplica-se o valor encon-

Figura 8 – Comparação da TUSD para APE e consumidor padrão (R\$/MWh)

Modalidade Tarifária	Ponta (R\$/MWh)	Fora Ponta (R\$/MWh)
Verde A4 - Padrão	1.283,23	116,79
Verde A4 - APE	1.184,06	17,61

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2022a)

trado pelo percentual de participação do ativo de carga no ativo de geração. No caso de agentes autoprodutores, esse percentual geralmente é de 100%. Já para os autoprodutores equiparados, esse percentual corresponde à participação societária da SPE ou consórcio. Assim, obtém-se a geração que pode ser alocada. A etapa seguinte consiste na distribuição percentual da geração que pode ser alocada para cada uma das cargas representadas pelo agente autoprodutor ou pelo agente produtor equiparado. Isso resultará no total de energia efetivamente consumida internamente, ou seja, a quantidade sobre a qual serão calculadas as isenções dos encargos setoriais (CCEE, 2023a).

$$GPA_{preliminar} = Geração - CCEAR - Perdas \quad (2.5)$$

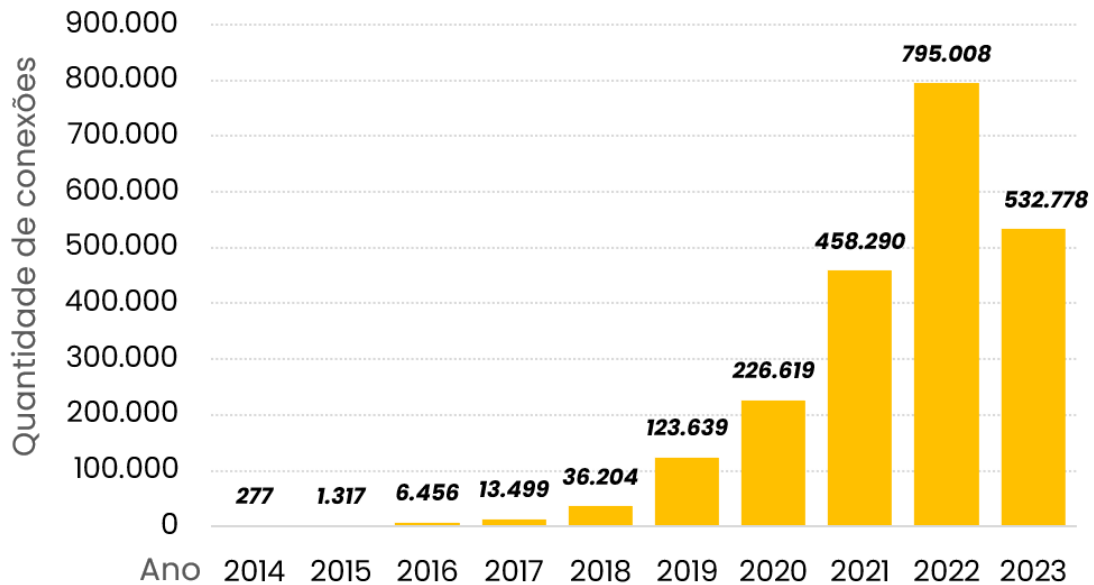
### 2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC), órgão das Nações Unidas, o setor energético é responsável pela emissão de, aproximadamente, 70% dos gases de efeito estufa (IPCC, 2018). Logo, investir na transformação dos principais meios de geração de energia utilizados atualmente se torna necessário para diminuir os impactos causados ao meio ambiente. De acordo, também, com o último relatório publicado pela (REN21, 2021), as fontes de energia renováveis vêm ganhando força, já que adicionaram, durante o ano de 2020, mais de 256 GW de potência instalada no Mundo, superando o recorde de crescimento anterior em quase 30%. Parte desse crescimento se deve a energia solar fotovoltaica, onde estima-se que cerca de 139 GW foram adicionados em 2020, totalizando 760 GW de capacidade instalada em todo mundo.

O Brasil segue a tendência mundial de investimentos em energia solar fotovoltaica. A partir de 2012, após a publicação da Resolução Normativa REN 482 pela ANEEL, o país tem crescido exponencialmente em capacidade instalada, desde aquele ano até os últimos dados divulgados no dia 15 de novembro de 2023 pela ANEEL, o Brasil atingiu a marca de 24 GW de potência instalada em geração distribuída. Na Figura 9 pode-se destacar a evolução da fonte solar fotovoltaica no modelo de geração distribuída ao longo dos anos, dando destaque para 2020,

mesmo em um momento turbulento devido a pandemia da Covid-19, a capacidade instalada mais que dobrou, saltando de 2,1 GW em 2019 para 5 GW em 2020.

Figura 9 – Quantidade anual de conexões de geração distribuída fotovoltaica no Brasil.



Fonte: (ANEEL, 2023b)

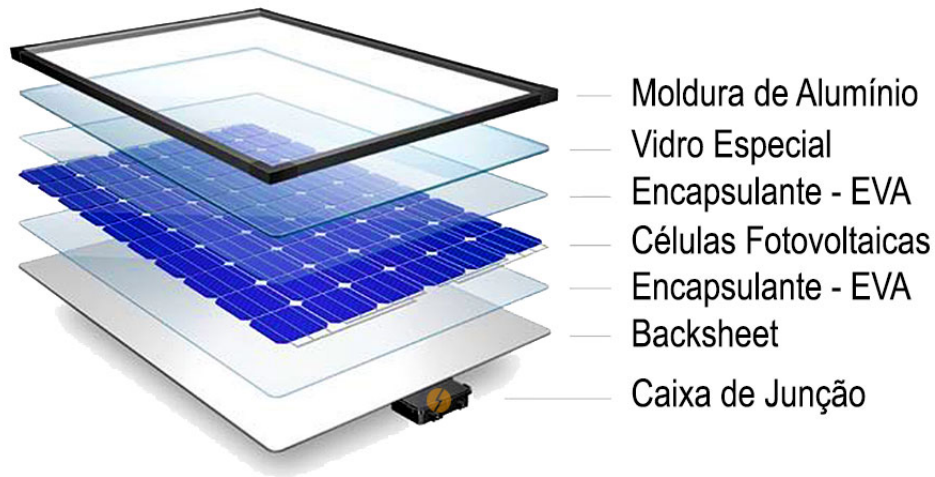
Os estados que se destacam no ranking de potência instalada são: São Paulo com 2.800,3 MW, Minas Gerais com 2.684,3 MW, e Rio Grande do Sul com 2.145,4 MW, juntos representam 37,3% de toda geração distribuída de energia solar fotovoltaica. Além dos benefícios econômicos da geração própria de energia, dados da (ABSOLAR, 2023) revelam que no Brasil a fonte solar trouxe R\$ 143,4 bilhões em investimentos acumulados desde 2012, que consequentemente geraram mais de 868 mil empregos nesse mesmo período.

### 2.3.1 O sistema fotovoltaico

A radiação eletromagnética emitida pelo Sol viaja através do espaço chegando a Terra e incidindo na superfície. Um sistema solar fotovoltaico tem como objetivo converter essa energia para os níveis corretos de tensão e frequência, permitindo assim que seja exportada para o sistema elétrico. Para alcançar esse objetivo, utilizam-se células fotovoltaicas, que consistem em dispositivos compostos por materiais semicondutores projetados para aproveitar o efeito fotovoltaico, gerando eletricidade. A maior das células fotovoltaicas disponíveis comercialmente utiliza o silício como material de base para a sua fabricação, podendo ser encontradas na forma de silício policristalino, ou em sua maioria, monocristalino. Logo, as células fotovoltaicas são agrupadas em associações série e paralelo para produzir corrente e tensão adequadas às aplicações elétricas. Uma vez tendo a configuração apropriadas o conjunto é encapsulado para

constituir um módulo fotovoltaico (ZILLES *et al.*, 2016). A Figura 10 apresenta as outras partes constituintes de um módulo.

Figura 10 – Composição de um módulo fotovoltaico



Fonte: (PORTALSOLAR, 2022)

A parte responsável em conferir robustez e garantir a integridade ao módulo é a moldura, composta de alumínio que deve ser anodizada para melhorar o acabamento e aumentar a durabilidade. O filme encapsulante, trata-se de acetato-vinilo de etileno (EVA), um material selante e de cura rápida que oferece proteção para as células fotovoltaicas evitando o envelhecimento causado por raios ultravioleta, temperaturas extremas e umidade. O *backsheet* recobre a parte traseira dos módulos, protegendo as células e isolando-as eletricamente. Por fim, o módulo contém uma caixa de junção onde ocorrem as ligações elétricas e o acondicionamento dos diodos de *by-pass* (ZILLES *et al.*, 2016).

O inversor é o equipamento responsável em realizar a conversão da energia gerada dos módulos fotovoltaicos em corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) nas mesmas especificações da rede elétrica no ponto de conexão. A entrada em CC do inversor recebe as ligações provenientes dos módulos fotovoltaicos, sendo que, diferentes tipos de ligações podem ser feitas para formar os arranjos fotovoltaicos, são em série chamadas de *strings* e em paralelo. Além de sua etapa de conversão CC para CA, o inversor possui processos internos de conversão CC/CC, esses são denominados Rastreadores de Máximo Ponto de Potência (MPPT) e realizam a busca pelo maior valor de potência entregue pelos módulos (ZILLES *et al.*, 2016).

Quanto à instalação, existem critérios para que haja segurança e eficácia na geração de energia, além de um melhor aproveitamento e vida útil dos equipamentos utilizados. Os módulos de um sistema fotovoltaico necessitam ser fixados em telhado ou em solo e serem presos com estruturas adequadas e posicionados a fim de otimizar a geração de energia. A posição e orientação dos módulos devem ser realizadas levando em consideração a localização do sistema de geração. A inclinação deve ser realizada para maximizar a geração ao longo do

ano, para isso deve ser realizada seguindo a latitude de instalação, porém não sendo menor que 10° para evitar o acúmulo excessivo de sujeira e pó (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

No que se refere ao dimensionamento para determinar a potência do sistema fotovoltaico, é necessário buscar os dados de irradiância do local da futura instalação, expressos em  $Wh/m^2/dia$ . Estes valores podem ser encontrados através de atlas ou *softwares*, como por exemplo, Radiasol e Cresesb (ZILLES *et al.*, 2016). Para a determinação da quantidade módulos fotovoltaicos necessários pode-se utilizar a Equação 2.6.

$$N_p = \frac{E_{sistema}}{E_s \times A_m \times \eta_m} \quad (2.6)$$

sendo,

$N_p$  número de módulos da instalação fotovoltaica;

$E_{sistema}$  energia produzida (ou necessária) pelo sistema no intervalo de tempo considerado, em  $Wh$ ;

$E_s$  insolação diária, em  $Wh/m^2/dia$ ;

$A_m$  área da superfície do módulo, em  $m^2$ ;

$\eta_m$  eficiência do módulo, em %.

## 2.4 ANÁLISE DE RISCOS

O risco em projetos de investimento é definido como um conjunto de eventos incertos que, caso se verifiquem, terão impacto, positivo ou negativo, sobre os objetivos do projeto (MÓNICO, 2019). Cada investimento vem acompanhado de um conjunto de suposições utilizadas para determinar o retorno financeiro esperado, e junto a cada uma dessas suposições existe um nível de imprevisibilidade, o que aumenta a incerteza sobre o investimento. No mercado de energia, pode-se elencar 3 classes de riscos principais: (1) o risco de mercado; (2) risco de crédito e (3) o risco de liquidez.

O risco de mercado ocorre quando uma posição de energia em aberto, que ainda não foi convertida em contratos, está exposta a flutuações nos preços de mercado. Em situações desfavoráveis para a empresa que possui essa posição, o valor da carteira de energia pode ser reduzido. Em empreendimentos de energia com baixa previsibilidade, que são geralmente sensíveis a projeções de consumo ou geração, além do risco de desempenho associado à usina e à exposição ao preço de curto prazo (PLD), há também incerteza em relação às quantidades de energia (ABRACEEL, 2020).

O risco de crédito acontece quando uma das partes não honra algum dos compromissos assumidos em contratos de energia, provocando exposição financeira da contraparte. No caso



de empresas cuja receita depende significativamente da comercialização de energia, o risco de crédito geralmente surge de uma gestão inadequada do risco de mercado, especialmente quando uma contraparte tem uma tolerância ao risco que não está alinhada com sua capacidade financeira. Essa situação pode levar à falência da empresa, resultando em efeitos em cascata e consequências negativas para todos os participantes do mercado (ABRACEEL, 2020).

O risco de liquidez afeta principalmente três aspectos da comercialização de energia: disponibilidade de contrapartes, tempo de fechamento de posições e prêmio de risco nos contratos. O risco de liquidez pode ter várias origens, como desequilíbrio entre oferta e demanda, que pode ocorrer durante períodos de alta migração de consumidores, ou pode ser resultado de um aumento na aversão ao risco no mercado. Esse fator está intimamente relacionado ao risco de mercado, pois a redução da liquidez tende a aumentar o tempo necessário para fechar posições de energia, ampliando o impacto potencial de movimentos de preços desfavoráveis (ABRACEEL, 2020).

Dando ênfase ao perfil do consumidor, pode-se dizer que este está mais ou menos exposto a risco de mercado, a depender da sua forma de contratação de energia. O risco de mercado pode causar aumento nos custos de produção do consumidor, reduzindo sua competitividade e até inviabilizando a produção, dependendo do impacto do custo da energia no produto. O consumidor enfrenta o dilema de mitigar parte desse risco por meio da contratação de longo prazo, o que envolve trocar o risco de mercado pelo risco de crédito e indexação, uma vez que os preços dos contratos de longo prazo são frequentemente atualizados com base em índices de inflação. A incerteza na projeção de consumo de energia também representa um fator de risco adicional para os consumidores, pois influencia as decisões de contratação. Embora contratos com flexibilidade e cláusulas de sazonalização possam equacionar parte desse risco, ainda é possível que uma parcela do consumo fique exposta aos preços de curto prazo, que são altamente voláteis. O pior cenário de risco para o consumidor ocorre quando ele possui uma quantidade significativa de energia não contratada no curto prazo. Aumentos de 50% nos preços de curto prazo em uma semana são possíveis, o que pode prejudicar o custo médio de produção. Portanto, a gestão do risco de crédito, que envolve a substituição de contratos em cenários desfavoráveis de preços, com a consideração do fator de liquidez, deve ser realizada pelo consumidor, principalmente por meio de uma seleção adequada de contrapartes (ABRACEEL, 2020).

### **2.4.1 Métricas de análise de investimento**

Existem diversos indicadores que permitem analisar os resultados projetados para um determinado investimento. Entretanto, necessário limitar-se àqueles mais utilizados e de fácil análise e comparação com outras medidas amplamente utilizadas. Nesse sentido, uma das principais métricas para a valoração de investimentos é o Valor Presente Líquido (VPL). O cálculo do VPL tem como intuito precificar os ganhos de um investimento ao longo de um período a

partir de uma taxa de desconto temporal. Essa taxa é conhecida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), em outras palavras, é o custo do capital para levantar os recursos do investimento inicial ou o rendimento de um título público (MARQUEZAN; BRONDANI, 2006). O VPL pode ser expresso através da Equação 2.7.

$$VPL = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} \quad (2.7)$$

sendo,

$VPL$ , Valor Presente Líquido;

$T$ , período total;

$t$ , referência temporal de análise;

$FC_t$ , fluxo de caixa da referência temporal;

$TMA$ , Taxa Mínima de Atratividade.

Outra métrica utilizada para análise de investimentos é a Taxa Interna de Retorno (TIR). A TIR é um índice que indica a rentabilidade de um investimento por determinado período de tempo. Esta representa a taxa de juros que irá resultar o VPL de um investimento com valor zero. Para efeitos de análise, a comparação a ser realizada é da TIR com a TMA, quando a TIR for superior o projeto é financeiramente viável para o investidor, ou seja, ele estará obtendo um retorno superior ao mínimo esperado ou, pelo menos, superior ao custo do capital aplicado no projeto (MARQUEZAN; BRONDANI, 2006).

O último indicador a ser apresentado é o *Payback*. Este indicador é utilizado para avaliar a atratividade de um investimento, pois, determina o prazo de recuperação do montante investido. A análise relacionando este com outros indicadores poderá demonstrar informações de relação entre valor e tempo de retorno dos investimentos (MARQUEZAN; BRONDANI, 2006). O *Payback* pode ser expresso através da Equação 2.8.

$$Payback = \frac{C_i}{R_p} \quad (2.8)$$

sendo,

*Payback*, prazo de retorno no período;

$C_i$ , capital inicial investido;

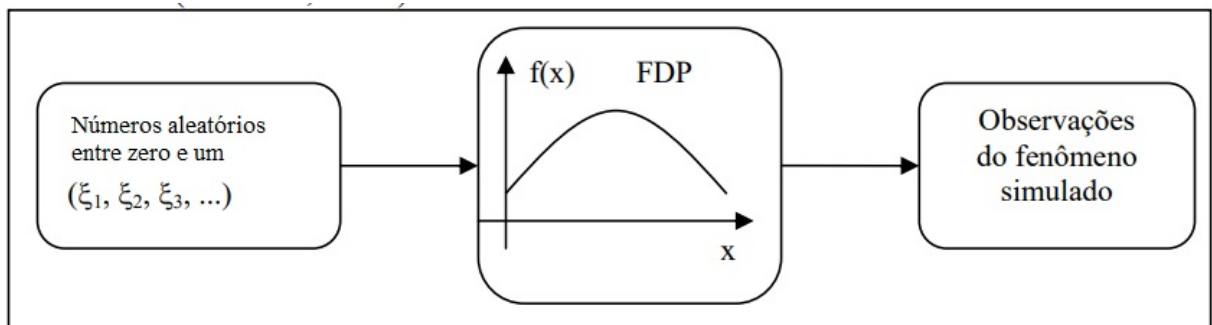
$R_p$ , receitas no período.

## 2.4.2 Método Monte Carlo

O Método Monte Carlo (MMC) foi desenvolvido durante a Segunda Guerra Mundial como parte do projeto de pesquisa e desenvolvimento do Projeto Manhattan, que visava criar a primeira bomba atômica. O nome "*Monte Carlo*" foi dado ao método em referência à cidade de Monte Carlo, localizada no Principado de Mônaco. Stanislaw Ulam, físico envolvido no Projeto Manhattan, é creditado como um dos principais desenvolvedores do método Monte Carlo. Ele e sua equipe usaram o computador ENIAC (*Electronic Numerical Integrator and Computer*) para realizar cálculos estatísticos usando amostragens aleatórias. A utilização desse método acontece em situações em que a complexidade do problema e a falta de informações precisas dificultam abordagens tradicionais. Por exemplo, na economia, o método Monte Carlo pode ser usado para simular o comportamento de mercados financeiros complexos e realizar análises de risco. Na física, pode ajudar a estimar propriedades de partículas subatômicas. Na química, pode auxiliar no estudo de reações químicas e na previsão de estruturas moleculares. Na medicina, pode ser aplicado na simulação de tratamentos, na análise de imagens médicas ou na modelagem de processos biológicos complexos (ANGELOTTI *et al.*, 2008).

A Figura 11 ilustra o conceito genérico do MMC. Assumindo que o comportamento do sistema possa ser descrito por uma Função de Densidade de Probabilidade (FDP), o MMC procede a amostragem a partir desta FDP, utilizando um meio de gerar números aleatórios uniformemente distribuídos dentro do intervalo (FIGUEIREDO; NETO; MAIA, 2009).

Figura 11 – Simulação Monte Carlo de um Sistema Genérico

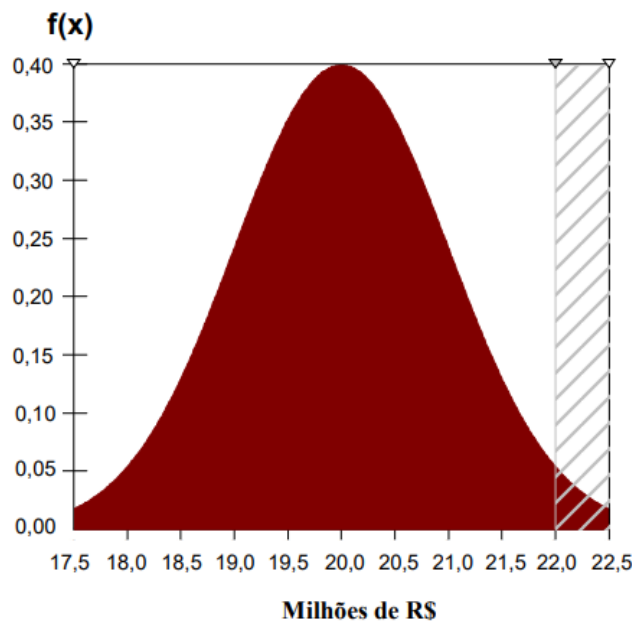


Fonte: (FIGUEIREDO; NETO; MAIA, 2009)

Uma FDP consiste em um modelo probabilístico construídos a partir de hipóteses ou conjecturas sobre o fenômeno em questão e compõe-se de duas partes: (1) os possíveis resultados e (2) quão provável é cada resultado. Matematicamente, uma FDP pode ser expressa como uma função não negativa  $f(x)$  tal que a integral da função no intervalo entre o eixo  $x$  e a curva da função seja igual a 1. Os eventos em análise são representados por intervalos no eixo  $x$ , enquanto suas probabilidades correspondem às áreas relativas sob a curva da função dentro desses intervalos. No exemplo da Figura 12, os dados seguem a distribuição de probabilidade *Gaussiana* ou curva em forma de sino do para a estimativa de custo de um projeto. O modelo adotado possui dois parâmetros que são, a média e o desvio padrão. Sendo assim, pode-se obter a pro-

abilidade de ocorrência de um valor dentro de uma faixa do eixo  $x$ . Neste caso da Figura 12, a área sombreada representa que a probabilidade calculada do custo do projeto ultrapassar 22 milhões foi de 2,3%. Outro ponto de vista seria que 97,7% é a probabilidade de que o custo do projeto não irá exceder um orçamento de 22 milhões (JR, 2006).

Figura 12 – Exemplo de Função de Densidade de Probabilidade



Fonte: (JR, 2006)

Para cada problema, é possível empregar diferentes funções de densidade de probabilidade, de acordo com suas características específicas. Com base no comportamento antecipado de cada variável, há várias opções disponíveis. Entre as principais distribuições utilizadas estão a normal e a triangular. A distribuição normal, também conhecida como *Gaussiana*, possui dois parâmetros, a média ( $\mu$ ), ou seja onde está centralizada e a variância ( $\sigma^2 > 0$ ) que descreve o grau de dispersão. A dispersão se refere a dispersão em termos de unidades padrão, ou seja desvio padrão ( $\sigma$ ). A variável ( $x$ ) se distribui de forma contínua de  $(-\infty < x < +\infty)$  e a área total sob a curva do modelo é unitária (UFSC, 2023). Desta forma, a função de densidade de probabilidade normal é dada pela Equação 2.9:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (2.9)$$

A distribuição triangular tem como característica distintiva uma forma simétrica em formato triangular, com maior probabilidade de ocorrência concentrada em torno de um valor central. Essa distribuição é definida por três parâmetros essenciais: o valor mínimo, o valor máximo e o valor mais provável. É utilizada quando se possui uma estimativa ou conhecimento prévio sobre a faixa de valores possíveis para a variável em questão, mas não se tem informações precisas sobre sua distribuição exata. A distribuição triangular é uma escolha comum em

cenários de modelagem e análise estatística, pois permite representar de forma adequada a incerteza associada aos dados. Assim, a FDP da distribuição triangular é dada pela Equação 2.10 (FERNANDES, 2013), definida por três parâmetros: o valor mínimo da variável  $x$  ( $a$ ), valor modal ( $b$ ) e o valor máximo ( $c$ ):

$$f(x) = \begin{cases} 0, & \text{para } x < a \\ \frac{2(x-a)}{(b-a)(c-a)}, & \text{para } a \leq x < c \\ \frac{2}{b-a}, & \text{para } x = c \\ \frac{2(b-x)}{(b-a)(b-c)}, & \text{para } c < x \leq b \\ 0, & \text{para } x > b \end{cases} \quad (2.10)$$

A média da distribuição triangular é  $E(x) = \frac{a+b+c}{3}$  e o desvio padrão é dado por:

$$\sigma^2(x) = \sqrt{\frac{(a^2 + b^2 + c^2 - ab - ac - bc)}{18}} \quad (2.11)$$

## 2.5 REVISÃO DO REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

### 2.5.1 *Análise de viabilidade econômica da migração para o mercado livre de energia: estudo de caso de um comércio varejista (SCHMITT, 2022)*

O propósito deste estudo foi avaliar economicamente a viabilidade da migração um consumidor cativo, com uma demanda contratada inferior a 500 kW, para o mercado livre de energia. Essa análise baseou-se na aplicação de métodos como a Taxa Interna de Retorno, o Valor Presente Líquido e o Ponto de Equilíbrio, que permitem comparar os fluxos de caixa entre os diferentes mercados de contratação. A empresa analisada é do setor de varejo alimentício, localizada no estado do Mato Grosso. Sua modalidade tarifária é verde, grupo A4, tensão de fornecimento 2,3 kV e demanda contratada de 130 kW. Além disso, o consumidor possui uma fonte de geração à diesel com potência nominal de 300kW. O motivo da presença do gerador é evitar o consumo de energia no horário ponta, afinal, o valor da tarifa e demanda neste posto são maiores quando comparadas ao fora ponta.

Algumas premissas para os cálculos de viabilidade foram consideradas:

- Histórico de consumo e demanda do ano de 2021 para projeções dos custos totais do ACR, considerando bandeira tarifária verde;
- Projeções do valor das faturas do mercado regulado e do mercado livre para os anos de 2022 a 2026, sem considerar correções inflacionárias;
- Custo de adequação técnicas, ensaios elétricos e execução de serviços para o nível de tensão de 2,3kV de R\$50.000,00 e o custo médio total da adequação do SMF de

R\$12.400,00;

- Custo de adesão a CCEE de R\$7.394,00;
- Custo do investimento inicial de migração para o ACL de R\$69.794,00;
- Utilização da Taxa de Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) pré-fixado 2027 como Taxa Mínima de Atratividade (TMA);
- Preços de energia do mercado livre com contratos de energia incentivada (EI-50%) e energia convencional (CONV) com duração até 2026;
- Empresa com perfil conservador e com uma tendência de contratos de longa duração.

A partir destas premissas o estudo apresenta o fluxo de caixa do consumidor para quatro cenários diferentes de investimento, com alterações no valor do MWh. O primeiro cenário considera o preço de R\$222,39/MWh, valor máximo aferido na curva *Forward* conforme apurado em março de 2022 na plataforma Dcide. Neste cenário, observa-se uma economia de R\$582.700,79 no final de 5 anos, além do retorno do investimento inicial no primeiro ano de migração. O segundo cenário considera o preço de R\$194,93/MWh, valor intermediário aferido na curva *Forward* conforme apurado em agosto de 2022 na plataforma Dcide. Semelhante ao cenário anterior, a migração para o ACL também se apresenta viável, com uma economia de R\$640.689,86 no final de 5 anos.

O terceiro cenário considera o preço de R\$167,47/MWh, valor mínimo da curva *Forward*, conforme apurado em novembro de 2022 na plataforma Dcide. Neste cenário obtém-se a melhor opção de contratação, com uma economia de R\$698.678,93 no final de 5 anos. Para o primeiro, segundo e terceiro cenário foram considerados um contrato de longo prazo de energia incentivada com 50% desconto na tarifa de distribuição. No entanto, o quarto cenário considera um contrato de longo prazo de energia convencional, ao preço de R\$ 184,66/MWh, valor médio da curva *Forward*, conforme apurado em março de 2022 na plataforma Dcide. Os resultados obtidos mostram-se viáveis para a migração com uma economia de R\$ 486.429,64 no final de 5 anos. Por fim, o estudo de caso demonstrou que é viável esse investimento nos quatro cenários com uma considerável margem em relação a TMA. Ademais, os custos totais do ACL indicaram uma redução média de 40% em comparação com o ACR.

### **2.5.2 *Análise Financeira da Energia Fotovoltaica no Mercado Livre de Energia (FLESCH et al., 2022)***

Este artigo buscou analisar a viabilidade da energia solar fotovoltaica no ACL, com objetivo de diminuir os custos relacionados a energia elétrica e melhorar os indicadores ambientais da empresa, e, conseqüentemente, favorecendo competitivamente a empresa em relação a outras do mesmo setor. A metodologia utilizada foi a análise comparativa de custos em quatro cenários: (A) considera um consumidor no ACR, o caso inicial, do consumidor com o custo de

energia padrão, (B) considera uma empresa no ACR que irá investir no sistema fotovoltaico, (C) é analisada a economia entre a migração do ACR para o ACL e (D) é analisada a viabilidade de um consumidor do ACL investir na geração fotovoltaica e se tornar um autoprodutor (FLESCH *et al.*, 2022).

No Cenário C, a migração do consumidor do ACR para o ACL envolve custos, principalmente relacionados à adequação do Sistema de Medição e Faturamento (SMF). O custo médio estimado dessa adequação é de aproximadamente R\$7.000,00, porém, para fins de análise conservadora, foi utilizado um valor de R\$10.000,00. Nesse cenário, são considerados os custos de adequação do SMF, taxas de adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e outras tarifas relacionadas à migração do consumidor. Da mesma forma, para que um consumidor seja classificado como APE, é necessário substituir os transformadores, refazer o SMF, instalar um religador no ponto de conexão com a distribuidora e realizar a parametrização do sistema para comunicação com a CCEE. O custo dessa transformação varia de acordo com fatores como a avaliação da distribuidora e melhorias na rede, mas, para este estudo, adotou-se um valor médio de R\$250.000,00. O estudo analisou a implementação do sistema fotovoltaico tanto como GD quanto como APE, considerando, nesse caso, o preço médio de energia do PLD projetado pela CCEE para o submercado sul e apresentado no artigo de R\$ 138,00 por MWh. O valor do sistema fotovoltaico considerado na análise, composto por 1.300 módulos de 510W de potência e 5 inversores de 100 kW e abrangendo os custos com execução e projeto elétrico, totalizam um investimento de R\$ 2.744.055,07 (FLESCH *et al.*, 2022).

Os resultados obtidos comparando o cenário A com o cenário B, apresentaram um percentual de economia de 74%. No cenário C, considerou-se um desconto de 50% sobre a TUSD demanda. Esta comparação, relaciona as tarifas reguladas da distribuidora do Grupo A4 com as tarifas de um consumidor livre na modalidade especial, adquirindo energia incentivada do submercado sul. Os resultados obtidos apresentam que o custo no ACL é relativamente menor que o custo no ACR, com uma economia de aproximadamente 30%. No cenário D, propõe-se que o consumidor enquadrado como consumidor livre especial irá investir no sistema de energia solar fotovoltaica. Neste caso, obteve-se um retorno de forma mais lenta, ou seja, um consumidor no ACR, que investe em GD, tem um retorno em aproximadamente 4 anos, enquanto que um consumidor no ACL que investe em energia solar, tem um retorno em 8 anos, que é o dobro se comparado ao ACR. Todavia, no ACL, os excedentes de energia podem ser comercializados. Neste caso, o artigo considerou o valor total de investimento do APE e dividiu pela quantidade de energia consumida em 25 anos, chegando a um preço da energia gerada pela usina de, em média, R\$ 132,00 o MWh, ou seja, dependendo da modelagem do contrato, este consumidor poderá gerar receita através dos excedentes (FLESCH *et al.*, 2022).

### **2.5.3 Avaliação Econômica do Implantação de Turbinas Eólicas por meio da Análise de Riscos (ROSSETTO; SOUZA, 2015)**

Devido ao potencial eólico no Sul do Brasil, o objetivo deste trabalho foi realizar uma análise de viabilidade econômica da implantação de um parque eólico a fim de abastecer uma indústria de alimentos e bebidas, tornando-a autoprodutora em energia elétrica. Além das métricas de análise econômica, as autoras estruturaram a análise de riscos do investimento, através da Simulação de Monte Carlo (ROSSETTO; SOUZA, 2015).

O estudo de caso foi dividido em seis partes. A primeira etapa consistiu na escolha de uma empresa interessada em ser autossuficiente em energia. A empresa estudada pertence ao ACL, com demanda contratada de 4.500 kW no horário ponta e 6.000 kW no horário fora ponta. Além disso, a unidade consome em média 2,6 GWh/mês, totalizando, aproximadamente 34,5 GWh/ano. De acordo com o contrato de energia firmado para esta empresa, o custo médio em energia é de R\$ 528 mil por mês, com um total de mais de R\$ 6,7 milhões por ano. Com estes dados, sabe-se a quantidade mínima por ano que o parque eólico deve gerar para suprir a energia demandada pela empresa. A turbina eólica escolhida foi o modelo IMPSA IWP 100 2.0 MW (ROSSETTO; SOUZA, 2015).

A segunda etapa foi definir a localização do parque eólico e calcular a velocidade do vento. O local de estudo de implantação do parque eólico está na cidade de Viamão, no estado do Rio Grande do Sul. Para a construção do parque eólico seria feito o arrendamento deste terreno, a um valor mensal de 1,5% do faturamento gerado no parque eólico. Para a definição da velocidade do vento, foi utilizado o *software WindPro*. Os resultados gerados foi de uma velocidade média do vento neste local de 8 m/s à uma altura de 100 metros e a densidade do ar na região sendo igual a 1,195 kg/cm<sup>3</sup>. A etapa três utiliza o valor da densidade para definir a quantidade de turbinas necessárias. O estudo mostra que 5 turbinas são a quantidade necessária, gerando em média, um total de 42.608,2 MWh/ano (ROSSETTO; SOUZA, 2015).

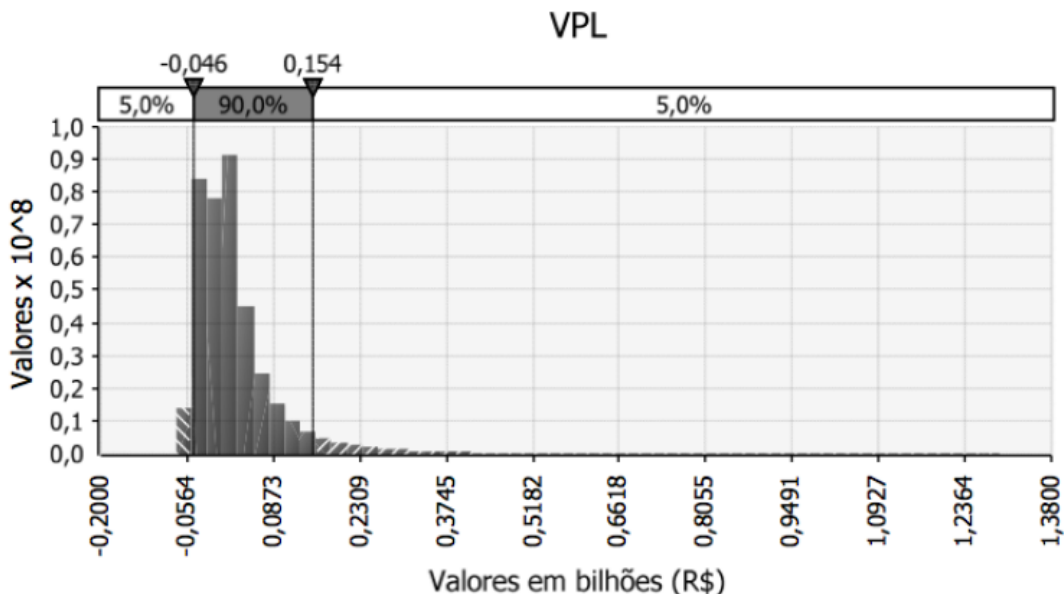
A quarta etapa realizada foi a análise de viabilidade econômica do projeto. A receita calculada considerou a redução de despesa com a energia elétrica atual da empresa e eventual venda de excedente produzido para uma comercializadora. O valor de venda de energia excedente para a comercializadora utilizado foi de R\$ 120,00/MWh. O fornecedor das turbinas eólicas apresentou o custo aproximado de compra e instalação da turbina eólica IMPSA IWP 100 2.0MW e dos componentes individuais. Os custos de operação e manutenção (OM) também foram indicados pela empresa produtora das turbinas. Ainda, faz-se necessária a construção de linhas de transmissão que conectem o parque gerador com a rede elétrica. O custo para a instalação das linhas de transmissão na região foi rateado entre os 14 projetos existentes no terreno em estudo, totalizando um valor de R\$ 335.000,00 por projeto. Os custos anuais com encargos e tributos foram sintetizados em um percentual de 0,007% da receita bruta. O parque eólico estudado teria um CNPJ próprio, enquadrado no lucro presumido. Este enquadramento determina um Imposto de Renda de 15% e Contribuição Social de 9% sobre a receita bruta anual



da empresa. Por fim, para calcular a viabilidade econômica, as autoras consideraram uma TMA de 15% a.a., é considerado o uso pela empresa da linha de crédito do FINAME para financiar os aerogeradores, os quais custam cerca de R\$ 26.000.000,00. Este financiamento é credenciado no BNDES, com um taxa de juros de 3,5% a.a.. A amortização é feita ao prazo de 8 anos, através do Sistema de Amortizações Constantes (SAC), a um valor fixo de R\$ 3.250.000,00. Os resultados dos indicadores econômicos obtidos através do fluxo de caixa do projeto são: VPL igual a R\$ 7.022.046,39, TIR igual a 27% a.a., *payback* descontado igual a 8,6 anos (ROSSETTO; SOUZA, 2015).

A quinta etapa foi realizar a análise de riscos utilizando o Método de Monte Carlo, através de uma simulação no *software @Risk@*. Para realizar análise foram definidas as variáveis de risco, a distribuição de probabilidade de cada uma das variáveis e os parâmetros utilizados. Os tipos de distribuições usadas nesta modelagem foram a distribuição de *Weibull* (parâmetro de forma (k) e o parâmetro de escala (a)) e a distribuição Triangular (parâmetros: valor mínimo, valor esperado e valor máximo). Os resultados apresentados indicam alta variação do VPL, o qual tem 90% de chance de estar entre um prejuízo de R\$ 46.000.000,00 e um lucro de R\$ 154.000.000,00, conforme apresentado na Figura 13. Além disso, há 56% de probabilidade do VPL ser maior que zero e 44% de ser menor que zero. A maior concentração da distribuição de probabilidade do VPL mostra que 74,1% das vezes o VPL estará entre um retorno negativo de R\$ 42.000.000,00 e um retorno positivo de R\$ 57.000.000,00 (ROSSETTO; SOUZA, 2015).

Figura 13 – Gráfico da distribuição de probabilidade do VPL do projeto



Fonte: (ROSSETTO; SOUZA, 2015)

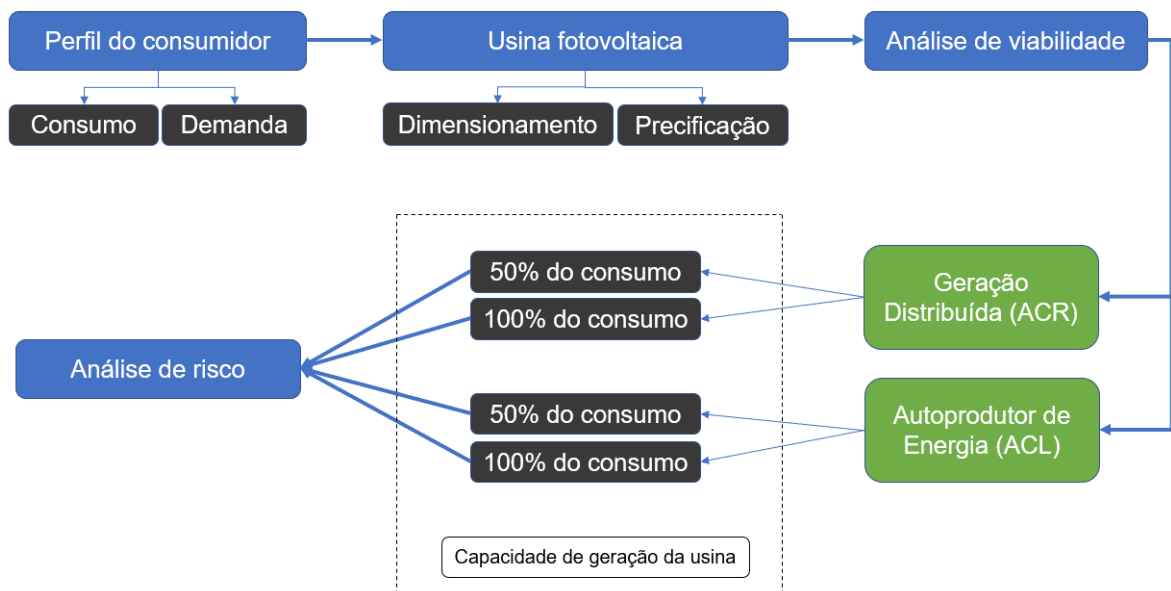
A última etapa consiste na análise dos riscos. O artigo apresenta que, de acordo com a simulação de Monte Carlo, a velocidade do vento possui o maior impacto no valor do VPL. Este elevado grau de sensibilidade ocorre devido à alta variabilidade que a velocidade do vento

pode obter. Sendo assim, o projeto tem alto risco de investimento, possibilitando tanto chances de um elevado prejuízo quanto de um alto lucro (ROSSETTO; SOUZA, 2015).

### 3 METODOLOGIA

Neste capítulo, serão abordadas as etapas para analisar o risco de um consumidor cativo migrar para o mercado livre enquadrando-se como autoprodutor de energia, ou permanecer no ambiente regulado realizando o investimento em uma usina fotovoltaica nos moldes da geração distribuída. Vale ressaltar que os valores de investimento, tarifas e adequações são referentes ao ano de 2023. Na Figura 14 está apresentado o fluxo dos processos para realizar a análise. Cada etapa será aprofundada no decorrer do capítulo.

Figura 14 – Fluxograma das etapas da análise



Fonte: O autor, 2023

#### 3.1 PERFIL DO CONSUMIDOR

O consumidor analisado pertence a modalidade tarifária A4 Azul, tipo de fornecimento trifásico, com tensão de atendimento de 13.800 V. Está situado na cidade de Caxias do Sul, no Estado do Rio Grande do Sul, com demanda contratada ponta e fora ponta de 135 kW e é atendido pela concessionária de energia RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. Com os dados da unidade consumidora foi calculado a média do consumo mensal no horário ponta e fora ponta dos últimos 12 meses, com o objetivo de definir o custo médio pago mensalmente por este consumidor no ACR e, posteriormente, dimensionar a usina fotovoltaica. Para calcular o custo mensal desta empresa no mercado cativo, foram utilizadas as equações apresentadas no capítulo anterior, sendo a Equação 2.2 para a modalidade azul e a Equação 2.1. Os dados desta etapa estão apresentados em forma de tabela.

## 3.2 USINA FOTOVOLTAICA

Nesta etapa foi dimensionada e precificada a usina fotovoltaica. Para a realização do dimensionamento foram considerados os valores médios de consumo mensal deste consumidor, apresentados na seção anterior. Utilizou-se o *software PVSol*, para determinar a potência do sistema fotovoltaico e realizar simulações de geração. Na ferramenta foram definidos os equipamentos da usina e suas conexões e a modelagem 3D do local.

Este trabalho comparou o risco inerente a dois patamares de usina, a primeira que atende 50% do consumo do cliente e segunda 100%. Esta diferenciação foi feita para analisar a influência do CAPEX nas métricas de investimento e a interferência da usina no contrato de compra de energia no mercado livre, uma vez que, o consumidor estabelecendo-se como APE, com uma usina que comporte 100% do seu consumo não necessita firmar um contrato de compra de energia. Todavia, com a implementação de uma usina para atender 50% do consumo da unidade há a diminuição do CAPEX, mas contratação de energia no ACL para atender os outros 50% restantes.

A precificação do sistema de geração levou como parâmetro o preço médio para implementação dos sistemas fotovoltaicos no Brasil. Este valor foi obtido dos estudos divulgados semestralmente pela empresa Greener, atuante em pesquisas para o setor de energia fotovoltaica. Além dos custos com a implementação da usina, foram adicionados para o modelo APE os valores de adequação do SMF, adesão a CCEE e possíveis custos para a contratação de energia no ACL, através de uma gestora ou comercializadora de energia.

## 3.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE

Nesta etapa foram apresentadas quatro possibilidades de investimento, em todas a usina se encontra na carga. A primeira corresponde a uma usina fotovoltaica em modelo de geração distribuída para atender 50% do consumo da unidade. A segunda segue nos moldes da geração distribuída, porém com capacidade de atender 100% do consumo de energia. A terceira corresponde no enquadramento do consumidor como APE com uma geradora para atender 50% do consumo. A quarta e última também enquadra o consumidor como APE, porém com uma usina para atender 100% do seu consumo. Estas quatro possibilidades foram definidas com o objetivo de identificar a redução mensal dos custos com energia, seja, através da geração ou da isenção de tarifas e encargos.

Para o cálculo tarifário, foram considerados os valores das tarifas de aplicação contidos na última resolução homologatória publicada, referente à concessionária que atende este consumidor, e aplicados os devidos impostos. Vale ressaltar que a própria resolução apresenta os valores de consumo e demanda discriminados entre consumidor cativo e autoprodutor, excluindo previamente os encargos e tributos passíveis de isenção, tais como ESS, EER, CDE, PROINFA, entre outros. Além disso, a resolução apresenta os benefícios tarifários, indicando

os percentuais de desconto para consumidores do ambiente livre, de acordo com o tipo de energia contratada.

No âmbito do fluxo de caixa, foram integrados os ajustes relacionados à inflação energética e à inflação de bens e serviços. Esses parâmetros foram embasados em dados históricos dos últimos 10 anos, extraídos das resoluções homologatórias da RGE, assim como nas taxas anuais do IPCA, obtidas por meio das informações disponibilizadas pelo IBGE. Ao analisar a inflação energética, identificou-se um valor médio de reajuste de 5,64%, enquanto para a inflação de bens e serviços, o índice foi de 6%. Os parâmetros que foram sujeitos a ajustes pela inflação de bens e serviços são operação e manutenção, seguro e o contrato de gestão do APE. Por outro lado, aqueles que são afetados pela inflação energética abrangem o consumo e a demanda computadas pela concessionária. Anualmente, também foi efetuado o ajuste para a depreciação dos módulos fotovoltaicos, considerando a taxa de depreciação estipulada pelo fabricante, a qual atingiu 0,6% ao ano ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema.

Para o contrato de energia no mercado livre, considerou-se o valor médio de R\$130,00/MWh praticado durante o ano de 2023. Neste caso não foram realizados reajustes anuais, visto que o valor do contrato está intrinsecamente relacionado ao valor do PLD e este não sofre reajustes inflacionários, mas segue custo marginal de operação do Sistema Interligado Nacional. Entretanto, no próximo capítulo este fator é considerado uma entrada para a análise de riscos.

Dado que o fluxo de caixa já incorpora anualmente um desconto de aproximadamente 6% para a inflação energética e de bens e serviços, a Taxa Mínima de Atratividade foi estabelecida em 6%. Essa escolha visa equilibrar a taxa resultante com a Taxa SELIC, que, em novembro de 2023, se encontra em 12,25%. Essa abordagem possibilita a determinação do Valor Presente Líquido (VPL) do investimento, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de retorno do investimento (payback) para cada um dos investimentos.

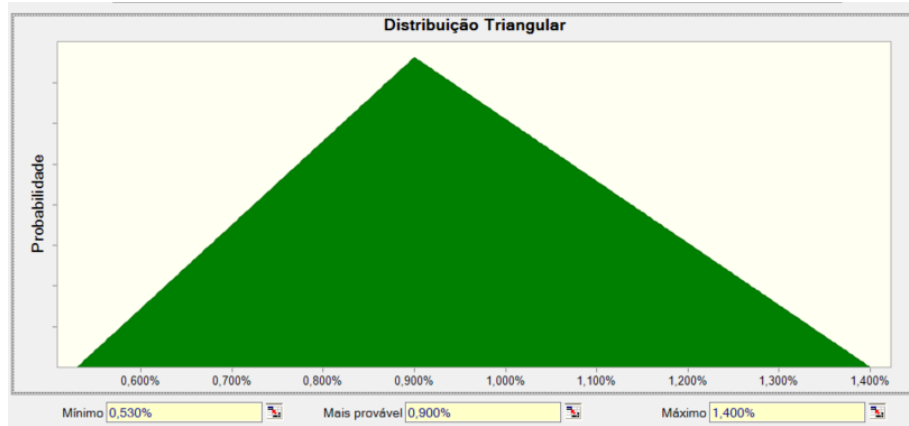
### 3.4 ANÁLISE DE RISCO

A partir dos valores econômicos encontrados na etapa anterior realizou-se a análise de risco para cada uma das viabilidades. Para a simulação, foi utilizado o Método de Monte Carlo através do *software Crystal Ball*, desenvolvido pela *Oracle*. As entradas para análise de risco dos projetos foram: depreciação dos módulos; inflação energética; inflação sobre bens e serviços; e no caso do APE o valor do contrato no mercado livre. A saída da simulação, que corresponde aos resultados gerados pelo *software Crystal Ball*, delinea os impactos provocados pelas variáveis externas sobre as métricas financeiras do projeto: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e retorno do investimento (*payback*).

No que se refere a variável de depreciação anual dos módulos, adotou-se a garantia de desempenho fornecida pelo fabricante, acrescida de resultados de análises de módulos em operação por um período superior a 22 anos. Para esta variável utilizou-se a função de distribuição

triangular, considerando o valor mínimo de 0,53%, mais provável de 0,9% e máximo de 1,4% (LILLO-SÁNCHEZ *et al.*, 2021), a Figura 15 apresenta o formato da distribuição triangular configurada. Para as variáveis inflação energética e inflação de bens e serviços, a recomendação automática da distribuição normal pelo *software* foi seguida.

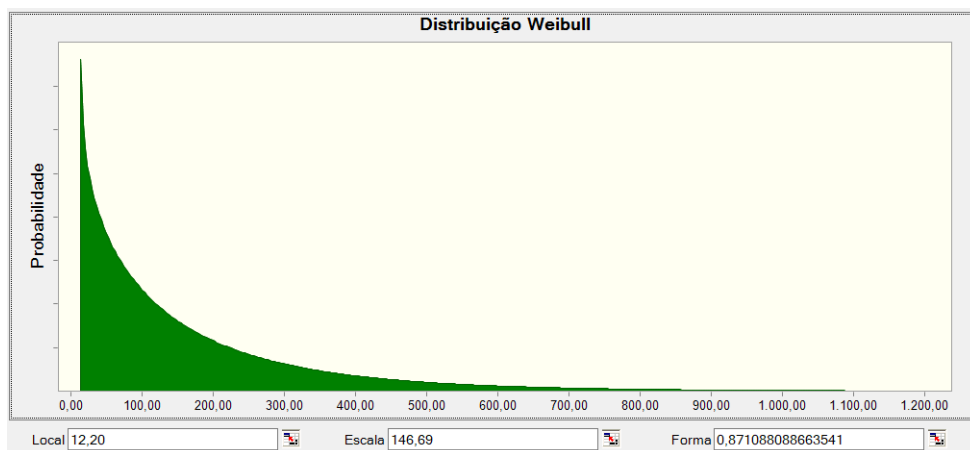
Figura 15 – Curva da distribuição triangular



Fonte: O autor, 2023

No caso da variação do valor do contrato no mercado livre, utilizou-se a ferramenta do *software* para determinar a distribuição mais apropriada. Nesse sentido, foram empregados os valores médios mensais do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) para o submercado sul a partir de janeiro de 2004. A Figura 16 ilustra os resultados da análise, revelando que a distribuição de Weibull foi identificada pelo *software* como a mais congruente com os valores de PLD. Essa escolha é condizente, uma vez que a distribuição de Weibull é usualmente empregada na representação de quantidades físicas, estabelecendo, assim, uma correlação com a matriz elétrica brasileira, predominantemente hídrica, que exerce uma influência sobre os valores do PLD. A quantidade de iterações realizadas para cada uma das análises foi de 5.000.

Figura 16 – Distribuição de probabilidade do PLD



Fonte: O autor, 2023

## 4 RESULTADOS

Os resultados obtidos após a execução das análises mostram os impactos que as variáveis externas causam nos indicadores VPL, TIR e payback para as diferentes propostas. A partir disso, foi possível verificar as peculiaridades de um investimento em formato de geração distribuída no ACR ou autoprodutor de energia no ACL.

### 4.1 PERFIL DO CONSUMIDOR

Para analisar o perfil do consumidor, foram tabulados os dados históricos de consumo e demanda presentes na fatura de energia da unidade. A Tabela 1 exibe o registro histórico de demanda (kW) e consumo (kWh).

Tabela 1 – Histórico de demanda e consumo da unidade

Mês	Demanda Ponta (kW)	Demanda Fora Ponta	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta
Janeiro/23	125	132	5.542	42.032
Fevereiro/22	145	141	6.477	51.499
Março/22	135	141	6.535	50.251
Abril/22	138	142	6.362	46.525
Maió/22	137	139	6.075	43.625
Junho/22	140	140	7.805	53.378
Julho/22	127	126	5.751	41.132
Agosto/22	110	116	5.481	39.554
Setembro/22	126	133	6.163	41.789
Outubro/22	125	126	5.157	37.861
Novembro/22	127	132	6.271	46.870
Dezembro/22	122	127	5.959	41.957

Fonte: O Autor, 2023

Este consumidor segue as tarifas publicadas na Resolução Homologatória nº 3.206, de 13 de junho de 2023 pela ANEEL. De acordo com a resolução tem-se as seguintes tarifas de aplicação, apresentadas na Tabela 2. A Tabela apresenta também a tarifa com impostos, considerando ICMS de 17%, PIS de 0,75% e COFINS de 3,45%.

Tabela 2 – Tarifas de aplicação consumidor A4 Azul - RGE

<b>CATIVO</b>						
	DEMANDA PONTA	DEMANDA FORA PONTA	TUSD PONTA	TUSD FORA PONTA	TE PONTA	TE FORA PONTA
SEM IMPOSTOS	R\$ 62,16	R\$ 25,68	R\$ 94,21	R\$ 94,21	R\$ 433,65	R\$ 276,25
COM IMPOSTOS	R\$ 78,17	R\$ 32,30	R\$ 118,48	R\$ 118,48	R\$ 545,38	R\$ 347,42
<b>APE</b>						
	DEMANDA PONTA	DEMANDA FORA PONTA	TUSD PONTA	TUSD FORA PONTA		
SEM IMPOSTOS	R\$ 62,16	R\$ 25,68	R\$ 18,23	R\$ 18,23		
COM IMPOSTOS	R\$ 78,17	R\$ 32,30	R\$ 22,93	R\$ 22,93		
<b>GERAÇÃO</b>						
	DEMANDA					
SEM IMPOSTOS	R\$ 10,43					
COM IMPOSTOS	R\$ 13,12					

Com os valores de tarifa apresentados e o histórico de consumo da unidade, definiu-se o custo médio mensal com energia elétrica deste consumidor, conforme a Tabela 3. Sabendo-se o consumo médio desta unidade, o próximo passo foi dimensionar os dois formatos de usina fotovoltaica.

Tabela 3 – Custo médio mensal com energia elétrica

	QUANTIDADE	TARIFA	TOTAL
TUSD PONTA (kWh)	6.131,50	R\$ 0,118	R\$ 726,47
TE PONTA (kWh)	6.131,50	R\$ 0,545	R\$ 3.343,97
TUSD FORA PONTA (kWh)	44.706,08	R\$ 0,118	R\$ 5.296,88
TE FORA PONTA (kWh)	44.706,08	R\$ 0,347	R\$ 15.531,93
DEMANDA PONTA (kW)	135,00	R\$ 78,175	R\$ 10.553,61
DEMANDA FORA PONTA (kW)	135,00	R\$ 32,296	R\$ 4.359,99
<b>TOTAL MÉDIO MENSAL</b>			<b>R\$ 39.812,85</b>

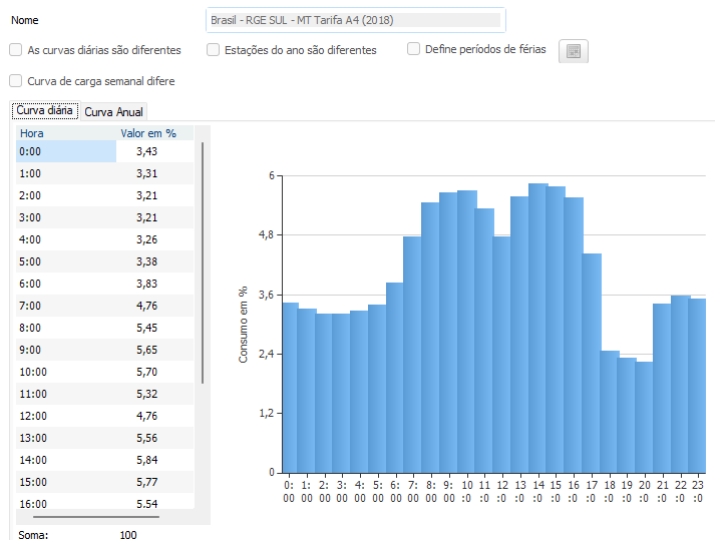
## 4.2 USINA FOTOVOLTAICA

Conforme descrito na metodologia, foi empregado o *software PVSol* para determinar a potência do sistema fotovoltaico e realizar as simulações de geração. O primeiro projeto visou atender a 50% do consumo da unidade, para o qual foram inseridos na ferramenta os valores mensais do histórico de consumo. Adicionalmente, para estabelecer a simultaneidade entre consumo e geração, utilizou-se a curva de carga RGE SUL - MT Tarifa A4 de 2018, disponibilizada pelo próprio PVSol e representada na Figura 17. Foi empregado o design de um pavilhão industrial em Caxias do Sul, com orientação leste-oeste, a fim de simular a geração de energia.

A fim de suprir 50% do consumo, foi determinada uma potência para o gerador fotovoltaico de 224,4 kWp, composto por 408 módulos de 550 Wp cada e 4 inversores de 50 kW, com layout 3D apresentado na Figura 18. Após conduzir a simulação de geração, obteve-se uma produção estimada de 327.802 kWh/ano com a porcentagem de autoconsumo de 73,4% no horário fora ponta. Assim, a energia destinada ao autoconsumo totaliza 240.611 kWh/ano, enquanto a injeção na rede atinge 87.191 kWh/ano. A Figura 19 apresenta a previsão de rendimento da



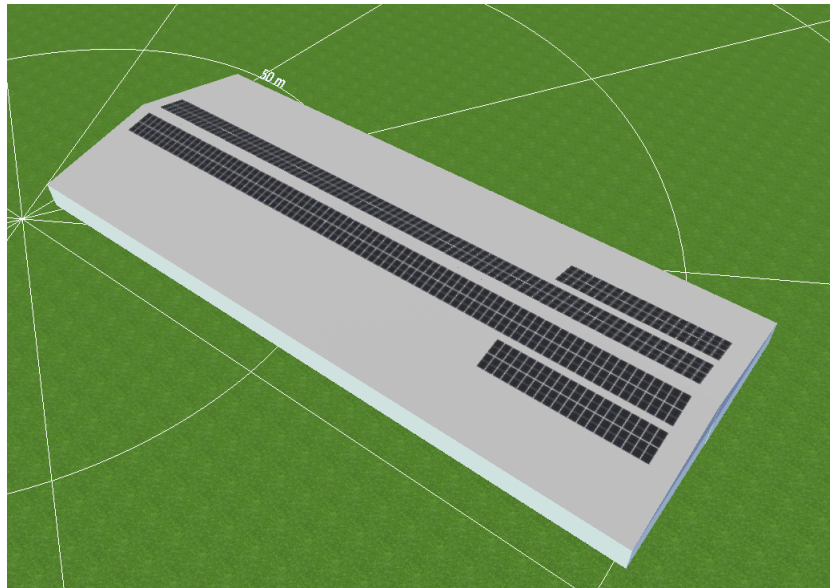
Figura 17 – Curva de carga RGE SUL - MT Tarifa A4



Fonte: O autor, 2023

usina correlacionando o consumo no posto fora ponta, a geração e a simultaneidade de todos os meses do ano.

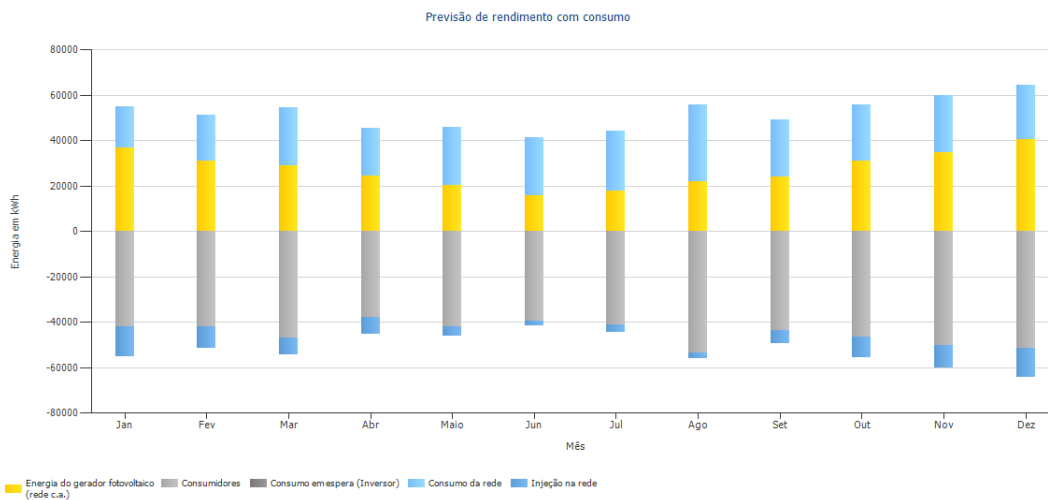
Figura 18 – Layout 3D - Usina 50% do consumo



Fonte: O autor, 2023

Utilizando os mesmos parâmetros de consumo e curva de carga da primeira usina, simulou-se a capacidade para atender 100% do consumo da unidade. Foi determinada uma potência para o gerador fotovoltaico de 451 kWp, composto por 820 módulos de 550 Wp cada, 2 inversores de 110 kW e 2 inversores de 75kW, com layout 3D apresentado na Figura 20. Após conduzir a simulação de geração, obteve-se uma produção estimada de 655.296 kWh/ano com a porcentagem de autoconsumo de 43,3% no horário fora ponta. Vale destacar a redução de

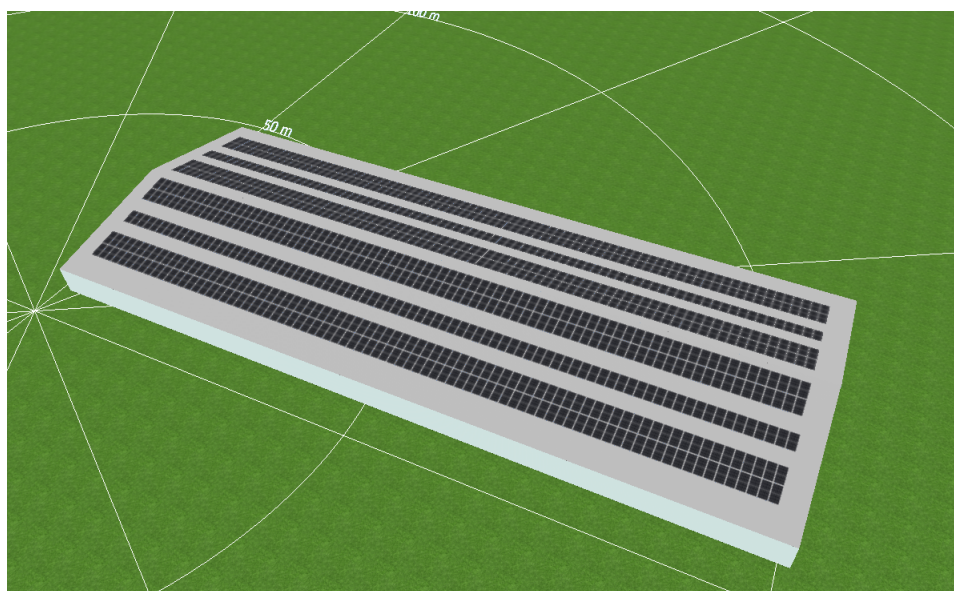
Figura 19 – Previsão de rendimento - Usina 50% do consumo



Fonte: O autor, 2023

30,1% da simultaneidade devido ao aumento da geração, porém não acompanhado pelo consumo em relação da curva de carga, o que ocasiona maior injeção de energia na rede. Assim, a energia destinada ao autoconsumo totaliza 283.503 kWh/ano, enquanto a injeção na rede atinge 371.792 kWh/ano. A Figura 21 apresenta a previsão de rendimento da usina correlacionando o consumo no posto fora ponta, a geração e a simultaneidade de todos os meses do ano.

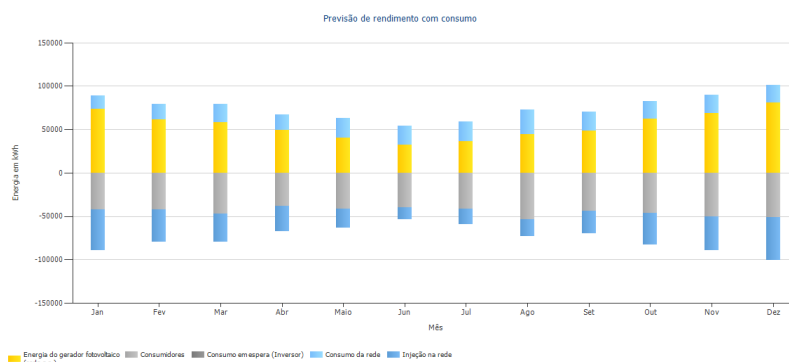
Figura 20 – Layout 3D - Usina 100% do consumo



Fonte: O autor, 2023

Após a definição da potência das usinas, pode-se precificar o investimento necessário. Para ambos os casos, levou-se em consideração o custo de construção de uma subestação de 500kW, pois as usinas ultrapassam o limite de demanda contratada no posto fora ponta da unidade, todavia caso o projeto fosse executado aconselha-se uma vistoria técnica para identificar

Figura 21 – Previsão de rendimento - Usina 100% do consumo



a necessidade da nova subestação ou então a implementação de adequações. Sendo assim, de acordo com orçamentos praticados no ano de 2023, estimasse um custo de R\$ 320.000,00 para a implementação da subestação. De acordo com a publicação de setembro de 2023 da empresa de pesquisa Greener, o valor médio do kWp para sistemas de 500kWp instalados em telhados é de R\$3.050,00/kWp. (GREENER, 2023). Desta forma, estimasse um investimento de R\$ 684.420,00 para a usina de 224,4kWp e R\$ 1.375.550,00 para a usina de 451kWp.

Junto aos custos de implementação da usina, foram incluídos no modelo APE o montante de R\$ 8.335,00 referente à adesão à CCEE e R\$ 20.000,00 para a instalação do sistema de medição e faturamento (SMF). A Tabela 4 apresenta o valor total de investimento inicial para cada uma das usinas.

Tabela 4 – Valor total de investimento para cada usina fotovoltaica

CUSTOS	GD 50%	GD 100%	APE 50%	APE 100%
Subestação 500kW	R\$ 320.000,00	R\$ 320.000,00	R\$ 320.000,00	R\$ 320.000,00
Sistema Fotovoltaico	R\$ 684.420,00	R\$ 1.375.550,00	R\$ 684.420,00	R\$ 1.375.550,00
Adesão CCEE			R\$ 8.335,00	R\$ 8.335,00
SMF			R\$ 20.000,00	R\$ 20.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 1.004.420,00</b>	<b>R\$ 1.695.550,00</b>	<b>R\$ 1.032.755,00</b>	<b>R\$ 1.723.885,00</b>

### 4.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE

Para iniciar a análise de viabilidade vale destacar que, além do investimento apresentado no capítulo anterior, foram incorporadas ao fluxo de caixa outras despesas. A operação e manutenção da usina, estipulada em R\$ 20,00 por módulo fotovoltaico ao ano, o seguro do equipamento, equivalente a 1% do valor do investimento, e, no caso do APE, um custo mensal de R\$ 2.000,00 para a gestão do autoprodutor no mercado livre, conduzida por uma comercializadora ou gestora. Esses custos foram adquiridos através de orçamentos com empresas do setor e são as médias praticadas no ano de 2023.

O fluxo de caixa empregado para avaliar a análise de retorno do investimento é constituído por duas estruturas principais: a fatura de energia do consumidor sem energia fotovoltaica e com energia fotovoltaica. No cálculo mensal da fatura sem energia fotovoltaica, foram utilizados os valores apresentados no capítulo do perfil do consumidor, considerando despesas com consumo em horário de ponta e fora de ponta, bem como a demanda em horário de ponta e fora de ponta. Entretanto, para o cálculo mensal da fatura com energia solar, foram identificados, por meio do *software PVSol*, os seguintes elementos: a geração de energia mensal, a energia gerada simultaneamente ao consumo da unidade, a energia injetada na rede da concessionária e, por fim, a energia consumida em cada posto. A Tabela 5 e a Tabela 6 apresentam o resultado energético de cada mês considerando estes elementos.

Tabela 5 – Resultado energético mensal para usina de 224,4 kWp

Mês	Geração SFV (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Atendimento da Rede (kWh)
Janeiro	36.757	42.032	23.647	13.110	18.385
Fevereiro	30.901	41.957	21.412	9.489	20.545
Março	29.008	46.870	21.374	7.633	25.496
Abril	24.558	37.861	17.061	7.496	20.800
Mai	20.240	41.789	16.085	4.155	25.704
Junho	15.917	39.554	13.900	2.017	25.654
Julho	18.010	41.132	14.744	3.266	26.388
Agosto	21.997	53.378	19.494	2.503	33.884
Setembro	23.973	43.625	18.208	5.764	25.417
Outubro	31.004	46.525	21.817	9.187	24.708
Novembro	34.666	50.251	24.907	9.758	25.344
Dezembro	40.765	51.499	27.956	12.808	23.543

Tabela 6 – Resultado energético mensal para usina de 451 kWp

Mês	Geração do SFV (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Energia Injetada (kWh)	Atendimento da Rede (kWh)
Janeiro	73.275	42.032	26.006	47.268	16.026
Fevereiro	61.852	41.957	24.370	37.481	17.587
Março	58.059	46.870	25.543	32.516	21.327
Abril	49.337	37.861	19.794	29.542	18.067
Mai	40.677	41.789	19.199	21.477	22.590
Junho	31.994	39.554	17.552	14.441	22.002
Julho	36.193	41.132	17.962	18.231	23.170
Agosto	44.204	53.378	24.675	19.528	28.703
Setembro	48.171	43.625	21.734	26.437	21.891
Outubro	61.873	46.525	25.733	36.140	20.792
Novembro	68.861	50.251	29.451	39.410	20.800
Dezembro	80.794	51.499	31.477	49.316	20.022

Com base nos dados das usinas fotovoltaicas fornecidos no capítulo anterior, é possível determinar a demanda de geração para cada um dos cenários. Neste contexto, a demanda de geração corresponde à diferença entre a demanda contratada no posto fora de ponta, fixada em 135 kW, e a potência global dos inversores. Dessa maneira, para a usina com inversores totalizando 200 kW, a demanda de geração é de 65 kW, enquanto para a usina com inversores totalizando 370 kW, a demanda de geração é de 235 kW. Esses valores são empregados no fluxo de caixa de acordo com a tarifa apresentada na resolução homologatória da RGE, estabelecida em R\$ 13,12, incluindo impostos. É importante destacar que, no caso do APE, esse valor é aplicado com um desconto de 50%, devido ao seu benefício tarifário.

O resultados encontrados para a usina que atende 50% do consumo em geração distribuída, são: VPL de R\$ 1.526.566,36, TIR de 16,06% e *payback* de 84 meses, ou seja, aproximadamente 7 anos (Apêndice A). Os resultados encontrados para a usina que atende 100%

do consumo em geração distribuída, são: VPL de R\$ 3.353.382,45, TIR de 18,52% e *payback* de 73 meses, ou seja, aproximadamente 6 anos (Apêndice B). Nota-se uma diferença na Taxa Interna de Retorno (TIR) de aproximadamente 2%, a qual pode ser atribuída ao investimento na subestação. Para a usina de 224,4 kWp, a subestação representa 31,85% do investimento total. No entanto, para a usina de 451 kWp, a subestação corresponde a 18,87%. Essa disparidade impacta diretamente na TIR, uma vez que o investimento na subestação não é passível de ser abatido por meio da geração de energia.

Da mesma forma, encontrou-se os resultados para as usinas no modelo APE. Para a usina de 224,4 kWp, VPL de R\$ 11.244.359,33, TIR de 32,71% e *payback* de 45 meses, ou seja, 3 anos e 9 meses (Apêndice C). Para a usina de 451 kWp, VPL de R\$ 10.833.476,75, TIR de 24,43% e *payback* de 64 meses, ou seja, 5 anos e 4 meses (Apêndice D). Ao analisar o fluxo de caixa dos investimentos, destaca-se uma diferença média anual de retorno de R\$ 30.000,00 entre a usina de menor potência e a de maior potência, mesmo esta última apresentando o dobro da capacidade de geração em comparação com a primeira. Essa disparidade justifica as divergências nas taxas internas de retorno, que são de 32,71% e 24,43%, respectivamente. A Tabela 7 ilustra os valores aproximados que serão faturados para este consumidor no primeiro ano do investimento, comparando os dois perfis de usina. Verifica-se que, embora a geração de energia tenha dobrado, a diferença na TUSD para consumo fora de ponta é de apenas R\$ 5.081,82, sendo influenciada pela redução de aproximadamente 30% de simultaneidade na geração de energia entre as duas usinas, conforme apresentado anteriormente. Como resultado, os custos relacionados à TUSD Consumo não diminuirão linearmente para o consumidor.

Tabela 7 – Análise das usinas de Autoprodução

Fatura APE	Usina 50%	Usina 100%	Diferença
Demanda Fora Ponta	R\$ 26.159,922	R\$ 26.159,92	-
Demanda Ponta	R\$ 63.321,679	R\$ 63.321,68	-
TUSD Consumo Ponta	R\$ 8.717,689	R\$ 8.717,69	-
TUSD Consumo Fora Ponta	R\$ 35.055,115	R\$ 29.973,29	-R\$ 5.081,823
Consumo TE	R\$ 48.027,980	R\$ 1.560,00	-R\$ 46.467,980
Geração Alocada	R\$ 1.998,894	R\$ 8.523,88	R\$ 6.524,985
Demanda Geração	R\$ 5.115,703	R\$ 18.495,23	R\$ 13.379,531
<b>TOTAL</b>	R\$ 188.396,982	R\$ 156.751,694	-R\$ 31.645,288

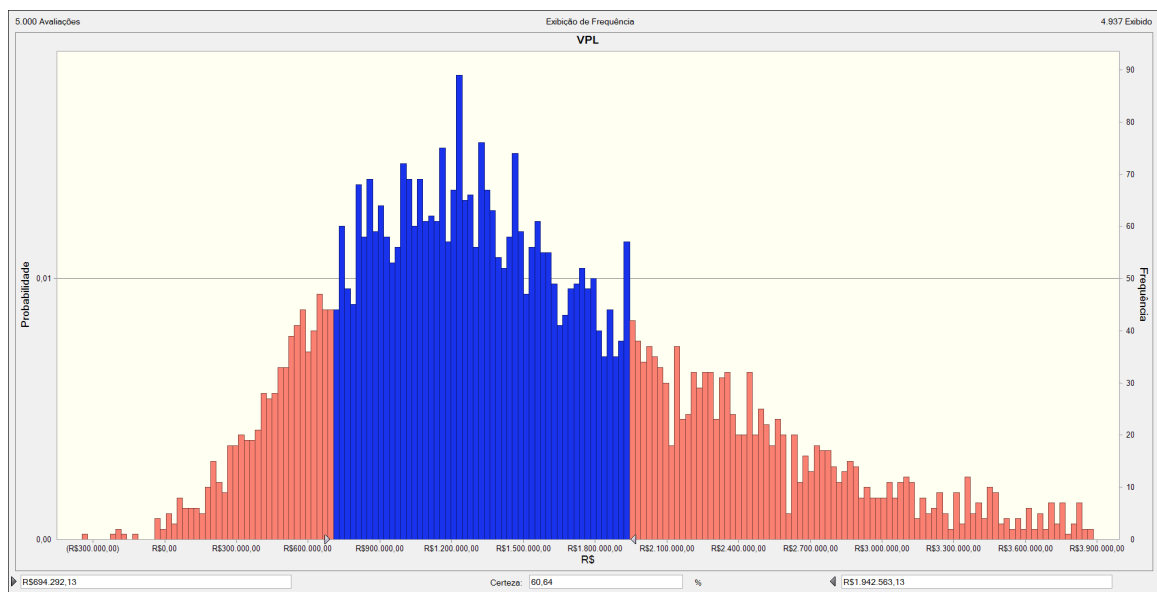
Ao analisar a mesma usina em diferentes modelagens, seja na categoria de geração distribuída ou na condição de autoprodução no mercado livre, torna-se evidente a influência dos benefícios tarifários. A usina que atende 50% do consumo em geração distribuída apresenta uma taxa interna de retorno de 16,06%. No entanto, ao optar pela modelagem APE, com um acréscimo de R\$ 28.335,00 no investimento inicial devido aos custos de adesão à CCEE e implementação do SMF, a TIR aumenta para 32,71%, praticamente duplicando o retorno financeiro. Da mesma forma, o período de *payback*, que na geração distribuída é de 84 meses, reduz para 45 meses na abordagem de autoprodução no mercado livre. A usina que atende 100% do consumo em geração distribuída apresenta uma taxa interna de retorno de 18,52%. Entretanto,

ao optar pela modelagem APE, a TIR aumenta para 24,43% e, o período de *payback*, que na geração distribuída é de 73 meses, reduz para 64 meses.

#### 4.4 ANÁLISE DE RISCO

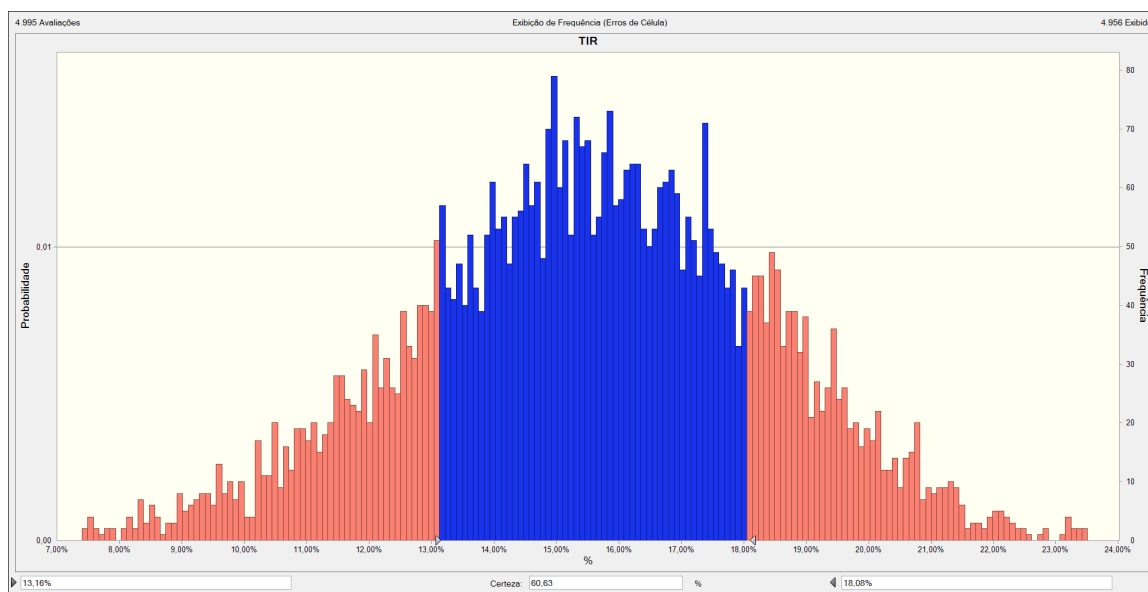
De acordo com a metodologia apresentada sobre a análise de riscos para cada um dos modelos de investimento, na sequência encontram-se os resultados obtidos com as simulações no *software Crystal Ball*. As localizações das barras limitadoras do gráfico foram definidas com o objetivo de mostrar certezas acima de 51%, todavia para uma análise mais dinâmica, orienta-se a movimentação das barras conforme o perfil do investidor. A primeira simulação foi realizada para a usina que atende 50% do consumo em geração distribuída. A Figura 22 ilustra a distribuição de probabilidade do indicador VPL. Com um nível de confiança de cerca de 60%, observa-se que o valor do VPL está situado entre R\$ 694.292,13 e R\$ 1.942.563,13. Quanto à TIR, na Figura 23 observa-se, com um grau de certeza de 60%, que o retorno varia entre 13,16% e 18,08%. Na análise do *payback*, Figura 24, com um nível de confiança de 72,12%, o período de retorno do investimento situa-se entre 76 e 90 meses.

Figura 22 – Gráfico de probabilidade do VPL - Usina 50% GD



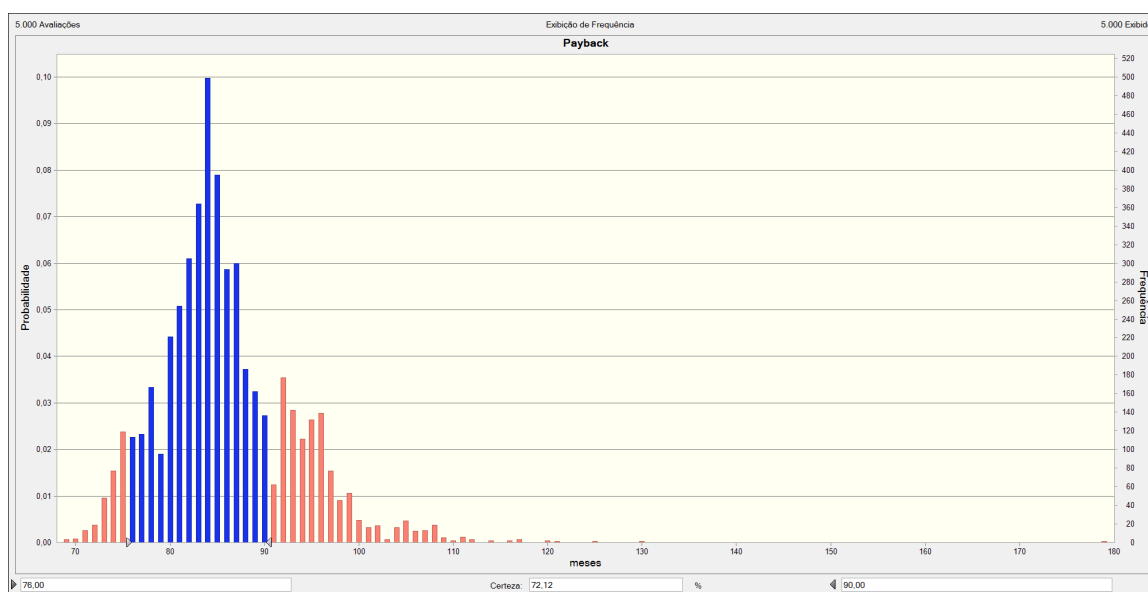
Fonte: O autor, 2023

Figura 23 – Gráfico de probabilidade da TIR - Usina 50% GD



Fonte: O autor, 2023

Figura 24 – Gráfico de probabilidade do Payback - Usina 50% GD

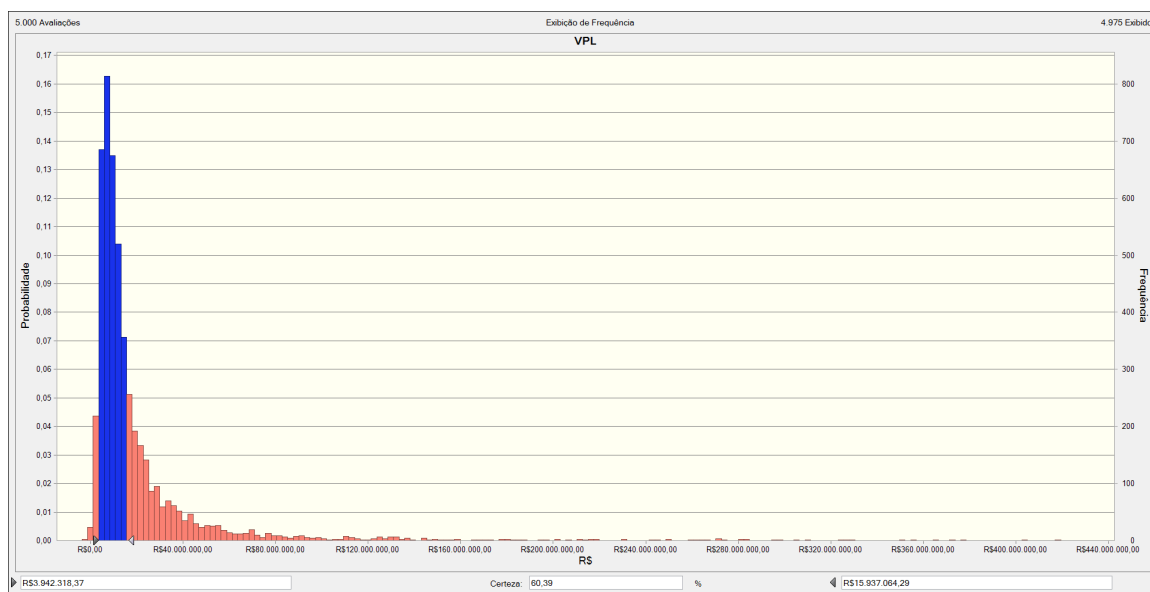


Fonte: O autor, 2023

A segunda simulação foi realizada para a usina que atende 50% do consumo no formato APE. A Figura 25 ilustra a distribuição de probabilidade do indicador VPL. Com um nível de confiança de cerca de 60%, observa-se que o valor do VPL está situado entre R\$ 3.942.318,37 e R\$ 15.937.064,29. Quanto à TIR, na Figura 26 observa-se, com um grau de certeza de 60%, que o retorno varia entre 28,84% e 36,55%. Na análise do *payback*, Figura 27, com um nível de confiança de 70,10%, o período de retorno do investimento situa-se entre 40 e 55 meses. Ao examinar os gráficos de VPL e *payback* para o projeto APE, torna-se claro o impacto da distribuição de Weibull, que é atribuída à exposição da usina ao Preço de Liquidação das Di-

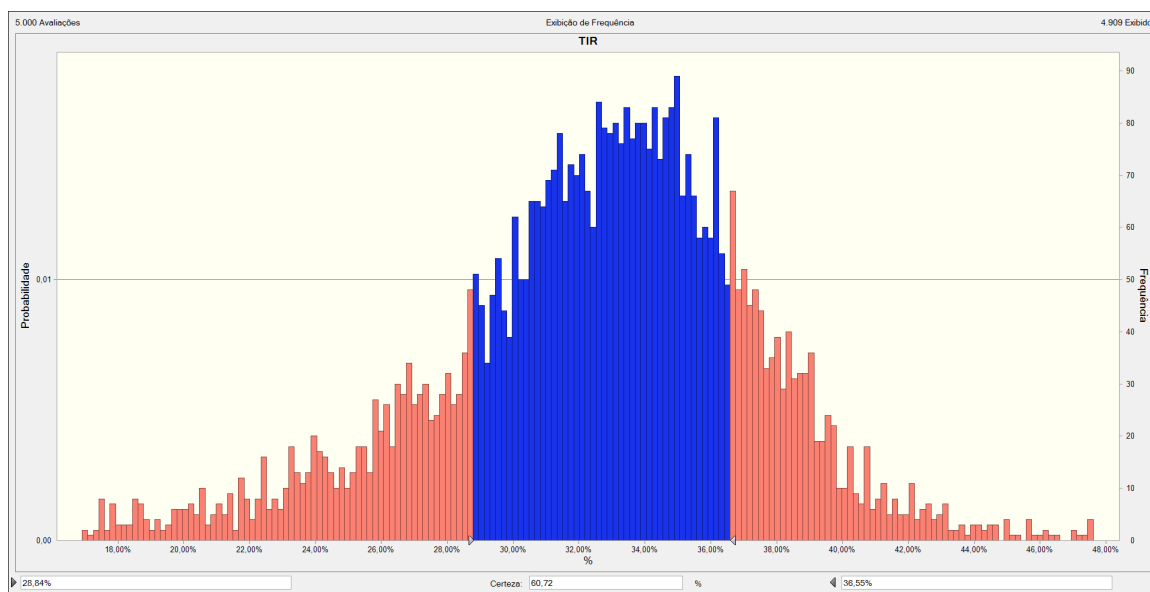
ferenças (PLD). Adicionalmente, é importante destacar que a análise do fluxo de caixa não realizou ajustes inflacionários, resultando na tendência de que, com o passar do tempo, a energia oriunda do mercado livre se torne mais vantajosa economicamente em comparação com a tarifa praticada pela concessionária. Essa dinâmica exerce uma contribuição exponencial para o retorno de investimento nos projetos de APE.

Figura 25 – Gráfico de probabilidade do VPL - Usina 50% APE



Fonte: O autor, 2023

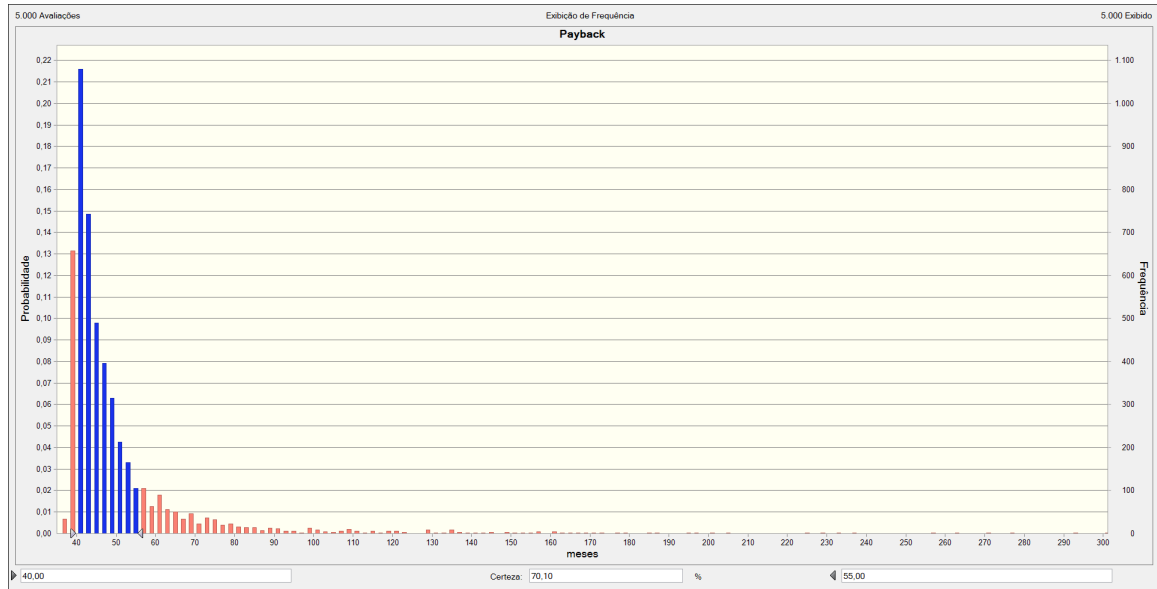
Figura 26 – Gráfico de probabilidade da TIR - Usina 50% APE



Fonte: O autor, 2023



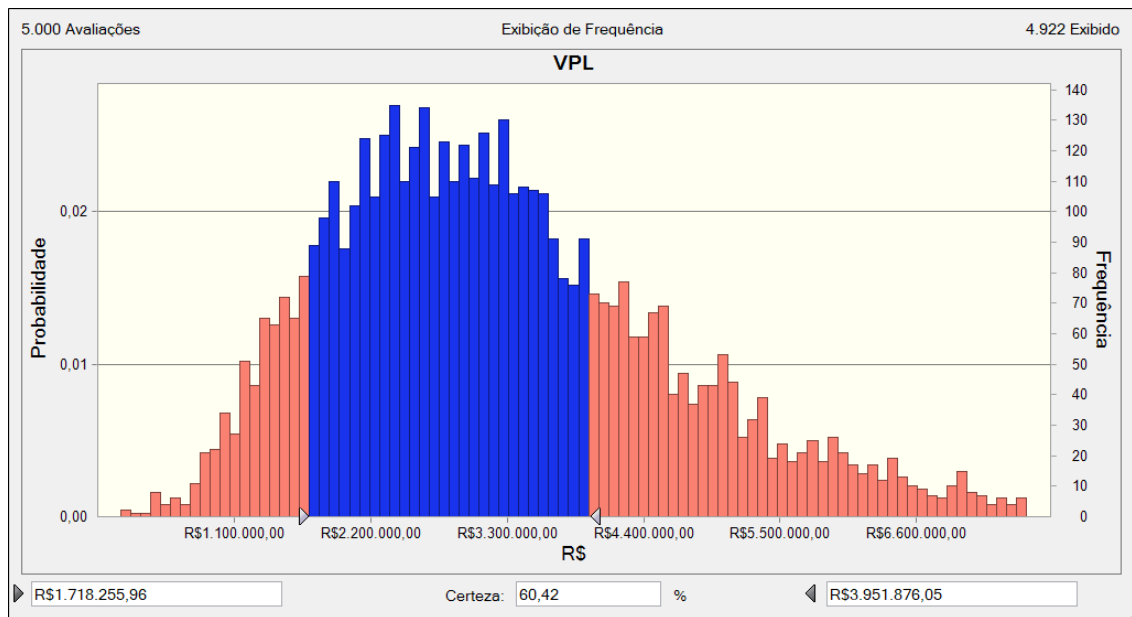
Figura 27 – Gráfico de probabilidade do *payback* - Usina 50% APE



Fonte: O autor, 2023

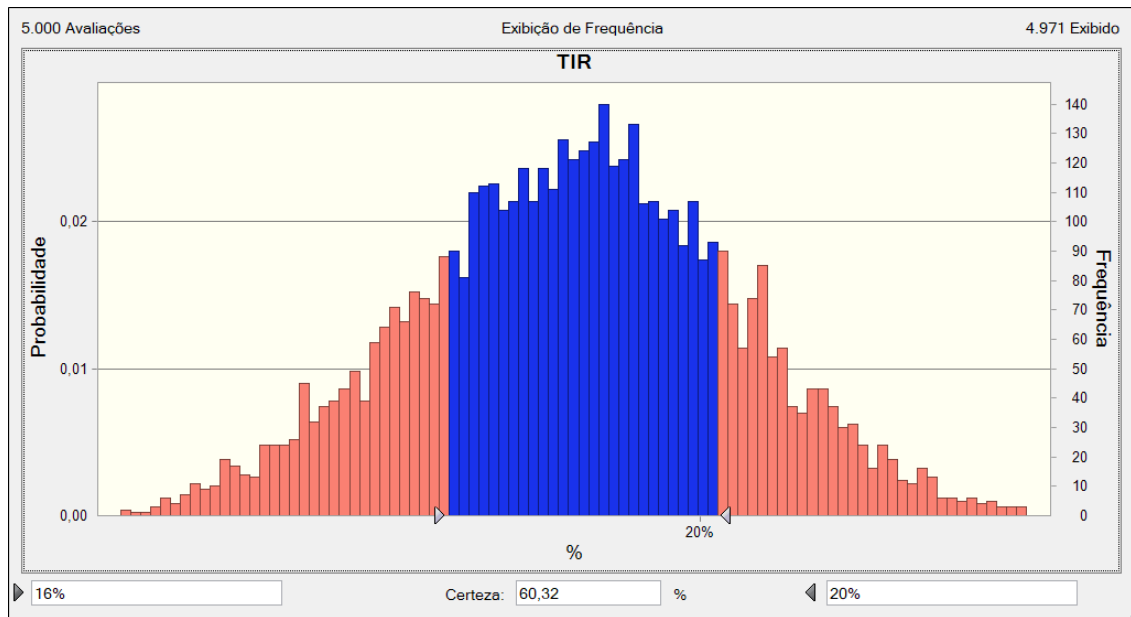
A terceira simulação foi realizada para a usina que atende 100% do consumo em geração distribuída. A Figura 28 ilustra a distribuição de probabilidade do indicador VPL. Com um nível de confiança de cerca de 60%, observa-se que o valor do VPL está situado entre R\$ 1.718.255,96 e R\$ 3.951.676,05. Quanto à TIR, na Figura 29 observa-se, com um grau de certeza de 60%, que o retorno varia entre 10% e 20%. Na análise do *payback*, Figura 30, com um nível de confiança de 76,70%, o período de retorno do investimento situa-se entre 70 e 80 meses.

Figura 28 – Gráfico de probabilidade do VPL - Usina 100% GD



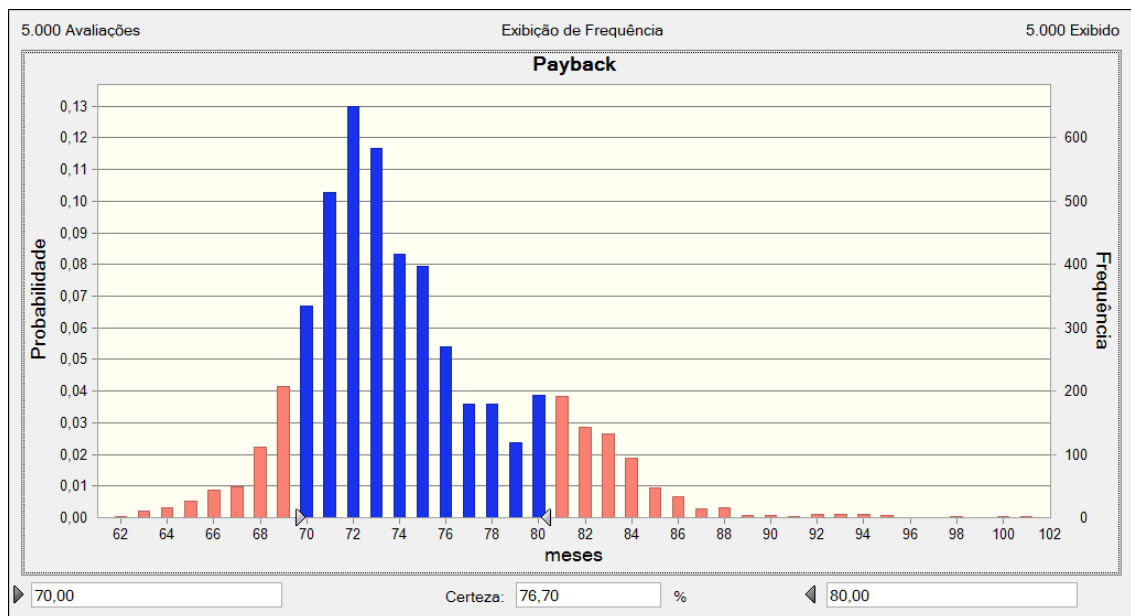
Fonte: O autor, 2023

Figura 29 – Gráfico de probabilidade da TIR - Usina 100% GD



Fonte: O autor, 2023

Figura 30 – Gráfico de probabilidade do Payback - Usina 100% GD

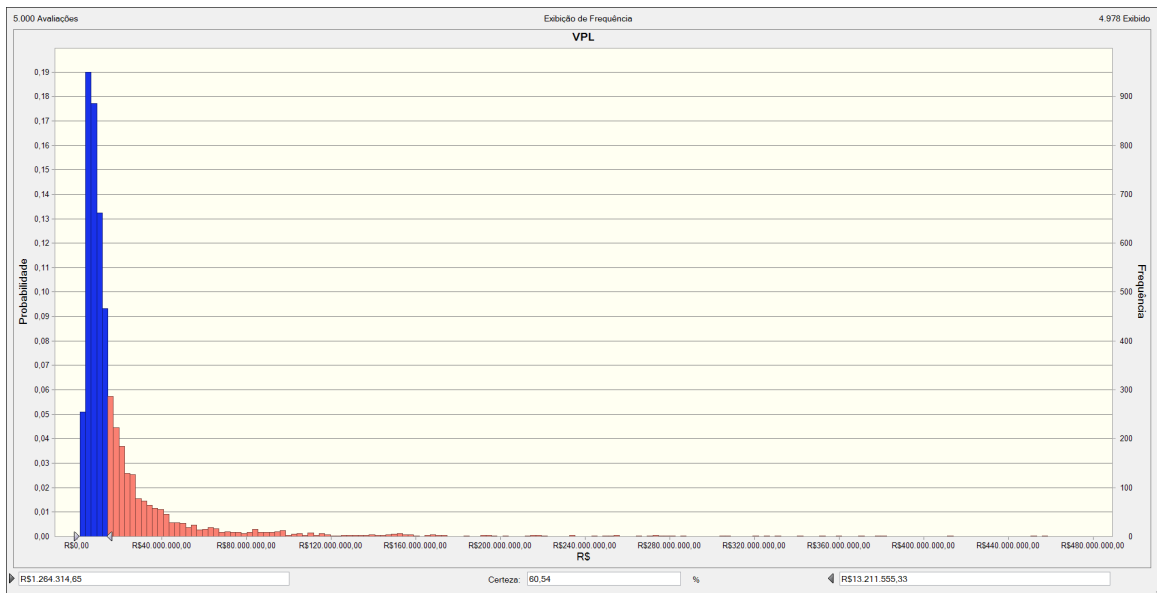


Fonte: O autor, 2023

A quarta e última simulação foi realizada para a usina que atende 100% do consumo no formato APE. A Figura 31 ilustra a distribuição de probabilidade do indicador VPL. Com um nível de confiança de cerca de 60%, observa-se que o valor do VPL está situado entre R\$ 1.264.314,65 e R\$ 13.211.555,33. Quanto à TIR, na Figura 32 observa-se, com um grau de certeza de 60%, que o retorno varia entre 20,90% e 26,78%. Na análise do *payback*, Figura 33, com um nível de confiança de 75,62%, o período de retorno do investimento situa-se entre 60 e 67 meses. Da mesma forma que a usina de APE para 50%, torna-se evidente a influência da

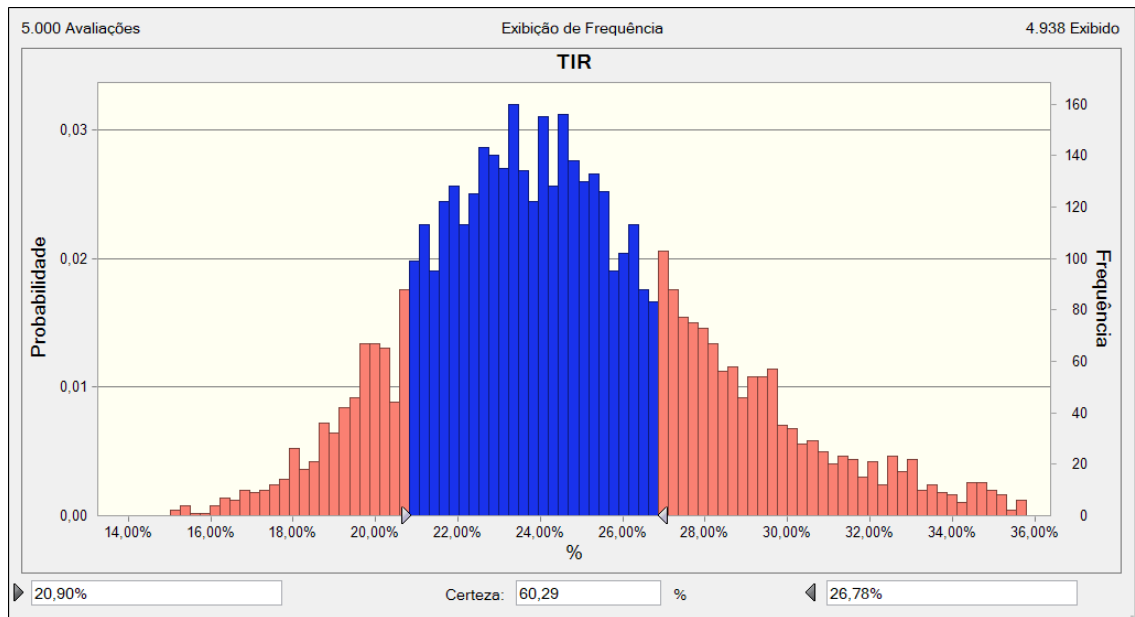
distribuição de Weibull, atribuída à exposição da usina ao PLD.

Figura 31 – Gráfico de probabilidade do VPL - Usina 100% APE



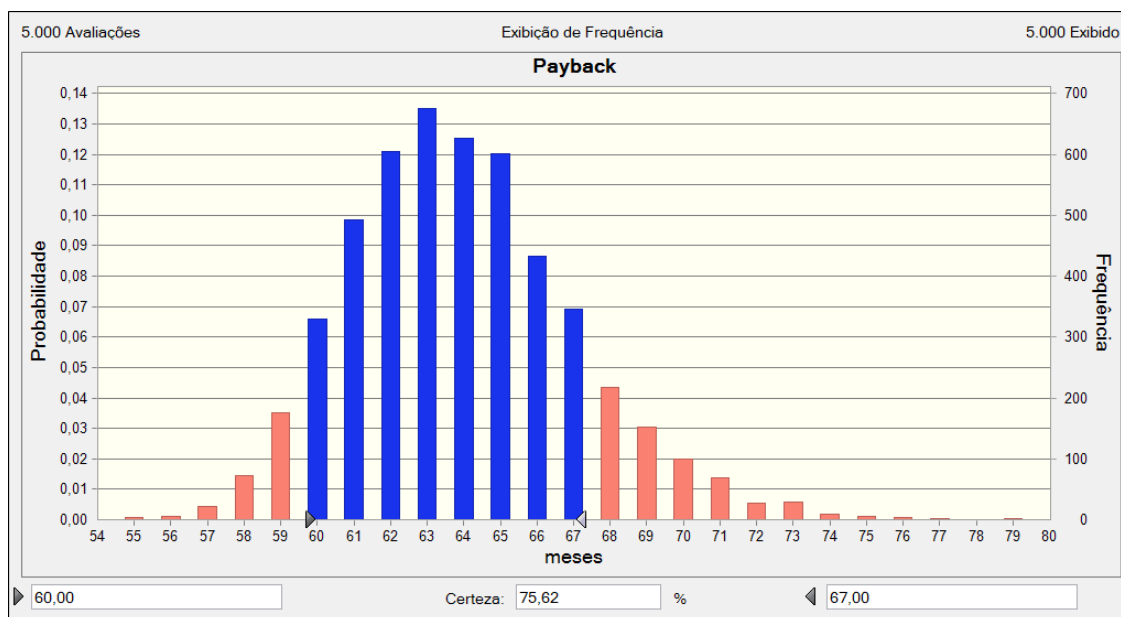
Fonte: O autor, 2023

Figura 32 – Gráfico de probabilidade da TIR - Usina 100% APE



Fonte: O autor, 2023

Figura 33 – Gráfico de probabilidade do Payback - Usina 100% APE



Fonte: O autor, 2023

Conforme embasado no referencial teórico sobre o método de Monte Carlo, pode-se dizer que a probabilidade é uma medida que expressa a chance de um evento ocorrer com base na distribuição de resultados, enquanto a frequência é uma contagem real dos resultados obtidos através das inúmeras iterações. Sendo assim, pode-se perceber que, para os modelos aplicados ao APE no que se refere ao VPL, destaca-se uma densidade praticamente total no início de cada gráfico, indicando maior frequência desses valores em comparação aos demais resultados e conseqüentemente mais segurança para o investidor. Quanto aos gráficos dos demais indicadores, destaca-se a cor azul para enfatizar a maior densidade de resultados, uma vez que essa faixa apresenta maior probabilidade de ocorrência. A Tabela 8 condensa os valores alcançados.

Tabela 8 – Apresentação dos resultados da análise de riscos

Modelagem	VPL (confiança 60%)		TIR (confiança 60%)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
<b>GD 50%</b>	R\$ 694.292,13	R\$ 1.942.563,13	13,16%	18,08%
<b>APE 50%</b>	R\$ 3.942.318,37	R\$ 15.937.064,29	28,84%	36,55%
<b>GD 100%</b>	R\$ 1.718.255,96	R\$ 3.951.676,05	10,00%	20,00%
<b>APE 100%</b>	R\$ 1.264.314,65	R\$ 13.211.555,33	20,90%	26,78%

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados e análises apresentados neste trabalho ressaltam a contribuição que a energia fotovoltaica pode proporcionar ao cenário energético brasileiro. O expressivo crescimento dessa fonte de energia, aliado ao potencial do país para a geração solar e os incentivos governamentais, destacam a importância estratégica da transição para fontes renováveis. O estudo também evidencia a mudança significativa no setor energético brasileiro, sobre o crescimento da energia fotovoltaica e a recente abertura do mercado livre de energia para todos os consumidores do Grupo A.

Os resultados financeiros apresentados para as usinas que atendem 50% e 100% do consumo em ambos os modelos, geração distribuída e autoprodução, destacam a importância da análise detalhada na tomada de decisão, evidenciado pela disparidade nas taxas internas de retorno entre diferentes capacidades de geração e simulações. Os indicadores financeiros, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *payback*, evidenciam a viabilidade dos investimentos, sendo essenciais para orientar os investidores na escolha do modelo mais adequado ao seu perfil de investimento. A análise também revela a influência significativa dos benefícios tarifários e da exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), acrescidos da complexidade do mercado elétrico, especialmente com a transição para o ambiente de contratação livre.

A respeito de outros riscos associados ao investimento, é válido abordar a insegurança regulatória relacionada à geração distribuída e ao mercado livre de energia. Apesar da existência de regulamentações e normativas específicas, frequentemente surgem interpretações divergentes da norma tanto por parte da concessionária de energia, quanto do consumidor. Além disso, as alterações ao longo do tempo têm o potencial de impactar positiva ou negativamente este investidor.

Futuros trabalhos podem analisar de forma mais criteriosa outras modelagens da influência do PLD no projeto de autoprodução. Em relação a parte técnica da usina, realizar a análise de um consumidor que não necessite implementar uma nova subestação, ou então, limitar o projeto de geração no limite da subestação existente. Em relação ao risco regulatório, analisar qual dos formatos de investimento tendem a sofrer maiores mudanças ou adequações e comparar os cenários.

## APÊNDICE A – FLUXO DE CAIXA GD - 50%

Figura 34 – Fluxo de Caixa Usina 50% - GD

Ano	Sem Geração Distribuída		Com Geração Distribuída		Fluxo de Retorno		Payback		Fluxo de Retorno com TMA		Payback com TMA	
				Investimento	-R\$	1.004.420,00	-R\$	1.004.420,00	-R\$	1.004.420,00	-R\$	1.004.420,00
<b>1</b>	R\$	<b>477.754,20</b>	R\$	<b>355.022,11</b>	R\$	<b>122.732,08</b>	-R\$	<b>881.687,92</b>	R\$	<b>115.784,98</b>	-R\$	<b>888.635,02</b>
<b>2</b>	R\$	504.699,53	R\$	376.067,03	R\$	128.632,51	-R\$	753.055,41	R\$	114.482,47	-R\$	774.152,54
<b>3</b>	R\$	<b>533.164,59</b>	R\$	<b>398.350,66</b>	R\$	<b>134.813,92</b>	-R\$	<b>618.241,49</b>	R\$	<b>113.192,37</b>	-R\$	<b>660.960,17</b>
<b>4</b>	R\$	563.235,07	R\$	421.945,52	R\$	141.289,55	-R\$	476.951,94	R\$	111.914,56	-R\$	549.045,62
<b>5</b>	R\$	<b>595.001,53</b>	R\$	<b>446.928,31</b>	R\$	<b>148.073,21</b>	-R\$	<b>328.878,73</b>	R\$	<b>110.648,92</b>	-R\$	<b>438.396,70</b>
<b>6</b>	R\$	628.559,61	R\$	473.380,23	R\$	155.179,38	-R\$	173.699,34	R\$	109.395,34	-R\$	329.001,36
<b>7</b>	R\$	<b>664.010,37</b>	R\$	<b>501.387,18</b>	R\$	<b>162.623,19</b>	-R\$	<b>11.076,15</b>	R\$	<b>108.153,71</b>	-R\$	<b>220.847,65</b>
<b>8</b>	R\$	701.460,56	R\$	531.040,08	R\$	170.420,48	R\$	159.344,33	R\$	106.923,92	-R\$	113.923,73
<b>9</b>	R\$	<b>741.022,93</b>	R\$	<b>562.435,14</b>	R\$	<b>178.587,80</b>	R\$	<b>337.932,12</b>	R\$	<b>105.705,84</b>	-R\$	<b>8.217,89</b>
<b>10</b>	R\$	782.816,63	R\$	595.674,15	R\$	187.142,47	R\$	525.074,60	R\$	104.499,38	R\$	96.281,49
<b>11</b>	R\$	<b>826.967,49</b>	R\$	<b>630.864,85</b>	R\$	<b>196.102,63</b>	R\$	<b>721.177,23</b>	R\$	<b>103.304,42</b>	R\$	<b>199.585,91</b>
<b>12</b>	R\$	873.608,45	R\$	668.121,23	R\$	205.487,22	R\$	926.664,45	R\$	102.120,85	R\$	301.706,77
<b>13</b>	R\$	<b>922.879,97</b>	R\$	<b>707.563,90</b>	R\$	<b>215.316,07</b>	R\$	<b>1.141.980,52</b>	R\$	<b>100.948,58</b>	R\$	<b>402.655,34</b>
<b>14</b>	R\$	974.930,40	R\$	749.320,50	R\$	225.609,90	R\$	1.367.590,42	R\$	99.787,48	R\$	502.442,82
<b>15</b>	R\$	<b>1.029.916,47</b>	R\$	<b>793.526,08</b>	R\$	<b>236.390,39</b>	R\$	<b>1.603.980,82</b>	R\$	<b>98.637,45</b>	R\$	<b>601.080,27</b>
<b>16</b>	R\$	1.088.003,76	R\$	840.323,55	R\$	247.680,22	R\$	1.851.661,03	R\$	97.498,40	R\$	698.578,67
<b>17</b>	R\$	<b>1.149.367,17</b>	R\$	<b>889.864,10</b>	R\$	<b>259.503,07</b>	R\$	<b>2.111.164,11</b>	R\$	<b>96.370,21</b>	R\$	<b>794.948,88</b>
<b>18</b>	R\$	1.214.191,48	R\$	942.307,73	R\$	271.883,75	R\$	2.383.047,86	R\$	95.252,78	R\$	890.201,66
<b>19</b>	R\$	<b>1.282.671,88</b>	R\$	<b>997.823,72</b>	R\$	<b>284.848,16</b>	R\$	<b>2.667.896,02</b>	R\$	<b>94.146,02</b>	R\$	<b>984.347,68</b>
<b>20</b>	R\$	1.355.014,58	R\$	1.056.591,19	R\$	298.423,39	R\$	2.966.319,40	R\$	93.049,82	R\$	1.077.397,50
<b>21</b>	R\$	<b>1.431.437,40</b>	R\$	<b>1.118.799,65</b>	R\$	<b>312.637,75</b>	R\$	<b>3.278.957,16</b>	R\$	<b>91.964,08</b>	R\$	<b>1.169.361,59</b>
<b>22</b>	R\$	1.512.170,47	R\$	1.184.649,60	R\$	327.520,87	R\$	3.606.478,02	R\$	90.888,71	R\$	1.260.250,30
<b>23</b>	R\$	<b>1.597.456,88</b>	R\$	<b>1.254.353,21</b>	R\$	<b>343.103,67</b>	R\$	<b>3.949.581,69</b>	R\$	<b>89.823,60</b>	R\$	<b>1.350.073,90</b>
<b>24</b>	R\$	1.687.553,45	R\$	1.328.134,94	R\$	359.418,51	R\$	4.309.000,20	R\$	88.768,66	R\$	1.438.842,56
<b>25</b>	R\$	<b>1.782.731,47</b>	R\$	<b>1.406.232,28</b>	R\$	<b>376.499,18</b>	R\$	<b>4.685.499,39</b>	R\$	<b>87.723,79</b>	R\$	<b>1.526.566,36</b>

Fonte: O autor, 2023

## APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA GD - 100%

Figura 35 – Fluxo de Caixa Usina 100% - GD

Ano	Sem Geração Distribuída	Com Geração Distribuída	Fluxo de Retorno		Payback		Fluxo de Retorno com TMA		Payback com TMA	
			Investimento	-R\$ 1.695.550,00	-R\$ 1.695.550,00	-R\$ 1.695.550,00	-R\$ 1.695.550,00	-R\$ 1.695.550,00	-R\$ 1.695.550,00	
<b>1</b>	R\$ <b>477.754,20</b>	R\$ <b>234.933,32</b>	R\$ <b>242.820,88</b>	-R\$ 1.452.729,12	R\$ <b>229.076,30</b>	-R\$ 1.466.473,70				
<b>2</b>	R\$ 504.699,53	R\$ 250.034,08	R\$ 254.665,45	-R\$ 1.198.063,68	R\$ 226.651,34	-R\$ 1.239.822,36				
<b>3</b>	R\$ <b>533.164,59</b>	R\$ <b>266.080,42</b>	R\$ <b>267.084,16</b>	-R\$ 930.979,51	R\$ <b>224.249,01</b>	-R\$ 1.015.573,35				
<b>4</b>	R\$ 563.235,07	R\$ 283.130,44	R\$ 280.104,62	-R\$ 650.874,89	R\$ 221.869,10	-R\$ 793.704,25				
<b>5</b>	R\$ <b>595.001,53</b>	R\$ <b>301.245,76</b>	R\$ <b>293.755,76</b>	-R\$ 357.119,13	R\$ <b>219.511,39</b>	-R\$ 574.192,86				
<b>6</b>	R\$ 628.559,61	R\$ 320.491,73	R\$ 308.067,88	-R\$ 49.051,25	R\$ 217.175,70	-R\$ 357.017,16				
<b>7</b>	R\$ <b>664.010,37</b>	R\$ <b>340.937,66</b>	R\$ <b>323.072,72</b>	R\$ 274.021,46	R\$ <b>214.861,81</b>	-R\$ 142.155,35				
<b>8</b>	R\$ 701.460,56	R\$ 362.657,03	R\$ 338.803,53	R\$ 612.824,99	R\$ 212.569,53	R\$ 70.414,17				
<b>9</b>	R\$ <b>741.022,93</b>	R\$ <b>385.727,79</b>	R\$ <b>355.295,15</b>	R\$ 968.120,14	R\$ <b>210.298,65</b>	R\$ 280.712,82				
<b>10</b>	R\$ 782.816,63	R\$ 410.232,57	R\$ 372.584,05	R\$ 1.340.704,19	R\$ 208.048,99	R\$ 488.761,81				
<b>11</b>	R\$ <b>826.967,49</b>	R\$ <b>436.259,02</b>	R\$ <b>390.708,47</b>	R\$ 1.731.412,66	R\$ <b>205.820,35</b>	R\$ 694.582,16				
<b>12</b>	R\$ 873.608,45	R\$ 463.900,04	R\$ 409.708,42	R\$ 2.141.121,08	R\$ 203.612,53	R\$ 898.194,69				
<b>13</b>	R\$ <b>922.879,97</b>	R\$ <b>493.254,15</b>	R\$ <b>429.625,82</b>	R\$ 2.570.746,90	R\$ <b>201.425,35</b>	R\$ 1.099.820,04				
<b>14</b>	R\$ 974.930,40	R\$ 524.425,81	R\$ 450.504,59	R\$ 3.021.251,49	R\$ 199.258,62	R\$ 1.298.878,66				
<b>15</b>	R\$ <b>1.029.916,47</b>	R\$ <b>557.525,76</b>	R\$ <b>472.390,71</b>	R\$ 3.493.642,20	R\$ <b>197.112,14</b>	R\$ 1.495.990,80				
<b>16</b>	R\$ 1.088.003,76	R\$ 592.671,42	R\$ 495.332,35	R\$ 3.988.974,55	R\$ 194.985,74	R\$ 1.690.976,54				
<b>17</b>	R\$ <b>1.149.367,17</b>	R\$ <b>629.987,25</b>	R\$ <b>519.379,93</b>	R\$ 4.508.354,48	R\$ <b>192.879,22</b>	R\$ 1.883.855,76				
<b>18</b>	R\$ 1.214.191,48	R\$ 669.605,21	R\$ 544.586,27	R\$ 5.052.940,75	R\$ 190.792,42	R\$ 2.074.648,18				
<b>19</b>	R\$ <b>1.282.671,88</b>	R\$ <b>711.665,19</b>	R\$ <b>571.006,69</b>	R\$ 5.623.947,43	R\$ <b>188.725,14</b>	R\$ 2.263.373,32				
<b>20</b>	R\$ 1.355.014,58	R\$ 756.315,48	R\$ 598.699,10	R\$ 6.222.646,53	R\$ 186.677,21	R\$ 2.450.050,53				
<b>21</b>	R\$ <b>1.431.437,40</b>	R\$ <b>803.713,26</b>	R\$ <b>627.724,14</b>	R\$ 6.850.370,67	R\$ <b>184.648,45</b>	R\$ 2.634.698,97				
<b>22</b>	R\$ 1.512.170,47	R\$ 854.025,14	R\$ 658.145,32	R\$ 7.508.516,00	R\$ 182.638,68	R\$ 2.817.337,66				
<b>23</b>	R\$ <b>1.597.456,88</b>	R\$ <b>907.427,75</b>	R\$ <b>690.029,13</b>	R\$ 8.198.545,13	R\$ <b>180.647,74</b>	R\$ 2.997.985,39				
<b>24</b>	R\$ 1.687.553,45	R\$ 964.108,27	R\$ 723.445,18	R\$ 8.921.990,31	R\$ 178.675,44	R\$ 3.176.660,83				
<b>25</b>	R\$ <b>1.782.731,47</b>	R\$ <b>1.024.265,12</b>	R\$ <b>758.466,35</b>	R\$ 9.680.456,65	R\$ <b>176.721,62</b>	R\$ 3.353.382,45				

Fonte: O autor, 2023

## APÊNDICE C – FLUXO DE CAIXA APE - 50%

Figura 36 – Fluxo de Caixa Usina 50% - APE

Ano	Sem Autoprodução		Com Autoprodução		Fluxo de Retorno		Payback		Fluxo de Retorno com TMA		Payback com TMA	
				Investimento								
					-R\$	1.032.755,00	-R\$	1.032.755,00	-R\$	1.032.755,00	-R\$	1.032.755,00
<b>1</b>	R\$	<b>477.754,20</b>	R\$	<b>230.396,98</b>	R\$	<b>247.357,21</b>	-R\$	<b>785.397,79</b>	R\$	<b>233.355,86</b>	-R\$	<b>799.399,14</b>
<b>2</b>	R\$	507.190,75	R\$	241.170,28	R\$	266.020,47	-R\$	519.377,32	R\$	236.757,27	-R\$	562.641,87
<b>3</b>	R\$	<b>538.882,61</b>	R\$	<b>252.557,26</b>	R\$	<b>286.325,35</b>	-R\$	<b>233.051,97</b>	R\$	<b>240.404,28</b>	-R\$	<b>322.237,59</b>
<b>4</b>	R\$	573.104,67	R\$	264.593,53	R\$	308.511,14	R\$	75.459,17	R\$	244.369,72	-R\$	77.867,87
<b>5</b>	R\$	<b>610.189,56</b>	R\$	<b>277.316,79</b>	R\$	<b>332.872,77</b>	R\$	408.331,93	R\$	<b>248.741,89</b>	R\$	170.874,03
<b>6</b>	R\$	650.544,52	R\$	290.766,90	R\$	359.777,62	R\$	768.109,56	R\$	253.629,03	R\$	424.503,05
<b>7</b>	R\$	<b>694.674,38</b>	R\$	<b>304.986,02</b>	R\$	<b>389.688,36</b>	R\$	1.157.797,92	R\$	<b>259.165,02</b>	R\$	683.668,07
<b>8</b>	R\$	743.212,72	R\$	320.018,78	R\$	423.193,94	R\$	1.580.991,86	R\$	265.517,11	R\$	949.185,18
<b>9</b>	R\$	<b>796.964,73</b>	R\$	<b>335.912,37</b>	R\$	<b>461.052,36</b>	R\$	2.042.044,22	R\$	<b>272.896,18</b>	R\$	1.222.081,37
<b>10</b>	R\$	856.966,67	R\$	352.716,70	R\$	504.249,97	R\$	2.546.294,19	R\$	281.570,55	R\$	1.503.651,92
<b>11</b>	R\$	<b>924.569,12</b>	R\$	<b>370.484,61</b>	R\$	<b>554.084,51</b>	R\$	3.100.378,70	R\$	<b>291.884,81</b>	R\$	1.795.536,72
<b>12</b>	R\$	1.001.554,47	R\$	389.271,95	R\$	612.282,53	R\$	3.712.661,22	R\$	304.285,66	R\$	2.099.822,38
<b>13</b>	R\$	<b>1.090.304,76</b>	R\$	<b>409.137,83</b>	R\$	<b>681.166,93</b>	R\$	4.393.828,15	R\$	<b>319.357,64</b>	R\$	2.419.180,02
<b>14</b>	R\$	1.194.043,35	R\$	430.144,78	R\$	763.898,57	R\$	5.157.726,72	R\$	337.873,07	R\$	2.757.053,09
<b>15</b>	R\$	<b>1.317.187,05</b>	R\$	<b>452.358,94</b>	R\$	<b>864.828,11</b>	R\$	6.022.554,83	R\$	<b>360.862,55</b>	R\$	3.117.915,65
<b>16</b>	R\$	1.465.864,33	R\$	475.850,27	R\$	990.014,06	R\$	7.012.568,89	R\$	389.715,36	R\$	3.507.631,00
<b>17</b>	R\$	<b>1.648.686,74</b>	R\$	<b>500.692,80</b>	R\$	<b>1.147.993,94</b>	R\$	8.160.562,83	R\$	<b>426.324,10</b>	R\$	3.933.955,10
<b>18</b>	R\$	1.877.910,26	R\$	526.964,82	R\$	1.350.945,44	R\$	9.511.508,27	R\$	473.295,35	R\$	4.407.250,45
<b>19</b>	R\$	<b>2.171.204,98</b>	R\$	<b>554.749,16</b>	R\$	<b>1.616.455,82</b>	R\$	11.127.964,09	R\$	<b>534.259,68</b>	R\$	4.941.510,13
<b>20</b>	R\$	2.554.384,76	R\$	584.133,45	R\$	1.970.251,31	R\$	13.098.215,40	R\$	614.333,67	R\$	5.555.843,80
<b>21</b>	R\$	<b>3.065.671,88</b>	R\$	<b>615.210,37</b>	R\$	<b>2.450.461,51</b>	R\$	15.548.676,91	R\$	<b>720.816,49</b>	R\$	6.276.660,29
<b>22</b>	R\$	3.762.448,58	R\$	648.077,99	R\$	3.114.370,60	R\$	18.663.047,50	R\$	864.253,71	R\$	7.140.914,01
<b>23</b>	R\$	<b>4.732.092,59</b>	R\$	<b>682.840,02</b>	R\$	<b>4.049.252,58</b>	R\$	22.712.300,08	R\$	<b>1.060.083,24</b>	R\$	8.200.997,24
<b>24</b>	R\$	6.109.615,51	R\$	719.606,18	R\$	5.390.009,33	R\$	28.102.309,41	R\$	1.331.216,68	R\$	9.532.213,92
<b>25</b>	R\$	<b>8.106.799,30</b>	R\$	<b>758.492,57</b>	R\$	<b>7.348.306,74</b>	R\$	35.450.616,14	R\$	<b>1.712.145,41</b>	R\$	11.244.359,33

Fonte: O autor, 2023



## APÊNDICE D – FLUXO DE CAIXA APE - 100%

Figura 37 – Fluxo de Caixa Usina 100% - APE

Ano	Sem Autoprodução	Com Autoprodução	Fluxo de Retorno	Payback	Fluxo de Retorno com TMA	Payback com TMA
		Investimento	-R\$ 1.723.885,00	-R\$ 1.723.885,00	-R\$ 1.723.885,00	-R\$ 1.723.885,00
<b>1</b>	R\$ 477.754,20	R\$ 198.751,69	R\$ 279.002,50	-R\$ 1.444.882,50	R\$ 263.209,91	-R\$ 1.460.675,09
<b>2</b>	R\$ 507.190,75	R\$ 210.174,80	R\$ 297.015,95	-R\$ 1.147.866,55	R\$ 264.343,13	-R\$ 1.196.331,96
<b>3</b>	R\$ 538.882,61	R\$ 222.258,82	R\$ 316.623,79	-R\$ 831.242,77	R\$ 265.843,44	-R\$ 930.488,52
<b>4</b>	R\$ 573.104,67	R\$ 235.041,95	R\$ 338.062,72	-R\$ 493.180,04	R\$ 267.777,34	-R\$ 662.711,18
<b>5</b>	R\$ 610.189,56	R\$ 248.564,60	R\$ 361.624,96	-R\$ 131.555,08	R\$ 270.227,20	-R\$ 392.483,98
<b>6</b>	R\$ 650.544,52	R\$ 262.869,51	R\$ 387.675,01	R\$ 256.119,92	R\$ 273.295,58	-R\$ 119.188,39
<b>7</b>	R\$ 694.674,38	R\$ 278.001,90	R\$ 416.672,49	R\$ 672.792,41	R\$ 277.111,00	R\$ 157.922,61
<b>8</b>	R\$ 743.212,72	R\$ 294.009,58	R\$ 449.203,14	R\$ 1.121.995,55	R\$ 281.835,61	R\$ 439.758,22
<b>9</b>	R\$ 796.964,73	R\$ 310.943,14	R\$ 486.021,59	R\$ 1.608.017,14	R\$ 287.675,43	R\$ 727.433,65
<b>10</b>	R\$ 856.966,67	R\$ 328.856,07	R\$ 528.110,60	R\$ 2.136.127,74	R\$ 294.894,20	R\$ 1.022.327,85
<b>11</b>	R\$ 924.569,12	R\$ 347.804,99	R\$ 576.764,13	R\$ 2.712.891,86	R\$ 303.832,15	R\$ 1.326.159,99
<b>12</b>	R\$ 1.001.554,47	R\$ 367.849,74	R\$ 633.704,73	R\$ 3.346.596,60	R\$ 314.931,84	R\$ 1.641.091,83
<b>13</b>	R\$ 1.090.304,76	R\$ 389.053,65	R\$ 701.251,11	R\$ 4.047.847,70	R\$ 328.773,88	R\$ 1.969.865,72
<b>14</b>	R\$ 1.194.043,35	R\$ 411.483,70	R\$ 782.559,65	R\$ 4.830.407,36	R\$ 346.126,89	R\$ 2.315.992,60
<b>15</b>	R\$ 1.317.187,05	R\$ 435.210,72	R\$ 881.976,33	R\$ 5.712.383,69	R\$ 368.017,91	R\$ 2.684.010,51
<b>16</b>	R\$ 1.465.864,33	R\$ 460.309,65	R\$ 1.005.554,68	R\$ 6.717.938,37	R\$ 395.832,86	R\$ 3.079.843,38
<b>17</b>	R\$ 1.648.686,74	R\$ 486.859,75	R\$ 1.161.826,99	R\$ 7.879.765,36	R\$ 431.461,20	R\$ 3.511.304,58
<b>18</b>	R\$ 1.877.910,26	R\$ 514.944,86	R\$ 1.362.965,40	R\$ 9.242.730,76	R\$ 477.506,46	R\$ 3.988.811,04
<b>19</b>	R\$ 2.171.204,98	R\$ 544.653,65	R\$ 1.626.551,33	R\$ 10.869.282,09	R\$ 537.596,38	R\$ 4.526.407,42
<b>20</b>	R\$ 2.554.384,76	R\$ 576.079,93	R\$ 1.978.304,83	R\$ 12.847.586,92	R\$ 616.844,80	R\$ 5.143.252,22
<b>21</b>	R\$ 3.065.671,88	R\$ 609.322,90	R\$ 2.456.348,98	R\$ 15.303.935,90	R\$ 722.548,32	R\$ 5.865.800,54
<b>22</b>	R\$ 3.762.448,58	R\$ 644.487,50	R\$ 3.117.961,08	R\$ 18.421.896,98	R\$ 865.250,09	R\$ 6.731.050,63
<b>23</b>	R\$ 4.732.092,59	R\$ 681.684,74	R\$ 4.050.407,85	R\$ 22.472.304,83	R\$ 1.060.385,68	R\$ 7.791.436,32
<b>24</b>	R\$ 6.109.615,51	R\$ 721.032,02	R\$ 5.388.583,49	R\$ 27.860.888,32	R\$ 1.330.864,53	R\$ 9.122.300,84
<b>25</b>	R\$ 8.106.799,30	R\$ 762.653,53	R\$ 7.344.145,77	R\$ 35.205.034,09	R\$ 1.711.175,91	R\$ 10.833.476,75

Fonte: O autor, 2023

## REFERÊNCIAS

- ABRACEEL. **Manual de Boas Práticas de Gestão de Riscos**. 2020. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/biblioteca/cartilhas/2020/02/manual-de-boas-praticas-gestao-de-risco/>>. Acesso em: 13 junho. 2023.
- ABRADEE. **Visão geral do setor**. 2023. Disponível em: <<https://abradee.org.br/visao-geral-do-setor/>>. Acesso em: 02 abril. 2023.
- ABSOLAR. **Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil**. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 12 junho. 2023.
- ANEEL. **Resolução Normativa N° 166 de 10 de outubro de 2005**. 2005. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2005166.pdf>>. Acesso em: 09 junho. 2023.
- \_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL N° 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1-000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Acesso em: 04 junho. 2023.
- \_\_\_\_\_. **Resolução Homologatória n° 3.045, 21 de junho de 2022**. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc//reh20223045ti.pdf>>. Acesso em: 10 junho. 2023.
- \_\_\_\_\_. **Tarifas de Energia de Otimização, de Serviços Ancilares e PLD são fixados para 2023**. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-sao-fixados-para-2023>>. Acesso em: 02 abril. 2023.
- \_\_\_\_\_. **A ANEEL**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel/>>. Acesso em: 02 abril. 2023.
- \_\_\_\_\_. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: 18 junho. 2023.
- \_\_\_\_\_. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>>. Acesso em: 05 junho. 2023.
- \_\_\_\_\_. **SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em: 12 novembro. 2023.
- \_\_\_\_\_. **Sobre Bandeiras Tarifárias**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 05 junho. 2023.
- ANGELOTTI, W. F. D. *et al.* Uma abordagem simplificada do método monte carlo quântico: da solução de integrais ao problema da distribuição eletrônica. **Química Nova**, SciELO Brasil, v. 31, p. 433–444, 2008.
- BRASIL. **Decreto n° 2.003, de 10 de setembro de 1996**. 1996. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/d2003.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm)>. Acesso em: 05 junho. 2023.

\_\_\_\_. **Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. 1998. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9648cons.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm)>. Acesso em: 05 junho. 2023.

\_\_\_\_. **Decreto nº 5.163 de 30 de Julho De 2004**. 2004. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>. Acesso em: 02 abril. 2023.

\_\_\_\_. **Lei nº 10.848, De 15 De Março De 2004**. 2004. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm)>. Acesso em: 02 abril. 2023.

\_\_\_\_. **Decreto nº 6.210, de 18 de setembro de 2007**. 2007. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6210.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6210.htm)>. Acesso em: 10 junho. 2023.

\_\_\_\_. **Lei Nº 11.488, de 15 DE Junho de 2007**. 2007. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2007/lei/111488.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/111488.htm)>. Acesso em: 09 junho. 2023.

\_\_\_\_. **Lei Nº 13.203, de 8 de Dezembro de 2015**. 2015. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm#art6](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm#art6)>. Acesso em: 10 junho. 2023.

\_\_\_\_. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. 2022. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm)>. Acesso em: 10 junho. 2023.

CCEE. **Balanco de Consumo e Geração 2022**. 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/estudos-especiais>>. Acesso em: 24 maio. 2023.

\_\_\_\_. **Capacita CCEE**. 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/capacitacao>>. Acesso em: 02 abril. 2023.

\_\_\_\_. **Estrutura do setor elétrico brasileiro**. 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/governanca>>. Acesso em: 02 abril. 2023.

\_\_\_\_. **Sobre Nós**. 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/sobrenos>>. Acesso em: 02 abril. 2023.

EPE. **Quem Somos**. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>>. Acesso em: 02 abril. 2023.

FERNANDES, M. Estudo da rentabilidade e risco da produção de eucalipto para energia em minas gerais. **Informações Econômicas**, v. 43, n. 6, p. 28–35, 2013.

FIGUEIREDO, R. S.; NETO, O. J. d. O.; MAIA, L. C. d. C. Utilização do método monte carlo para estimação da razão de hedge ótima dp boi gordo. **XII SEMEAD - Seminários em Administração**, FEA - USP, v. 112, 2009.

FIOROTTI MARCELE CAROLINE THIMOTHEO DE BRITO, C. C. M. A. **Mercado atacadista de energia elétrica: formação de preço e contribuições para o aperfeiçoamento do setor**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2022.

FLESCH, C. H. *et al.* Análise financeira da energia fotovoltaica no mercado livre de energia. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–10.

GESEL. Análise da contratação de autoprodução por equiparação: tendências e perspectivas. **Grupo de Estudos do Setor Elétrico**, 2022. Disponível em: <<https://gesel.ie.ufrj.br/publicacao/tdse-108-analise-da-contratacao-de-autoproducao-por-equiparacao-tendencias-e-perspectivas/>>. Acesso em: 13 junho. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico - Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico 1º semestre 2023**. 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudos/sumario-executivo-estudo-de-geracao-distribuida-2023-1o-sem-2023/>>. Acesso em: 20 novembro. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico de Grandes Usinas Solares 2023**. 2023. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/sumario-executivo-estudo-gc-2023/>>. Acesso em: 11 junho. 2023.

IPCC. **Global Warming 1.5°C**. 2018. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/sr15/>>. Acesso em: 12 junho. 2023.

JR, R. M. Análise quantitativa de risco baseada no método de monte carlo: abordagem pmbok. In: **I Congresso Brasileiro de Gerenciamento de Projetos–Florianópolis**. [S.l.: s.n.], 2006. v. 29.

LILLO-SÁNCHEZ, L. *et al.* Degradation analysis of photovoltaic modules after operating for 22 years. a case study with comparisons. **Solar Energy**, v. 222, p. 84–94, 2021. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X21003133>>.

MARQUEZAN, L. H. F.; BRONDANI, G. Análise de investimentos. **Revista Eletrônica de Contabilidade**, v. 3, n. 1, p. 35–35, 2006.

MME, M. D. E. D. M. E. E. **Portaria nº 514, De 27 De Dezembro De 2018**. 2018. Disponível em: <[https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754)>. Acesso em: 02 abril. 2023.

\_\_\_\_\_. **Portaria nº 465, De 12 De Dezembro De 2019**. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-465-2019.pdf/view>>. Acesso em: 02 abril. 2023.

\_\_\_\_\_. **Portaria Normativa nº 50, De 27 De Setembro De 2022**. 2022. Disponível em: <<https://in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>>. Acesso em: 02 abril. 2023.

\_\_\_\_\_. **Caderno de Transmissão de Energia**. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2032/cadernos/caderno-de-transmissao-de-energia/view>>. Acesso em: 09 maio. 2023.

MÓNICO, P. G. **Análise de risco de um projeto de investimento por aplicação do Método de Monte Carlo**. Tese (Doutorado), 2019.

MOREIRA, I. B. Estrutura societária e instrumentos contratuais aplicáveis ao modelo de autoprodução de energia por equiparação. Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2022.

MOREIRA, P. S. E. Revisão legal regulatória para viabilização de um autoprodutor de fonte solar fotovoltaica no ambiente livre de contratação de energia. 2021.

ONS. **O que é ONS**. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 02 abril. 2023.

\_\_\_\_\_. **O Sistema Interligado Nacional**. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 02 abril. 2023.

PORTALSOLAR. **Passo a passo da fabricação do painel solar - tudo sobre energia solar fotovoltaica**. 2022. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/passa-a-passo-da-fabricacao-do-painel-solar.html>>. Acesso em: 11 junho. 2023.

REN21. **Renewables 2021 global status report**. 2021. Disponível em: <<https://www.ren21.net/gsr-2021/>>. Acesso em: 12 junho. 2023.

ROSSETTO, C.; SOUZA, J. S. de. Avaliação econômica da implantação de turbinas eólicas por meio da análise de riscos. **Cadernos do IME-Série Estatística**, v. 38, p. 21, 2015.

SCHMITT, D. Análise de viabilidade econômica da migração para o mercado livre de energia: estudo de caso de um comércio varejista. Universidade Federal de Santa Catarina, 2022.

SILVA, P. C. M. d. Á. Regulação da abertura do mercado livre de energia elétrica: análise da implantação da competição varejista no brasil. IDP/EAB, 2022.

UFSC. **Distribuição Normal (Gaussiana)**. 2023. Disponível em: <<https://www.inf.ufsc.br/~andre.zibetti/probabilidade/normal.html>>. Acesso em: 25 junho. 2023.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 1. ed. [S.l.]: Érica, 2012.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. [S.l.]: Oficina de textos, 2016.